

PROPIEDAD DE
LA BIBLIOTECA

2.1

COMISION ECONOMICA PARA AMERICA LATINA

CEPAL/MEX/66/13

INFORME SOBRE LAS TARIFAS DE LOS SISTEMAS OCCIDENTE Y ORIENTE DEL
INSTITUTO NACIONAL DE ELECTRIFICACION DE GUATEMALA

Informe preparado por la Misión Centroamericana de Electrificación y
Recursos Hidráulicos de las Naciones Unidas.

PROPIEDAD DE
LA BIBLIOTECA

C. L

CEPAL/MEX/66/13

Pág. iii

INDICE

	<u>Página</u>
I. Análisis de la situación existente en 1965	1
1. Base tarifaria	1
2. Ingresos por ventas de energía	20
3. Comparación de ingresos y gastos	25
4. Resultados económicos por sectores de consumo	25
5. Estructura de las tarifas vigentes	28
6. Resumen	28
II. Propuesta justificada de nuevos niveles y estructuras tarifarias	29
1. Tarifa general	30
2. Tarifa para consumos intermedios	35
3. Tarifa para altos consumos a voltaje primario	37
4. Gobierno, municipalidades, instituciones benéficas	41
5. Alumbrado público	41
6. Tarifa para servicios provisionales	43
7. Tarifas de tipo estacional	43
III. Análisis comparativo de la situación de 1965, de haberse aplicado las nuevas tarifas propuestas por la Misión	43
IV. Conclusiones respecto a costos y precios del servicio	45
V. Proyección de resultados económicos y financieros para el período 1966-1979	50
1. Suponiendo atención de zonas actualmente servidas exclusivamente	50
2. Situación económica de llevarse adelante los programas de extensión de servicios a nuevas áreas y la construcción de la central hidroeléctrica El Porvenir, 1966-1968	52
VI. Estrategia y política tarifaria del INDE, extensión del servicio a nuevas zonas	60

PROPIEDAD DE
LA BIBLIOTECA

Pág. v

C. L

Guatemala, 12 de octubre de 1966

Sr. Ing. Rolánd Castillo Contoux
Gerente Instituto Nacional de Electrificación
Guatemala, C.A.

Estimado señor Gerente:

Tenemos el gusto de enviar a usted el informe correspondiente a la asesoría de la Misión Centroamericana de Electrificación, prestada con ocasión de la segunda visita a Guatemala. En esta oportunidad se analizan los problemas de las tarifas eléctricas de los sistemas de Oriente y Occidente, en donde vende energía al detalle el INDE, según el programa de actividades de la Misión definido por la Gerencia del INDE.^{1/}

El estudio incluyó el examen de los siguientes aspectos:

- I. Análisis de la situación existente en 1965.
- II. Propuesta justificativa de nuevos niveles y estructuras tarifarias para los sistemas de Oriente y Occidente.
- III. Análisis comparativo de la situación de 1965 de aplicarse las nuevas tarifas propuestas en la sección II.
- IV. Conclusiones respecto a costos y precios del servicio.
- V. Proyección de resultados económicos y financieros para el período 1966-1969.
- VI. Estrategia y política tarifaria del INDE y de extensión de servicios a nuevas zonas urbanas y rurales.

^{1/} Véase informe de la Misión a la Gerencia del INDE, del 16 de septiembre de 1966.

I. ANALISIS DE LA SITUACION EXISTENTE EN 1965

1. Base tarifaria

Las tarifas en sistemas económica y financieramente consolidados deben cubrir los costos de producción más una rentabilidad que permita cubrir el costo de parte de las inversiones futuras del sistema de que se trate. Para el INDE la rentabilidad que preliminarmente se ha supuesto es el 10 por ciento sobre la inversión neta inmovilizada.

Los costos de producción más la rentabilidad que se ha de obtener de cada sistema se denomina base tarifaria. Debe incluir:

- a) Gastos de operación y mantenimiento
 - i) Planta generadora
 - ii) Planta transmisora
 - iii) Planta distribuidora
- b) Depreciación
- c) Seguros
- d) Gastos administrativos y generales
- e) Rentabilidad

El establecimiento de los costos reales incurridos en un sistema dado resulta ser realmente fácil ya que las empresas eléctricas tienen organizados sus servicios contables en forma apropiada. No es este el caso del INDE en donde se aprecian fallas en los registros contables y otras estadísticas, razón por la cual este estudio está basado en estimaciones juiciosas para determinar los distintos costos; para establecerlas se valoró toda la información disponible. Es muy difícil en un período corto de tiempo realizar el ordenamiento y depuración de registros e informaciones. Es tarea que habrá de tomar tiempo al INDE y que apenas se inicia. (Véase memorándum anexo a este informe con recomendaciones concretas para mejorar la situación existente.) Sin embargo, el estudio que ahora se presenta sigue teniendo validez para orientar inicialmente la acción que a corto plazo debe tomar la institución a fin de corregir defectos e injusticias que se presenten con respecto a estos problemas en las zonas servidas por el INDE.

/Los gastos

Los gastos de operación y mantenimiento para el año 1965 se han obtenido directamente de los registros contables. Estos gastos, divididos en generación, transmisión y distribución, alcanzaron en 1965 a 198 435.13 quetzales, sin considerar la depreciación, y fueron el 39 por ciento de los gastos totales, sin incluir rentabilidad.

Los registros de activos existentes son inapropiados y se carece de una política definida de depreciación. Por esta razón hubo necesidad, como primer paso, de establecer el activo fijo neto en cada una de las diversas instalaciones, tomando en consideración su vida útil probable, su valor de rescate y la depreciación acumulada a la fecha del análisis o sea diciembre 31 de 1965. (Véase el cuadro 1.)

El activo fijo neto en operación al 31 de diciembre de 1965 para los sistemas de Oriente y Occidente se desglosaba como sigue:

	Total		Occidente		Oriente	
	Total	Por kW instalado	Total	Por kW instalado	Total	Por kW instalado
Total	<u>2 664</u>	<u>266</u>	<u>1 572</u>	<u>208</u>	<u>1 092</u>	<u>428</u>
Planta generadora	1 552	155	1 077	143	475	186
Planta transmisora	674	67	252	33	422	165
Planta distribuidora	270	27	116	15	154	60
Planta general	168	17	127	17	41	16

El costo promedio por kW instalado de ambos sistemas de 266 quetzales, es bajo si se compara con otros sistemas de Centroamérica, por ejemplo, el mismo valor para la Empresa Eléctrica de Guatemala es de 415 quetzales para 1965. Resalta, sin embargo, la diferencia entre ambos sistemas que obedece en parte a que las obras de Occidente están más depreciadas que las de Oriente. Además, en Occidente se incluyen las instalaciones de la planta diesel de San Felipe de costo relativamente bajo. Adicionalmente, se debe señalar que informaciones sobre activos de Oriente fueron más depurados por el Grupo de la Misión que los de Occidente, con base en información directa del Jefe del Departamento de Operación.

CALCULO DEL ACTIVO FIJO NETO - RESUMEN AL 31 DE DICIEMBRE DE 1965

(Miles de quetzales)

Instalación	Valor de costo (1)	Valor de rescate (2)	Depreciación anual (3)	Depreciación acumulada (4)	Activo fijo neto 1-4 (5)
Planta generación Occidente	1 701	168	68	624	1 077
Planta generación Oriente	<u>714</u>	<u>72</u>	<u>34</u>	<u>239</u>	<u>475</u>
Total planta generación	<u>2 415</u>	<u>240</u>	<u>102</u>	<u>863</u>	<u>1 552</u>
Planta transmisora Occidente	483	25	15.6	230.7	252.3
Planta transmisora Oriente	<u>476</u>	<u>24</u>	<u>15.4</u>	<u>54.3</u>	<u>421.3</u>
Total planta transmisión	<u>959</u>	<u>49</u>	<u>31.0</u>	<u>285.0</u>	<u>674.0</u>
Planta subtransmisión y Distr. Occidente	297	9	9.8	181.5	115.5
Planta subtransmisión y Distr. Oriente	<u>210</u>	<u>8</u>	<u>7.3</u>	<u>55.6</u>	<u>154.4</u>
Total planta subtransmisión y distr.	<u>507</u>	<u>17</u>	<u>17.1</u>	<u>237.1</u>	<u>269.9</u>
Planta general Occidente	222	23	20.4	95.1	126.9
Planta general Oriente	<u>72</u>	<u>8</u>	<u>6.9</u>	<u>31.1</u>	<u>40.9</u>
Total planta general	<u>294</u>	<u>31</u>	<u>27.3</u>	<u>126.2</u>	<u>167.8</u>
Gran total	<u>4 175</u>	<u>337</u>	<u>177.4</u>	<u>1 511.3</u>	<u>2 663.7</u>
Sistema Occidente	2 703	225	113.8	1 131.3	1 571.7
Sistema Oriente	1 472	112	63.6	380.0	1 092.0

/Continúa

Cuadro 1 (continuación)

CALCULO DEL ACTIVO FIJO NETO - PLANTA DE GENERACION, AL 31 DE DICIEMBRE DE 1965

(Miles de quetzales)

Instalación	Valor de costo (1)	Valor de rescate (2)	Vida útil (Años) (3)	Vida en servicio (Años) (4)	Porcentaje de depreciación anual (5)	Depreciación anual (6)	Depreciación acumulada (7)	Activo fijo neto 1-7 (8)
Sistema Occidente								
Hidro Sta. María	1 195	120	30	15	3.33	36	540	655
Hidro Italia	44	4	15	15	6.66	3	40	4
Diesel Coatepeque	11	-	10	8	10.00	1	8	3
Diesel Tecún-Umán	16	-	10	5	10.00	2	10	6
Diesel San Felipe	<u>435</u>	<u>44</u>	15	1	6.66	<u>26</u>	<u>26</u>	<u>409</u>
Subtotal	<u>1 701</u>	<u>168</u>				<u>68</u>	<u>624</u>	<u>1 077</u>
Sistema Oriente								
Hidro Río Hondo	594	60	20	6	5.00	27	162	432
Hidro Sta. Rosalía	<u>120</u>	<u>12</u>	15	11	6.66	<u>7</u>	<u>77</u>	<u>43</u>
Subtotal	<u>714</u>	<u>72</u>				<u>34</u>	<u>239</u>	<u>475</u>
Total generación	<u><u>2 415</u></u>	<u><u>240</u></u>				<u><u>102</u></u>	<u><u>863</u></u>	<u><u>1 552</u></u>

/Continúa

CALCULO DEL ACTIVO FIJO NETO - PLANTA DE TRANSMISION, AL 31 DE DICIEMBRE DE 1965

(Miles de quetzales)

Instalación	Voltaje	Valor de costo	Valor de rescate	Vida útil (Años)	Vida en servicio (Años)	Porcentaje de depreciación anual	Depreciación anual	Depreciación acumulada	Activo fijo neto 1-7 (8)
		(1)	(2)	(3)	(4)	(5)	(6)	(7)	(8)
Sistema Occidente									
S.E. Quezaltenango	50 kV	110	5	30	20	3.33	3.5	70.0	40.0
S.E. Coatepeque	50 kV	20	1	30	5	3.33	0.6	3.0	17.0
S.E. Colomba Costa Cuca	50 kV	8	-	30	4	3.33	0.3	1.2	6.8
S.E. Retalhuleu	50 kV	27	1	30	8	3.33	0.9	7.0	20.0
S.E. San Felipe	50 kV	31	2	30	8	3.33	1.0	8.0	23.0
S.E. Mazatenango	50 kV	54	3	30	16	3.33	1.7	28.0	26.0
S.E. Salajá	22 kV	1	-	30	10	3.33	0.03	0.3	0.7
S.E. Totonicapán	22 kV	19	1	30	6	3.33	0.6	3.6	15.4
S.E. Panajachel	22 kV	9	1	30	9	3.33	0.3	2.7	6.3
S.E. Quiché	22 kV	7	-	30	10	3.33	0.2	2.0	5.0
L.T. Santa María-San Felipe	50 kV	15	1	30	16	3.33	0.5	8.0	7.0
L.T. Sta. María-Quezaltenango	50 kV	30	2	30	30	3.33	0.9	28.0	2.0
L.T. San Felipe-Mazatenango	50 kV	24	1	30	16	3.33	0.8	12.8	11.2
L.T. San Sebastián-Retalhuleu	50 kV	5	-	30	6	3.33	0.2	1.2	3.8
L.T. San Felipe-San Sebastián	50 kV	18	1	30	6	3.33	0.6	3.6	14.4
L.T. Retalhuleu-Colomba	50 kV	32	2	30	4	3.33	1.0	4.0	28.0
L.T. Colomba-Coatepeque	50 kV	5	-	30	4	3.33	0.2	0.8	4.2

/Continúa

Instalación	Voltaje	Valor de costo	Valor de rescate	Vida útil (Años)	Vida en servicio (Años)	Porcentaje de depreciación anual	Depreciación anual	Depreciación acumulada	Activo fijo neto 1-7 (8)
		(1)	(2)	(3)	(4)	(5)	(6)	(7)	(8)
L.T. Quezaltenango-Salcajá	22 kV	8	-	30	20	3.33	0.3	6.0	2.0
L.T. Salcajá-Totonicapán	22 kV	10	-	30	20	3.33	0.3	6.0	4.0
L.T. Totonicapán-Sololá	22 kV	30	2	30	20	3.33	0.9	18.0	12.0
L.T. Sololá-Panajachel	22 kV	5	-	30	25	3.33	0.2	4.0	1.0
L.T. Totonicapán-Quiché	22 kV	11	1	30	25	3.33	0.3	8.5	2.5
L.T. Planta Italia-Coatepeque	15 kV	<u>4</u>	<u>-</u>	15	15	6.66	<u>0.3</u>	<u>4.0</u>	<u>-</u>
Subtotal		<u>483</u>	<u>25</u>				<u>15.6</u>	<u>230.7</u>	<u>252.3</u>
Sistema Oriente									
S.E. Río Hondo # 1	3 000 kVA	100	5	30	4	3.33	3.2	12.8	87.2
S.E. Río Hondo # 2	630 kVA	25	1	30	15	3.33	0.8	12.0	13.0
S.E. Pasabién	300 kVA	15	1	30	1	3.33	0.4	0.4	14.6
S.E. Chiquimula	750 kVA	30	2	30	2	3.33	0.9	1.8	28.2
S.E. Zocospá	630 kVA	25	1	30	15	3.33	0.8	12.0	13.0
L.T. Río Hondo-Chiquimula	33 kV	120	6	30	2	3.33	4.0	8.0	112.0
L.T. Chiquimula-Esquípulas	33 kV	154	8	30	1	3.33	5.1	5.1	148.9
L.T. Sta. Rosalva-S.E. Monte Grande	24 kV	<u>7</u>	<u>-</u>	30	11	3.33	<u>0.2</u>	<u>2.2</u>	<u>4.8</u>
Subtotal		<u>476</u>	<u>24</u>				<u>15.4</u>	<u>54.3</u>	<u>421.7</u>
Total		<u>959</u>	<u>49</u>				<u>31.0</u>	<u>285.0</u>	<u>674.0</u>

/Continúa

CALCULO DEL ACTIVO FIJO NETO - SUBTRANSMISION Y DISTRIBUCION, AL 31 DE DICIEMBRE DE 1965

(Miles de quetzales)

Instalación	Voltaje	Valor de costo (1)	Valor de rescate (2)	Vida útil (Años) (3)	Vida en servicio (Años) (4)	Porcentaje de depreciación anual (5)	Depreciación anual (6)	Depreciación acumulada (7)	Activo fijo neto 1-7 (8)
Sistema Occidente									
Subtransmisión									
L.T. Mazatenango-Cuyatenango	13 kV	9	-	30	4	3.33	0.3	1.2	7.8
L.T. Mazatenango-San Bernardino	13 kV	10	-	30	7	3.33	0.3	2.1	7.9
L.T. San Bernardino-San Antonio Such.	13 kV	3	-	30	3	3.33	0.1	0.3	2.7
L.T. Retalhuleu-El Asintal	13 kV	1	-	30	15	3.33	0.03	0.5	0.5
L.T. Mazatenango-Somayac- San Bernardino	13 kV	1	-	30	15	3.33	0.03	0.5	0.5
L.T. Somayac-San Pablo Jocopilas	13 kV	1	-	30	15	3.33	0.03	0.5	0.3
L.T. San Pablo Jocopilas-Santo Tomás La Unión	13 kV	4	-	30	15	3.33	0.1	2.0	2.0
L.T. Quezaltenango-San Juan Ostuncalco	13 kV	5	-	30	15	3.33	0.2	2.5	2.5
L.T. San Felipe-El Palmar	2.3 kV	2	-	30	29	3.33	0.1	1.9	0.1
L.T. Mazatenango-San Francisco Zapotitlán	2.3 kV	4	-	30	27	3.33	0.1	3.7	0.3
L.T. San Felipe-Pueblo Nuevo	2.3 kV	4	-	30	5	3.33	0.1	0.5	3.5
L.T. San Felipe-San Martín Zapotitlán	2.3 kV	1	-	30	28	3.33	0.03	1.0	-
L.T. San Andrés Villa Seca-Cuyotenango Such.	2.3 kV	7	-	30	28	3.33	0.2	6.6	0.4

/Continúa

Instalación	Voltaje	Valor de costo (1)	Valor de rescate (2)	Vida útil (Años) (3)	Vida en servicio (Años) (4)	Porcentaje de depreciación anual (5)	Depreciación anual (6)	Depreciación acumulada (7)	Activo fijo neto 1-7 (8)
L.T. San Andrés Villa Seca-Ramal Fca. Siquarisis	2.3 kV	1	-	30	28	3.33	0.03	1.0	-
L.T. San Martín Zapotitlán San Andrés Villa Seca	2.3 kV	4	-	30	28	3.33	0.1	3.8	0.2
L.T. San Felipe-Campo de Fiestas	2.3 kV	1	-	30	7	3.33	0.03	0.2	0.8
L.T. Ostuncalco-Buena Vista	2.3 kV	1	-	30	19	3.33	0.03	0.6	0.4
L.T. Ostuncalco-Concepción Chiquirichapa	2.3 kV	1	-	30	24	3.33	0.03	0.8	0.2
L.T. Concepción Chiquirichapa- San Martín Sacatepequez	2.3 kV	1	-	30	24	3.33	0.03	0.8	0.2
L.T. Quezaltenango-Olintepeque	2.3 kV	2	-	30	23	3.33	0.1	1.3	0.7
L.T. Salcajá-San Andrés	2.3 kV	5	-	30	5	3.33	0.2	1.0	4.0
L.T. San Cristóbal Totonicapán- San Francisco El Alto	2.3 kV	2	-	30	28	3.33	0.1	1.8	0.2
<u>Distribución</u>									
Dist. El Palmar		3	-	30	28	3.33	0.1	2.8	0.2
Dist. Colomba		3	-	30	25	3.33	0.1	2.5	0.5
Dist. Sta. María Jesús		-	-	30	30	3.33	-	-	-
Dist. San Mateo		1	-	30	24	3.33	0.03	0.7	0.3
Dist. La Esperanza		1	-	30	24	3.33	0.03	0.7	0.3
Dist. San Juan Ostuncalco		2	-	30	24	3.33	0.1	2.0	-
Dist. Concepción Chiquirichapa		1	-	30	23	3.33	0.03	0.7	0.3
Dist. San Martín Sacatepequez		1	-	30	23	3.33	0.03	0.7	0.3

Continúa

Instalación	Valor de costo	Valor de rescate	Vida útil (Años)	Vida en servicio (Años)	Porcentaje de depreciación anual	Depreciación anual	Depreciación acumulada	Activo fijo neto 1-7
	(1)	(2)	(3)	(4)	(5)	(6)	(7)	(8)
Dist. Orintepeque	2	-	30	23	3.33	0.1	2.0	-
Dist. Salcajá	9	-	30	27	3.33	0.3	8.1	0.9
Dist. Coatepeque	57	4	30	5	3.33	1.8	9.0	48.0
Dist. Genova	1	-	30	5	3.33	0.03	0.2	0.8
Dist. Flores Costa Cuca	1	-	30	2	3.33	0.03	0.1	0.9
Dist. San Cristóbal	2	-	30	25	3.33	0.1	2.0	2
Dist. San Francisco El Alto	1	-	30	28	3.33	0.03	0.8	0.2
Dist. Totonicapán	8	-	30	28	3.33	0.3	8.0	0
Dist. San Andrés Xecul	1	-	30	5	3.33	0.03	0.2	0.8
Dist. Santa Cruz Quiché	11	1	30	25	3.33	0.3	7.5	3.5
Dist. San Felipe	13	1	30	28	3.33	0.4	11.2	1.8
Dist. San Martín Zapotitlán	1	-	30	28	3.33	0.03	0.8	0.2
Dist. Sta. Cruz Mulú	2	-	30	6	3.33	0.1	0.6	1.4
Dist. San Andrés Villa Seca	1	-	30	28	3.33	0.03	0.8	0.2
Dist. El Asintal	11	-	30	25	3.33	0.03	0.8	0.2
Dist. San Sebastián	8	-	30	28	3.33	0.3	8.0	-
Dist. Retalhuleu	3	-	30	25	3.33	0.1	2.5	0.5

/Continúa

Instalación	Valor de costo	Valor de rescate	Vida útil (Años)	Vida en servicio (Años)	Porcentaje de depreciación anual	Depreciación anual	Depreciación acumulada	Activo fijo neto 1-7
	(1)	(2)	(3)	(4)	(5)	(6)	(7)	(8)
Dist. Sololá	5	-	30	27	3.33	0.2	5.0	-
Dist. Nahualá	1	-	30	27	3.33	0.03	0.8	0.2
Dist. Sta. Lucía Utatlán	2	-	30	27	3.33	0.1	2.0	-
Dist. Panajachel	7	-	30	24	3.33	0.2	4.8	2.2
Dist. San José Chocayá	3	-	30	23	3.33	0.1	2.3	0.7
Dist. San Pablo Jocopilas	1	-	30	27	3.33	0.03	0.8	0.2
Dist. Somayac	3	-	30	27	3.33	0.1	2.7	0.3
Dist. San Bernardino	1	-	30	27	3.33	0.03	0.8	0.2
Dist. San Fco. Zapititlán	2	-	30	27	3.33	0.1	2.0	-
Dist. Mazatenango	53	3	30	25	3.33	1.7	42.5	10.5
Dist. Santo Tomás La Unión	1	-	30	25	3.33	0.03	0.8	0.2
Dist. Cuyotenango	4	-	30	28	3.33	0.1	2.8	1.2
Dist. San Antonio Such.	7	-	30	24	3.33	0.2	4.8	2.2
Dist. Pueblo Nuevo	1	-	30	3	3.33	0.03	0.1	0.9
Dist. Tecún-Umán	2	-	30	25	3.33	0.1	2.0	-
Subtotal	<u>297</u>	<u>9</u>				<u>9.8</u>	<u>181.5</u>	<u>115.5</u>

/Continúa

Instalación	Voltaje	Valor de costo (1)	Valor de rescate (2)	Vida útil (Años) (3)	Vida en servicio (Años) (4)	Porcentaje de depreciación anual (5)	Depreciación anual (6)	Depreciación acumulada (7)	Activo fijo neto 1-7 (8)
Sistema Oriente									
Subtransmisión									
L.T. Monte Grande-Teculután	13 kV	5	-	30	11	3.33	0.2	2.2	2.8
L.T. Teculután-A. San José Reforma	13 kV	6	-	30	11	3.33	0.2	2.2	3.8
L.T. Reforma-Huite-Cabañas	13 kV	14	1	30	11	3.33	0.4	4.4	9.6
L.T. Teculután-Al. Monte Grande	7.6 kV	1	-	30	11	3.33	0.03	0.4	0.6
L.T. Teculután-Al. Sta. Cruz-Fca. El Suceso	7.6 kV	5	-	30	11	3.33	0.2	2.2	2.8
L.T. Teculután-Al. San Antonio-La Paz	7.6 kV	1	-	30	11	3.33	0.03	0.4	0.6
L.T. Teculután-Paraiso- Los Puentes	7.6 kV	2	-	30	11	3.33	0.1	1.1	0.9
L.T. Los Puentes-Vega de Cobán	7.6 kV	2	-	30	11	3.33	0.1	1.1	0.9
L.T. Los Puentes-Uzumatlán	7.6 kV	8	-	30	11	3.33	0.3	3.3	4.7
L.T. Uzumatlán-Güijo y El Jute	7.6 kV	7	-	30	11	3.33	0.2	2.2	4.8
L.T. Güijo-San Miguel Manzanal, Estancia, La Virgen y San Cristóbal	7.6 kV	13	1	30	11	3.33	0.4	4.4	8.6

/Continúa

Instalación	Valor de costo	Valor de rescate	Vida útil (Años)	Vida en servicio (Años)	Porcentaje de depreciación anual	Depreciación anual	Depreciación acumulada	Activo fijo neto 1-7 (8)
	(1)	(2)	(3)	(4)	(5)	(6)	(7)	(8)
<u>Distribución</u>								
Dist. Chiquimula	53	3	30	2	3.33	1.7	3.4	49.6
Dist. San Esteban	2	-	30	9	3.33	0.1	0.9	1.1
Dist. Vado Hondo	1	-	30	9	3.33	0.03	0.3	0.7
Dist. Santa Elena	1	-	30	9	3.33	0.03	0.3	0.7
Dist. San Jacinto	6	-	30	9	3.33	0.2	1.8	4.2
Dist. Quezaltepeque	10	1	30	-	3.33	0.3	-	10.0
Dist. Esquipulas	16	1	30	-	3.33	0.5	-	16.0
Dist. Teculután	12	1	30	11	3.33	0.4	4.4	7.6
Dist. Cabañas	6	-	30	11	3.33	0.2	2.2	3.8
Dist. Huité	4	-	30	11	3.33	0.1	1.1	2.9
Dist. San Cristóbal Acasag.	4	-	30	11	3.33	0.1	1.1	2.9
Dist. Aldea Monte Grande	2	-	30	11	3.33	0.1	1.1	0.9
Dist. Aldea Santa Cruz	2	-	30	11	3.33	0.1	1.1	0.9
Dist. Aldea San José	2	-	30	11	3.33	0.1	1.1	0.9
Dist. Caserío San Antonio	2	-	30	11	3.33	0.1	1.1	0.9
Dist. Caserío La Paz	2	-	30	11	3.33	0.1	1.1	0.9
Dist. Caserío Vega del Cobán	2	-	30	11	3.33	0.1	1.1	0.9

/Continúa

Instalación	Valor de costo	Valor de rescate	Vida útil (Años)	Vida en servicio (Años)	Porcentaje de depreciación anual	Depreciación anual	Depreciación acumulada	Activo fijo neto 1-7
	(1)	(2)	(3)	(4)	(5)	(6)	(7)	(8)
Dist. Los Puentes (Caserío)	2	-	30	11	3.33	0.1	1.1	0.9
Dist. El Paraíso (Caserío)	2	-	30	11	3.33	0.1	1.1	0.9
Dist. Uzumatlán	3	-	30	11	3.33	0.1	1.1	1.9
Dist. Aldea Güijo	2	-	30	11	3.33	0.1	1.1	0.9
Dist. Aldea La Palmilla	2	-	30	11	3.33	0.1	1.1	0.9
Dist. Aldea El Jute	2	-	30	11	3.33	0.1	1.1	0.9
Dist. Aldea La Reforma	2	-	30	11	3.33	0.1	1.1	0.9
Dist. Aldea El Manzanal	2	-	30	11	3.33	0.1	1.1	0.9
Dist. Estancia de la Virgen	1	-	30	11	3.33	0.03	0.4	0.6
Dist. Barranco Colorado	<u>1</u>	<u>-</u>	30	11	3.33	<u>0.03</u>	<u>0.4</u>	<u>0.6</u>
Subtotal	<u>210</u>	<u>8</u>				<u>7.3</u>	<u>55.6</u>	<u>154.4</u>
Total	<u>507</u>	<u>17</u>				<u>17.1</u>	<u>237.1</u>	<u>269.9</u>

/Continúa

Cuadro 1 (conclusión)

CALCULO DEL ACTIVO FIJO NETO - PLANTA GENERAL, AL 31 DE DICIEMBRE DE 1965

(Miles de quetzales)

Instalación	Valor de costo	Valor de rescate	Vida útil (Años)	Vida en servicio (Años)	Porcentaje de depreciación anual	Depreciación anual	Depreciación acumulada	Activo fijo neto 1-7
	(1)	(2)	(3)	(4)	(5)	(6)	(7)	(8)
Sistema Occidente								
Mobiliario y equipo de oficina	48	5	10	5	10.0	4.3	21.5	26.5
Equipo transporte	47	5	7	3	14.3	6.2	18.6	28.4
Equipo industrial	84	8	10	5	10.0	7.6	38.0	46.0
Equipo ingeniería	7	1	10	5	10.0	0.6	3.0	4.0
Edificio Central Quezaltenango	25	3	20	10	5.0	1.1	11.0	14.0
Terreno La Democracia	4	-	-	-	-	-	-	4.0
Oficina San Antonio Such.	<u>7</u>	<u>1</u>	10	5	10.0	<u>0.6</u>	<u>3.0</u>	<u>4.0</u>
Total Occidente	<u>222</u>	<u>23</u>				<u>20.4</u>	<u>95.1</u>	<u>126.9</u>
Sistema Oriente								
Equipo oficina	6	1	10	5	10.0	0.5	2.5	3.5
Equipo transporte	13	1	7	3	14.3	1.7	5.1	7.9
Equipo industrial	46	5	10	5	10.0	4.1	20.5	25.5
Equipos varios	<u>7</u>	<u>1</u>	10	5	10.0	<u>0.6</u>	<u>3.0</u>	<u>4.0</u>
Total Oriente	<u>72</u>	<u>8</u>				<u>6.9</u>	<u>31.1</u>	<u>40.9</u>
Total	<u>294</u>	<u>31</u>				<u>27.3</u>	<u>126.2</u>	<u>167.8</u>

/La depreciación

La depreciación acumulada y el cargo anual por este concepto fueron calculados con base en una política realista conservadora y tomando en consideración la experiencia en otras empresas centroamericanas. A este respecto debe señalarse la rápida obsolescencia que es dable esperar de la mayor parte de las instalaciones generadoras dado el pequeño tamaño de las mismas o que serán retiradas de servicio a un plazo previsible por sustitución por otras nuevas instalaciones.

Supuesto como bueno el valor total de los activos considerados en los inventarios y contabilidad del INDE, la depreciación acumulada al 31 de diciembre de 1965 por la Misión, representa el 36 por ciento de ese costo original o de libros.

Con respecto a seguros y dadas las prácticas establecidas en el país, no fueron supuestas sumas algunas, pero en todo caso representan valores muy pequeños en relación con los costos totales. En cuanto a los gastos de administración directa se cargaron los reales observados en 1965; únicamente aparecen sumas en el sistema de Occidente.

La Administración Central (Generales) y los gastos del Departamento Técnico se han distribuido según los valores reales de registro de ese año, en la siguiente forma:^{2/} 50 por ciento a inversiones y 50 por ciento a operación. De esta última suma 2/3 al sistema central y 1/3 a los sistemas de Occidente y Oriente. Entre ambos sistemas el prorrateo se hizo con base en los ingresos por venta de energía. La rentabilidad representa el 10 por ciento sobre el activo fijo inmovilizado. (Inversión bruta menos depreciación acumulada).

En el cuadro 2-1 se presenta un resumen de los costos de producción de 1965, por sistemas, separando lo que se refiere a generación y transmisión, lo que corresponde a distribución y general; se puede observar que el costo de generación y transmisión por kWh entregado al sistema de distribución en 1965 es de 2.68 y los del kWh distribuido de 1.10 centavos de quetzal. En el cuadro 2-2 se presentan los datos estadísticos y económicos desglosados por sistemas con base en la información obtenida de la Sección de Estadística y de la Contabilidad (salvo el caso de la depreciación, se respetaron los números recogidos en esas fuentes).

^{2/} Véase informe de la Misión sobre contrato con EEG, 16 de agosto de 1966.

Cuadro 2-1
 COSTOS DE PRODUCCION POR SISTEMAS, 1965
 (Miles de Quetzales)

	Totales	Occidente	Oriente
Totales	515	378	137
Generación y transmisión	256	177	79
Distribución y administrativos de la planta general	259	201	58
Activo fijo neto	<u>2 664</u>	<u>1 572</u>	<u>1 092</u>
Generación y transmisión	2 226	1 329	897
Distribución y planta general	438	243	195
Gran total costos	<u>781</u>	<u>535</u>	<u>246</u>
Costos, generación y transmisión	<u>562</u>	<u>375</u>	<u>187</u>
Gastos administrativos y generales	256	177	79
Rentabilidad	223	133	90
Otros	83	65	18
Gastos de distribución	<u>219</u>	<u>160</u>	<u>59</u>
GWh (1965) vendido	19.9	14.1	5.8
GWh antes de distribución	20.9	14.9	6.0
Gastos generación y transmisión cts/kWh	2.68	2.56	3.12
Gastos de distribución cts/kWh	1.10	1.13	1.02

Cuadro 2-2

DATOS ESTADÍSTICOS Y ECONÓMICOS, 1965
SISTEMAS DE OCCIDENTE Y DE ORIENTE

Concepto	Totales	Occidente	Oriente
Capacidad instalada	<u>9 978</u>	<u>7 428</u>	<u>2 550</u>
Hidráulica KW	6 918	4 368 <u>a/</u>	2 550 <u>c/</u>
Térmica KW	3 060	3 060 <u>b/</u>	-
Generación	<u>23 406 895</u>	<u>16 803 584</u>	<u>6 603 311</u>
Hidráulica kWh	21 894 448	15 291 137	6 603 311
Térmica kWh	1 512 447	1 512 447	-
Demanda máxima kW			1 280
Consumidores	13 372	9 753	3 619
Residencial	<u>12 984</u>	9 377	3 607
Medidor Fija		2 410	
		6 967	
General e industrial	188	172	11
Medidor Fija		30	
		142	
Gobierno o municipalidades	204	203	1
Municipio Quezaltenango	1	1	-
Ventas en kWh	<u>23 022 086</u>	<u>16 458 756</u>	<u>6 563 330</u>
Residencial		6 049 043	2 000 000
Medidor Fija		3 242 489	
		2 807 454	
General e industrial		2 572 831	500 000
Medidor Fija		663 788	
		1 909 043	
Municipalidades distribuidoras	10 086 010	6 021 100 <u>d/</u>	4 064 910 <u>e/</u>
Gobierno y municipalidades		1 452 463	
Uso propio		362 419	

/Continúa

Cuadro 2-2

Concepto	Totales	Occidente	Oriente
Precio medio	<u>2 315</u>	<u>2 369</u>	<u>2 180</u>
Residencial		5 351	3 037
Medidor		6 047	
Fija		4 536	
General e industrial		1 459	0 503
Medidor		3 066	
Fija		0 901	
Municipalidades distribuidoras		0 476	
Ingreso	532 980.51	389 905.37	143 075.14
Residencial	384 439.56	323 704.31	60 735.25
Medidor		196 077.97	
Fija		127 626.34	
General e industrial	40 066.45	37 547.57	2 518.88
Medidor		20 354.77	
Fija		17 192.80	
Municipio Quezaltenango		28 653.49	
Fiestas	354.60		354.60
Otras municipalidades	108 119.90		79 466.41
Otros ingresos eléctricos	10 140.48	8 216.13	1 924.35
Total ingresos	543 120.99	398 121.50	144 999.49

/Continúa

Cuadro 2-2

Concepto	Totales	Occidente	Oriente
Gastos	514 979.89	377 833.53	137 146.36
Generación	85 120.75	61 212.19	23 908.56
Depreciación generación	102 000.00	68 000.00	34 000.00
Transmisión	38 107.79	32 397.97	5 710.82
Depreciación transmisión	31 000.00	15 600.00	15 400.00
Distribución	75 206.59	60 091.61	15 114.98
Depreciación distribución	17 100.00	9 800.00	7 300.00
Administración directa	60 332.76	60 332.76	-
Distribución administración general	47 230.00	30 000.00	17 230.00
Distribución Dep. técnico	31 582.00	20 000.00	11 582.00
Depreciación planta general	27 300.00	20 400.00	6 900.00
Ingreso neto (sin considerar rentabilidad)	28 141.10	20 287.97	7 853.13

a/ Santa María 1 1 800 kW
 Santa María 3 2 200 kW
 Italia 368 kW

b/ San Felipe 2 900 kW
 Coatepeque 110 kW
 Tecún Umán 50 kW

c/ Río Hondo 2 400 kW
 Santa Rosalía 150 kW

d/ Municipalidad Quezaltenango

e/ Municipalidad Zacapa

2. Ingresos por ventas de energía

Los registros actuales de ingresos son defectuosos, y no fue posible efectuar un arqueo de los recibos emitidos. (Véase memorándum anexo a este informe.) De otra parte, al contarse con gran número de servicios a tarifa fija los consumos de los requisitos han debido ser estimados, con tendencia a una sobreestimación de los mismos según se puede comprobar de la observación de los datos oficiales del INDE (véanse cuadros 3 y 4). Como se notará, las ventas de energía durante el año fiscal 1962-1963 están claramente abultadas en lo que respecta al volumen de kWh. Igualmente sucede en los otros años, especialmente en lo que se refiere al consumo estimado de las ventas a tarifa fija. Por ejemplo, en Occidente en 1965 el total de ventas alcanzó, según las estadísticas del INDE, a 16 459 000 kWh en contra de 16 803 000 kWh de generación, lo que arrojaría pérdidas del 2.5 por ciento, valor muy bajo fuera de toda posibilidad real en ese sistema. Por tal razón, los datos de venta de energía fueron ajustados a base de estimaciones juiciosas como se muestra en el cuadro 5. Según esos resultados, las ventas fueron del orden de 19 932 000 de kWh (contra una generación total de 23 406 000 kWh) con ingresos por ventas en el período de 533 000 quetzales, con un ingreso promedio de 2.68 centavos de quetzal por kWh. Este ingreso resulta ser inferior al obtenido en el mismo período por la Empresa Eléctrica de Guatemala que fue de 3.25 centavos de quetzal en 1965, o sea una diferencia de 28 por ciento.^{3/}

Pueden observarse las grandes disparidades existentes con respecto al precio medio por kWh pagado por los diversos sectores en la actualidad. Mientras el sector residencial paga 5.82^{4/} centavos de quetzal por kWh, las ventas a Municipalidades al por mayor resultaron de 0.97 centavos de quetzal por kWh. Además, los servicios a oficinas de Gobierno y Municipalidades aparentemente no se cobran.

^{3/} El promedio en Centroamérica fue en 1965 de 2.93 centavos de dólar. Todos los países centroamericanos, excepto Costa Rica, están sobre ese promedio.

^{4/} Este valor sólo es superior en Honduras entre los países centroamericanos.

Cuadro 3

SISTEMA REGIONAL DE OCCIDENTE. CONSUMO, CONSUMIDORES E INGRESOS ^{a/}

Sector de consumo	1961/1962			1962/1963			1963/1964			Segundo semestre 1964			1965		
	Consumo (Miles kWh)	Consumidores	Ingresos (Quetzales)	Consumo (Miles kWh)	Consumidores	Ingresos (Quetzales)	Consumo (Miles kWh)	Consumidores	Ingresos (Quetzales)	Consumo (Miles kWh)	Consumidores	Ingresos (Quetzales)	Consumo (Miles kWh)	Consumidores	Ingresos (Quetzales)
Total	14 411	8 691	305 624	20 955	8 772	345 113	15 635	8 969	346 840	7 831	9 369	174 553	16 459	9 753	389 905
Residencial	4 389	8 383	222 429	8 599	8 433	273 390	5 225	8 633	291 183	2 686	9 030	146 655	6 050	9 377	323 703
Medidor	1 702	1 335	97 079	2 930	1 628	125 262	2 996	1 928	182 217	1 508	2 347	95 308	3 243	2 410	196 077
Tarifa	2 687	7 048	125 344	5 669	6 805	148 128	2 229	6 705	108 966	1 178	6 683	51 347	2 807	6 967	127 626
Industrial y comercial	2 415	179	27 476	4 652	163	34 936	2 422	165	31 859	1 203	165	16 116	2 573	172	37 548
Medidor	355	15	11 836	389	16	11 624	449	23	14 698	219	25	7 415	664	30	20 355
Tarifa fija	2 060	164	15 640	4 263	147	23 312	1 973	142	17 161	984	140	8 701	1 909	142	17 193
Gobierno, municipalidades y alumbrado de calles	1 999	128	35 948	1 147	175	12 029	1 259	170	Libre	624	173	Libre	1 452	203	Libre
Ventas al por mayor a distribuidores (Quezaltenango)	5 416	1	19 777	6 374	1	22 813	6 526	1	23 798	3 152	1	11 782	6 021	1	28 654
Otros e interdepartamental (uso propio)	192	-	-	183	-	1 945	203	-	Libre	166	-	Libre	363	-	Libre

a/ Según registros del INDE.

SISTEMA REGIONAL DE OCCIDENTE. CONSUMO MEDIO POR ABONADO E INGRESO MEDIO POR KWH^{a/}

Sector	1961/1962		1962/1963		1963/1964		2o. Semestre 1964		1965	
	kWh/abonado	Ingreso por kWh (Centavos de quetzal)	kWh/abonado	Ingreso por kWh (Centavos de quetzal)	kWh/abonado	Ingreso por kWh (Centavos de quetzal)	kWh/abonado	Ingreso por kWh (Centavos de quetzal)	kWh/abonado	Ingreso por kWh (Centavos de quetzal)
Residencial										
Medidor	1 275	5.76	1 815	4.27	1 555	6.06	642	6.30	1 343	6.05
Tarifa fija	382	4.66	833	2.62	332	4.90	175	4.36	403	4.54
Promedio	525	5.06	1 013	3.20	606	5.57	297	5.46	643	5.35
Industrial y comercial										
Medidor	23 700	3.34	24 300	2.99	19 500	3.27	8 770	3.38	22 100	3.06
Tarifa fija	12 560	0.76	29 000	0.55	13 700	1.15	7 030	0.88	13 420	0.90
Promedio	13 480	1.14	28 500	0.75	14 670	1.31	7 280	1.34	14 930	1.46
Gobierno, municipalidades y alumbrado de calles	15 600	1.80	6 550	1.05	7 400	Libre	3 610	Libre	7 160	Libre
Ventas al por mayor a distribuidores (Quezal tenango)	-	0.37	-	0.36	-	0.37	-	-	-	0.48
Otros interdepartamentales (uso propio)	-	Libre	-	1.06	-	Libre	-	Libre	-	Libre
Promedio general	1 660	2.12	2 390	1.65	1 740	2.15	847	2.22	1 686	2.37

a/ Según registros del INDE.

Cuadro 5

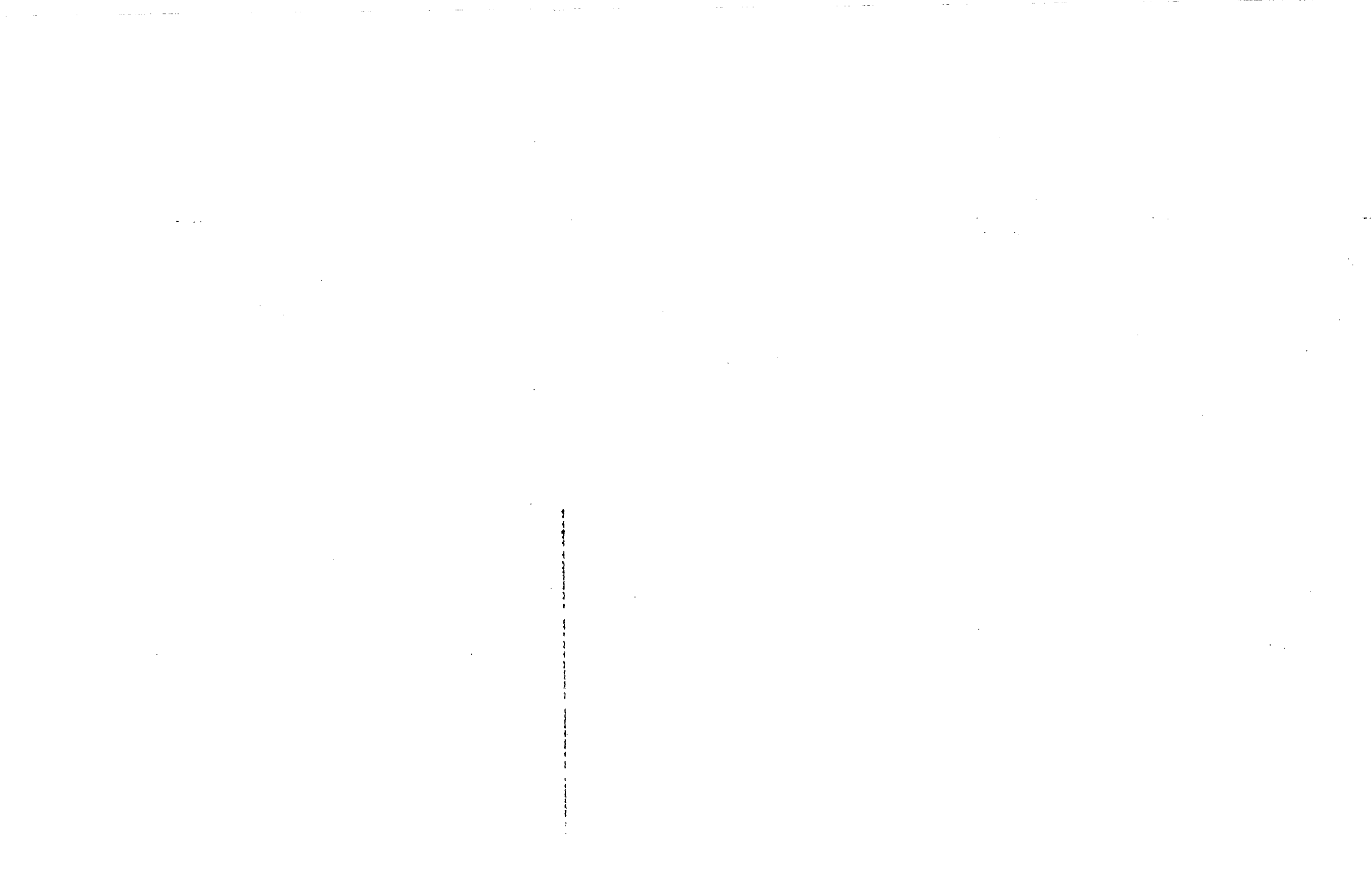
DISTRIBUCION ESTIMADA DEL CONSUMO E INGRESOS DE OCCIDENTE Y ORIENTE, 1965

(Valores corregidos)

Sector	Totales				Sistema de Occidente			Sistema de Oriente		
	Número de consumidores	Consumo MWh	Ingreso (Miles de quetzales)	Ingreso medio por kWh (Centavos de quetzal)	Número de consumidores	Consumo MWh	Ingreso (Miles de quetzales)	Número de consumidores	Consumo MWh	Ingreso (miles de quetzales)
Residencial	<u>12 984</u>	<u>6 602</u>	<u>384.4</u>	<u>5.82</u>	<u>9 377</u>	<u>5 102</u>	<u>323.7</u>	<u>3 607</u>	<u>1 500</u>	<u>607</u>
Medidor					2 410	3 242	196.1	a/	a/	a/
Fija					6 967	1 860	127.6	a/	a/	a/
Industrial y comercial	<u>183</u>	<u>2 111</u>	<u>50.0</u>	<u>2.37</u>	<u>172</u>	<u>1 876</u>	<u>37.6</u>	<u>11</u>	<u>235</u>	<u>124</u>
Medidor					30	664	20.4	a/	a/	a/
Fija					142	1 212	17.2	a/	a/	a/
Gobierno y municipalidades	203	930	Libre		203	930	Libre	a/	a/	a/
Municipalidades Distribuidoras	2	10 086	98.6	0.97	1	6 021	28.6	1	4 065	700
Interdepartamentales		203	Libre			203	Libre	a/	a/	a/
Totales	<u>13 372</u>	<u>19 932</u>	<u>533.0</u>	<u>2.68</u>	<u>9 753</u>	<u>14 132</u>	<u>389.9</u>	<u>3 619</u>	<u>5 800</u>	<u>1 431</u>

a/ No hay datos

/3. Comparación



3. Comparación de ingresos y gastos

Al comparar los ingresos por venta de energía con los correspondientes a los gastos determinados para 1965 (véanse de nuevo los cuadros 2 y 5) incluyendo la rentabilidad del 10 por ciento se obtiene un déficit de 248 400 quetzales que representa un 46,5 por ciento, correspondiendo un déficit del 37,3 por ciento al sistema de Occidente y del 72,2 por ciento al de Oriente (véase el cuadro 6). El costo promedio por kWh vendido fue de 3.93 centavos de quetzal, en contra de 2,68 centavos de quetzal de ingreso. En resumen, los ingresos actuales cubren todos los costos, excepto la rentabilidad.

4. Resultados económicos por sectores de consumo

Si con base en los costos promedio de generación, transmisión y distribución, se hiciera un análisis de los resultados económicos obtenidos durante 1965 por cada sector de consumo, sería dable detectar cuáles son aquellos que requieren ajustes tarifarios, ya sea por operar con déficit o por producir superávit de operación. Los resultados de tal análisis se muestran en el cuadro 7. Se puede observar que excepto el sector residencial que produce un pequeño superávit, el resto opera con déficit desde 120 por ciento el más pequeño (sector industrial y comercial, hasta un déficit total en el sector de oficinas de gobierno y municipalidades.

La corrección deficitaria de las tarifas actuales debiera pues realizarse en forma diferente según el sector de consumo de que se trate. Además, debiera aprovecharse para cambiar la anticuada estructura de las tarifas vigentes, así como generalizar el uso del medidor o contador, para todos los servicios, en forma de establecer una situación justa con respecto al servicio recibido.

Cuadro 6
SISTEMAS DE OCCIDENTE Y ORIENTE. INGRESOS Y GASTOS, 1965

	Total		Occidente		Oriente	
	Miles de quetzales	Centavos de quetzal por kWh	Miles de quetzales	Centavos de quetzal por kWh	Miles de quetzales	Centavos de quetzal por kWh
Ventas en GWh		19.9		14.1		5.8
Ingreso	<u>533.0</u>		<u>389.9</u>		<u>143.1</u>	
Precio medio		2.68		2.77		2.47
Gastos	<u>515.0</u>	<u>2.59</u>	<u>377.8</u>	<u>2.68</u>	<u>137.2</u>	<u>2.37</u>
Generación	187.1	0.94	129.2	0.92	57.9	1.00
Transmisión	69.1	0.35	48.0	0.34	21.1	0.36
Distribución	92.3	0.46	69.9	0.50	22.4	0.39
Administrativos generales	166.5	0.84	130.7	0.92	35.8	0.62
Ingreso neto sin rentabilidad	18.0	0.09	12.1	0.09	5.9	0.10
Rentabilidad (10 por ciento sobre activo fijo neto)	266.4	1.34	157.2	1.11	109.2	1.88
Deficit	248.4	1.25	145.1	1.02	103.3	1.78
Costo total incluyendo rentabilidad 10 por ciento	781.4	3.93	536.0	3.79	246.4	4.25
Costo de generación y transmisión incluyendo rentabilidad y una parte de los gastos administrativos y generales	562.4	2.68 ^{a/}	375.0	2.56 ^{a/}	187.4	3.12 ^{a/}
Costo distribución incluyendo rentabilidad y una parte de los gastos administrativos y generales	219.0	1.10	160.0	1.13	59.0	1.02
Costo pérdidas distribución	-	0.15	-	0.10	-	0.11

a/ Con base en los kWh antes de ser distribuidos: Total 20.9 GWh, 14.9 GWh en Occidente y 6.0 GWh en Oriente.

Cuadro 7

RESULTADOS ECONOMICOS POR SECTOR DE CONSUMO

	Total						Occidente			Oriente		
	Generación y transmisión (KWh)	Consumo (KWh)	Ingreso	Costos a/	Superávit (Déficit)	Porcentaje	Ingreso	Costo b/	Superávit (Déficit)	Ingreso	Costo c/	Superávit (Déficit)
Total	20 696	19 729										
Residencial	7 270	6 602	384.4	347.0	36.6	9.6	327.7	201.8	125.9	60.7	66.8	- 6.1
Industrial y comercial	2 320	2 111	50.0	111.0	- 61.0	-120.0	37.6	74.2	- 36.6	12.4	10.5	1.9
Gobierno y municipalidades	1 020	990	-	51.0	- 51.0	- 00	-	- 36.8	36.8	-	-	-
Municipalidades distribuidoras	10 086	10 086	98.6	275.0	-176.4	-179.0	28.6	159.5	-124.9	70.0	126.9	-56.9

a/ Costos generación y transmisión = $\frac{562\ 000}{20\ 696} = 2.72$; Costos de distribución = $\frac{219\ 000}{9\ 643} = 2.27$.

b/ Costos generación y transmisión = $\frac{375\ 000}{14\ 720} = 2.55$; Costos de distribución = $\frac{160\ 000}{13\ 929} = 1.15$.

c/ Costos generación y transmisión = $\frac{187\ 000}{6.0} = 3.12$; Costos de distribución = $\frac{5\ 900}{5\ 800} = 1.02$.

5. Estructura de las tarifas vigentes

Las tarifas actuales fueron establecidas hace mucho tiempo y su estructura resulta en la actualidad anticuada, además de que la mayor parte de los servicios se otorgan a tarifa fija, no existiendo a veces criterios uniformes para su aplicación. Durante los últimos años, muchos abonados de consumos relativamente elevados se decidieron por el autoabastecimiento a causa del alto costo del servicio. Todo ello obedece en gran parte a la estructura defectuosa de las tarifas vigentes.

6. Resumen

El resumen de la situación actual respecto a tarifas en los sistemas de Occidente y Oriente del INDE es el siguiente (1965):

- a) Existe un déficit tarifario del 46.5 por ciento, respecto a los informes actuales, que corresponde prácticamente a la rentabilidad que debiera obtener el INDE de estos sistemas
- b) Resalta el costo elevado del kWh generado y transmitido; tal costo obedece en parte a una utilización baja del potencial de esas instalaciones. Este costo podría reducirse de interconectarse ambos sistemas con el sistema central para colocar esos excedentes y de promover con mayor intensidad el consumo en las zonas servidas.
- c) Los niveles tarifarios aplicados a los sectores no corresponden a una distribución justa de los costos. Únicamente el sector residencial cubre sus costos.
- d) El subsidio para cubrir los servicios del Gobierno y Municipalidades representa un porcentaje muy elevado del déficit actual.
- e) La estructura tarifaria es deficiente y debe modernizarse para dar un trato justo a los diversos sectores de consumo.
- f) El número de servicios con contador es relativamente reducido y su consumo actual parece de tal importancia que justifica la introducción generalizada de esos aparatos, lo que podría inclusive reducir los costos de operación del sistema.

II. PROPUESTA JUSTIFICATIVA DE NUEVOS NIVELES Y ESTRUCTURAS TARIFARIAS

La tendencia moderna en técnica tarifaria es la de establecer pliegos tarifarios sencillos, aplicables a todo tipo de consumidores atendiendo nada más a sus características de consumo. En lo posible, los niveles habrán de ser tales que la tarifa cubra todos los costos del servicio, incluyendo rentabilidad apropiada sobre las inversiones, en todos y cada uno de los sectores de consumo. Sin embargo, deben tomarse en consideración razones de competencia del autoabastecimiento o de otras formas de la energía al implantar niveles y estructuras tarifarias.

En el caso del INDE la Misión recomienda la implantación de siete diferentes tarifas como sigue:

1. Tarifa general con contador de kWh para pequeños consumidores (de 1 a 2 500 kWh por mes, corresponde a unos 10 kW de demanda en industrias pequeñas);
2. Tarifa para consumos intermedios, con contador de kWh y kW. Disponible a voltaje primario o secundario, según convenga al INDE (aplicable a consumos mayores de 2 500 kWh por mes y menores de 17 000 kWh por mes);
3. Tarifa para altos consumos a voltaje primario con contador de kWh y kW (aplicable a consumos mayores de 17 000 kWh por mes).
4. Tarifa para oficinas de gobierno, municipalidades, hospitales y otras instituciones benéficas;
5. Tarifa para alumbrado público;
6. Tarifa para servicios profesionales; y
7. Tarifa para servicios de temporada.

Para realizar con propiedad la reestructuración de las tarifas de un sistema se requiere información precisa sobre cada abonado respecto a sus características de consumo. La gran cantidad de servicios que se otorgan a tarifa fija y lo defectuoso de las estadísticas eliminan esa posibilidad, en este caso, y han dificultado la realización de estudios más confiables respecto al impacto de las tarifas propuestas. Se han utilizado las informaciones disponibles parciales del sistema de Santa María como características de todo el sistema. Las estructuras y niveles que /se proponen,

se proponen, sin embargo, han de verse como realmente aplicables si se considera que en la mayor parte de los casos, constituyen el límite superior permisible, ya sea por autoabastecimiento en el caso industrial o por competencia con otras formas de energía en el sector residencial. Las tarifas que se proponen y el ingreso que sería dable esperar en 1965 se examina a continuación para cada una de ellas. Igualmente se comparan los ingresos esperados contra el costo del servicio para ese mismo año.

Se recomienda estudiar la fijación de depósito de garantía al elaborar un reglamento de la tarifa.

A continuación se presentan las tarifas propuestas:

1. Tarifa general

a) Servicio

Servicio con medidor aplicable a consumidores con consumo no mayor de 2 500 kWh por mes.

b) Tarifa

Mínimo Q. 0.49 con derecho a 7 kWh
 0.07/kWh siguientes 33 kWh/mes
 0.05/kWh siguientes 80 kWh/mes
 0.03/kWh resto hasta 2 500 kWh/mes

c) Ingreso sector residencial (véase el gráfico 1)

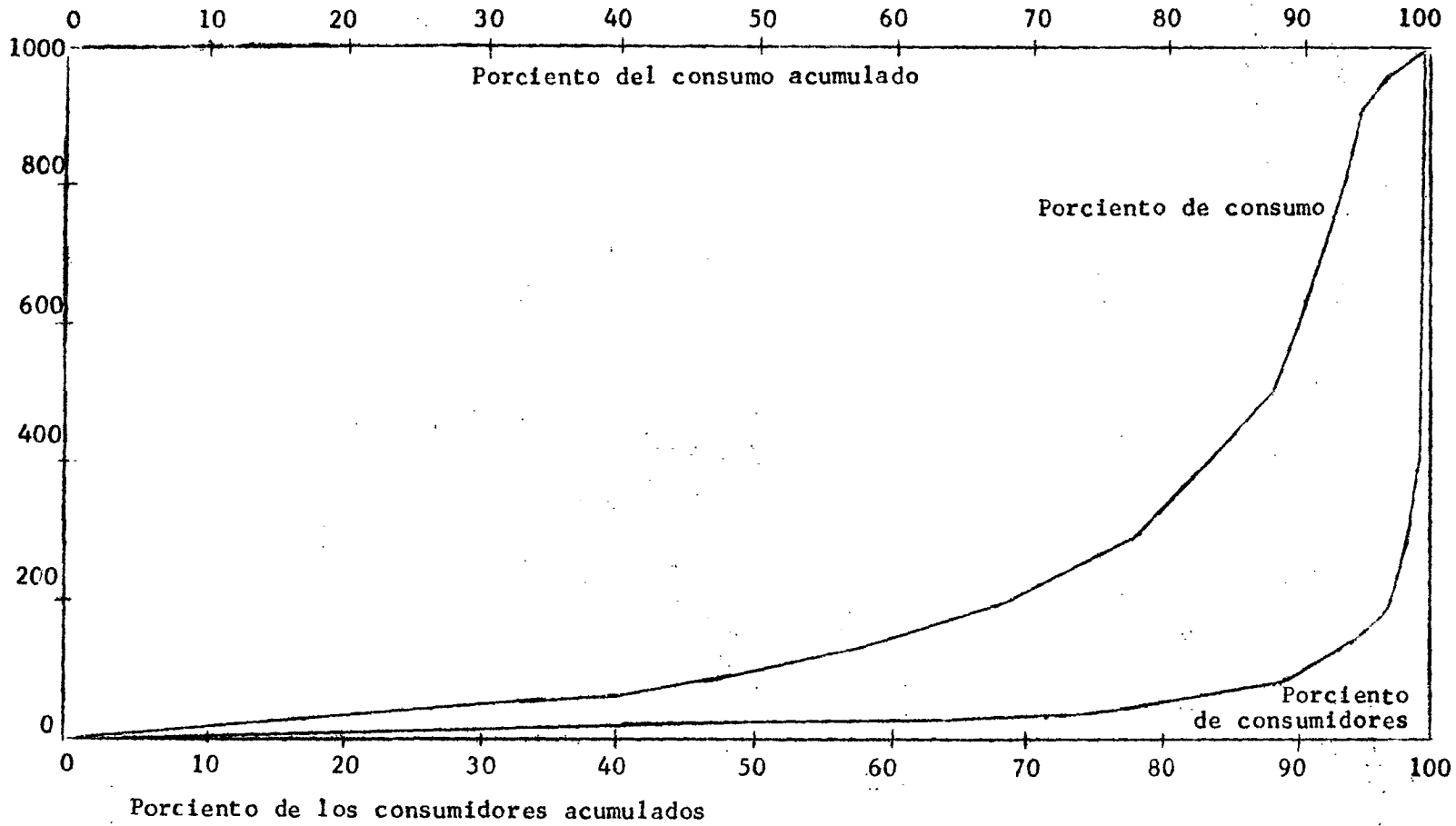
Bloque	Porcentaje del consumo anual	Porcentaje consumo del bloque	Consumo actual a/ (Miles kWh)	Ingreso (Miles de quetzales)
0 - 40	25	25	1 650	115
41 - 120	55	30	1 980	99
121 - 2 500	100	45	<u>2 970</u>	<u>89</u>
			6 600	303

a/ Occidente 5.1, Oriente 1.5, total residencial 6.6.

/Gráfico 1

Gráfico 1

SISTEMA DE OCCIDENTE: SECTOR RESIDENCIAL. CLASIFICACION DE LOS CONSUMIDORES



d) Pequeña industria

Esta tarifa se aplicaría a la pequeña industria de bajo consumo. Esta representa alrededor del 34 por ciento del consumo industrial (véase gráfico 2), corresponde a una carga instalada inferior a 10 kW, o sea unas 718 000 kWh que producirían un ingreso de 29 000 dólares por año.

e) Costos que debiera cubrir la tarifa en 1965

Generación y transmisión	8 050 000 x 2.72 =	219
Distribución	7 318 000 x 2.27 =	<u>166</u>
Total		385
Ingreso		<u>332</u>
Déficit no cubierto		53
Porcentaje de los ingresos		16

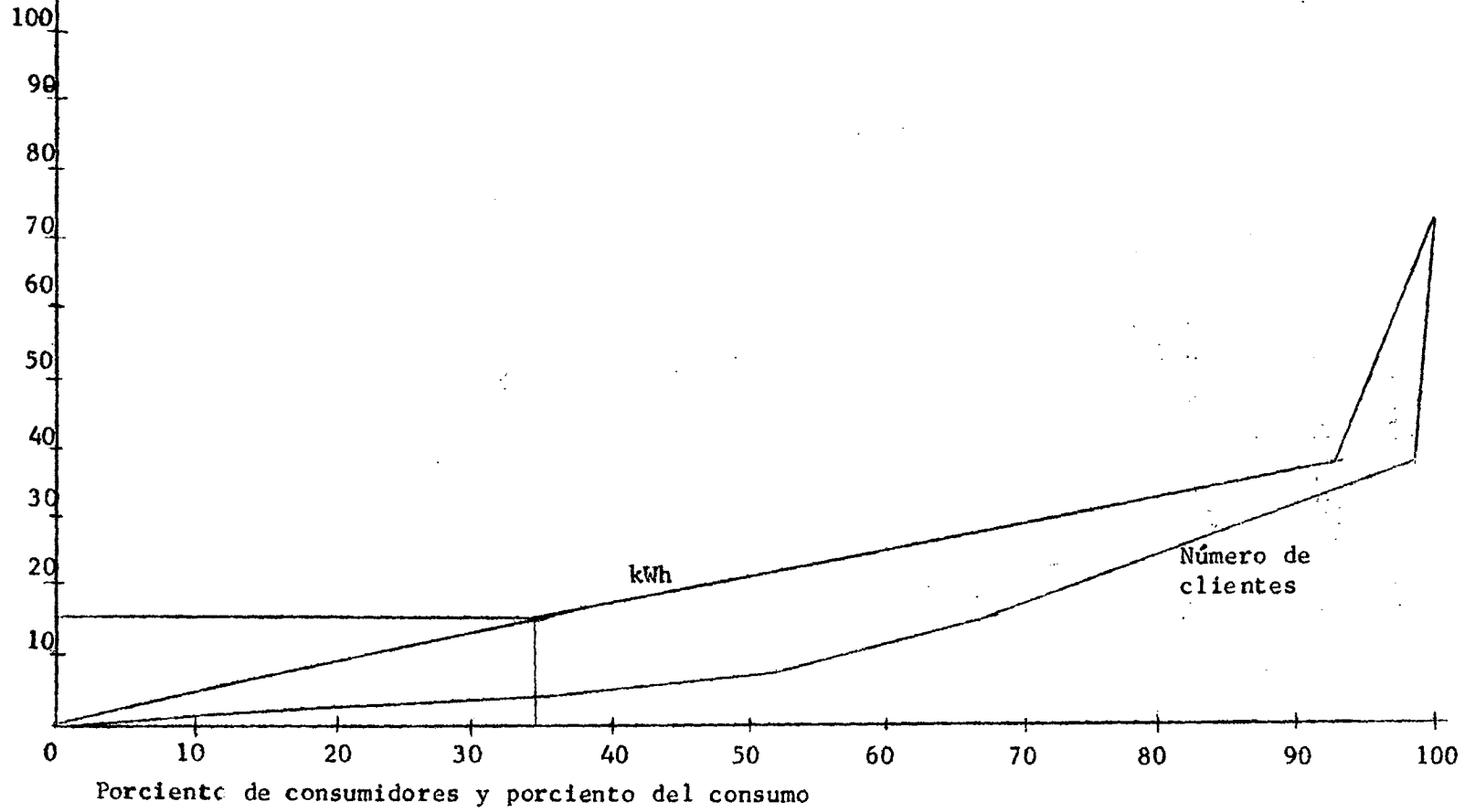
f) Precio medio del kWh (4.54 centavos de quetzal)

Como puede observarse, la tarifa está estructurada en forma de facilitar la introducción de la electricidad a los sectores de población de muy bajo ingreso. Eso se logra estableciendo un mínimo bajo. A partir de 120 kWh por mes se establece un precio por kWh que permite competir con algunos derivados de petróleo en los sectores de población de alto ingreso. Al compararse con la tarifa actual y la propuesta por la Oficina de Planeamiento del INDE, se observa que resulta más baja que ambas (véase el cuadro 8). Resulta comparable con la equivalente de la EEG hasta consumos inferiores a 1 000 kWh/mes que son precisamente los que resulta aconsejable promover en el sector residencial de ingresos elevados. Aunque el año 1965, de haberse aplicado, hubiera producido un déficit del 16 por ciento respecto al ingreso, ese valor tiende a desaparecer al disminuir los costos de generación y transmisión, al incrementarse el uso de las instalaciones actuales de generación.

Gráfico 2

SISTEMA DE OCCIDENTE: FUERZA MOTRIZ POR CONTADOR

Capacidad instalada
en equipos



Cuadro 8

COMPARACION ENTRE TARIFAS PROPUESTAS Y TARIFAS DE LA
EMPRESA DE ENERGIA ELECTRICA DE GUATEMALA

(Sector residencial, comercial y pequeña industria)

Consumo mensual (kWh)	Facturación INDE (Tarifa propuesta) (Q/mes)	Facturación EEG (Q/mes)	Facturación INDE actual (Q/mes)	Facturación INDE con tarifa propuesta por la Oficina de Planeamiento (Q/mes)
5	0.49	1.25	1.80	0.60
40	2.80	2.50	3.20	3.10
120	6.80	6.45	6.50	7.20
150	7.70	7.25	8.70	8.70
200	9.20	8.75	11.20	11.20
300	12.20	11.25	16.20	15.20
500	18.20	15.25	26.20	23.20
1 000	33.20	25.25	51.20	43.20
2 000	63.20	45.25	101.20	83.20
2 500	78.20	55.25	126.20	103.20

2. Tarifa para consumos intermedios

a) Servicio

Servicio para consumos mayores de 2 500 kWh hasta 17 000 kWh por mes, con registro de potencia y energía (demandas máximas no mayores de 100 kW).

b) Tarifa mensual

Q 27.50 por los primeros 10 kW o menos

Q 2.75 por cada kW adicional

Cargo por energía

Q 50.70 por los primeros 2 500 kWh o menos

Q 0.025 por kWh adicional consumido por debajo de 100 kWh/kW

Q 0.020 por kWh adicional consumido por encima de 100 kWh/kW

c) Ingreso en 1965

El consumo del sector industrial y comercial en 1965 fue del orden de 2 110.000 kWh.

De ese total 34 por ciento corresponde a pequeños consumidores con cargo a tarifa 1 (véanse gráficos 2 y 3). El resto sería consumo facturable con la tarifa 2 que se propone; estimando un factor de carga promedio del conjunto del orden de 40 por ciento, obtendríamos la demanda facturable.

Potencia facturable = 400 kW

Energía facturable = 1 300 000 GWh

Ingreso en 1965

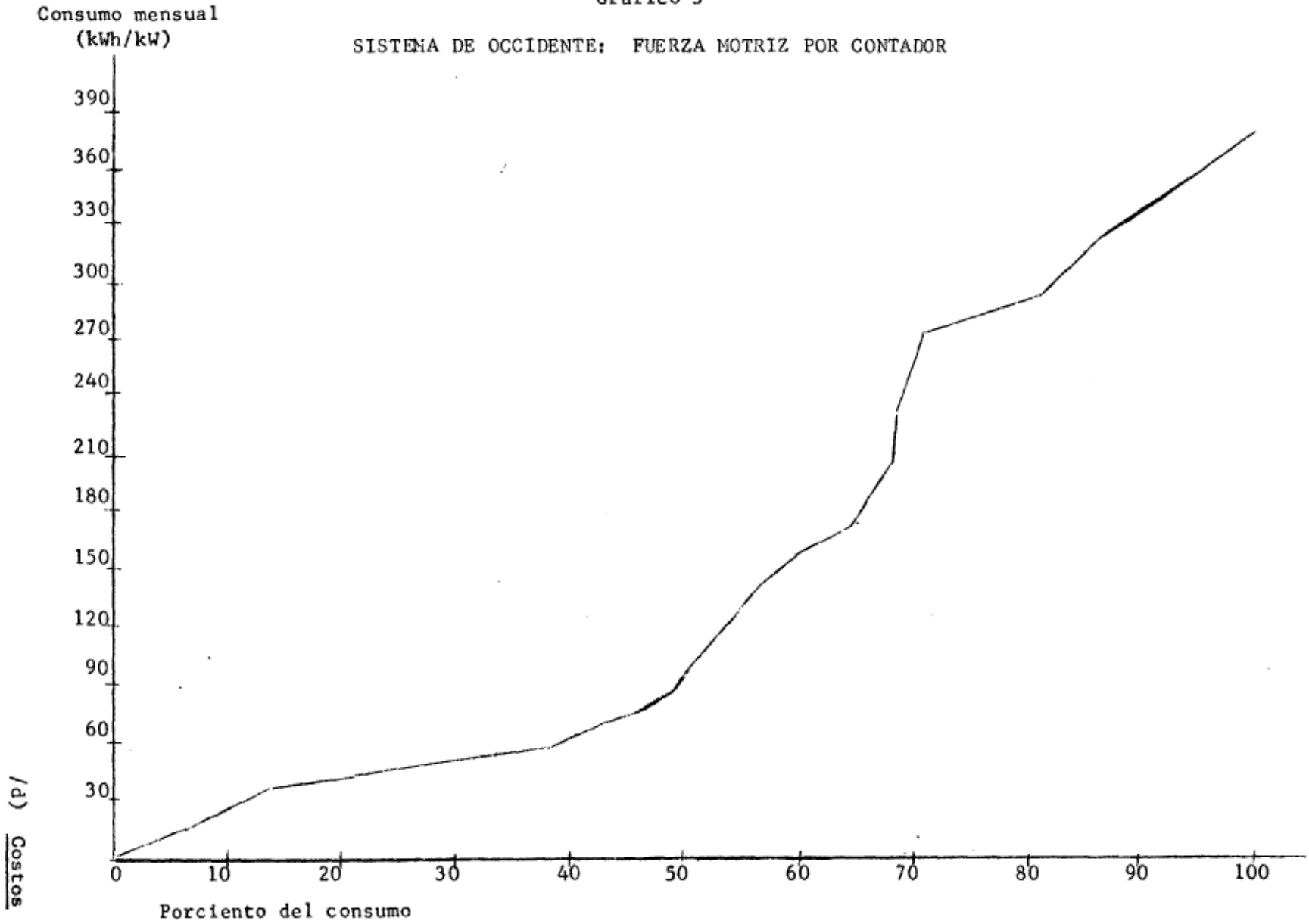
320 x 12 x 2.75 = 13 200

1 390 000 x 0.025 = 34 800

Q 48 000

Gráfico 3

SISTEMA DE OCCIDENTE: FUERZA MOTRIZ POR CONTADOR



d) Costos que debiera cubrir la tarifa en 1965

1 529 000 x 2.72 = 41 509

1 390 000 x 2.27 = 31 553

Q 73 142

Ingreso 1965 48 000

Déficit Q 25 142

Déficit con respecto al ingreso 52 por ciento

e) Costo medio por kWh (3,45 centavos de quetzal)

En este caso, aun cuando el déficit respecto al costo del servicio en 1965 resulta elevado, debe considerarse que al disminuir los costos de generación y transmisión, tenderá a disminuir apreciablemente. Además, para ciertos consumos elevados en este sector se estará dentro de límites apropiados por debajo de los costos de autoabastecimiento según se observa en el cuadro 9, lo que atraerá a esos abonados como clientes del sistema.

3. Tarifa para altos consumos a voltaje primario

a) Servicio

Servicio aplicable a consumidores directos con consumos mayores de 17 000 kWh por mes que reciban la energía a voltaje primario. Igualmente aplicable a las ventas de energía a otras empresas eléctricas para su distribución al detalle.

b) Tarifa

Mínimo:

Cargo por demanda

Por los primeros 100 kW o menos 275 quetzales

2.50 quetzales por cada kW adicional

Cargo por energía

Por los primeros 17 000 kWh 317.10 quetzales

Por cada kWh adicional 0.01 quetzal

Cuadro 9

COSTO TERMICO ALTERNATIVO EN AUTOGENERACION PARA INDUSTRIAS DE ALTOS CONSUMOS

Demanda	Consumo kWh (Miles)	Factor de carga (Porcentaje)	Costo planta (Miles de quetzales ^{a/})		Costo de operación y mantenimiento ^{b/}		Depreciación y rentabilidad ^{c/} (Quetzales)	Carga por demanda ^{d/} (Quetzales)	Carga por energía (Centavos de quetzal)
			Capacidad instalada	Costo	Fijos	Variables			
100	175	20	3-50	22.5	1 500	24 100	4 500	60	1.37
100	2 3	30	3-50	22.5	1 500	36 100	4 500	60	1.37
100	350	40	3-50	22.5	1 500	48 200	4 500	60	1.37
100	437	50	3-50	22.5	1 500	60 200	4 500	60	1.37
100	524	60	3-50	22.5	1 500	72 000	4 500	60	1.37
100	612	70	3-50	22.5	1 500	84 200	4 500	60	1.37
200	350	20	3-100	40.5	3 000	42 700	8 100	55	1.22
200	525	30	3-100	40.5	3 000	64 200	8 100	55	1.22
200	700	40	3-100	40.5	3 000	85 700	8 100	55	1.22
200	875	50	3-100	40.5	3 000	107 000	8 100	55	1.22
200	1 050	60	3-100	40.5	3 000	128 200	8 100	55	1.22
200	1 225	70	3-100	40.5	3 000	150 000	8 100	55	1.22
300	525	20	4-100	54.0	3 500	64 200	10 800	48	1.22
300	790	30	4-100	54.0	3 500	96 600	10 800	48	1.22
300	1 050	40	4-100	54.0	3 500	128 300	10 800	48	1.22
300	1 315	50	4-100	54.0	3 500	161 000	10 800	48	1.22
300	1 575	60	4-100	54.0	3 500	193 000	10 800	48	1.22
300	1 835	70	4-100	54.0	3 500	224 000	10 800	48	1.22

/continúa

Cuadro 9 (Conclusión)

Demanda	Consumo kWh (Miles)	Factor de carga (Porcentaje)	Costo planta (Miles de quetzales ^{a/})		Costo de operación y mantenimiento ^{b/}		Depreciación y rentabilidad ^{c/} (Quetzales)	Cargo por demanda ^{d/} (Quetzales)	Cargo por energía (Centavos de quetzal)
			Capacidad instalada	Costo	Fijos	Variables			
500	875	20	3-250	97.5	5 000	102 500	14 600	39	1.16
500	1 315	30	3-250	97.5	5 000	152 800	14 600	39	1.16
500	1 750	40	3-250	97.5	5 000	203 000	14 600	39	1.16
500	2 190	50	3-250	97.5	5 000	254 000	14 600	39	1.16
500	2 630	60	3-250	97.5	5 000	305 000	14 600	39	1.16
500	3 070	70	3-250	97.5	5 000	356 000	14 600	39	1.16
1 000	1 750	20	3-500	187.4	7 000	192 000	28 000	35	1.10
1 000	2 630	30	3-500	187.4	7 000	279 000	28 000	35	1.10
1 000	3 500	40	3-500	187.4	7 000	385 000	28 000	35	1.10
1 000	4 370	50	3-500	187.4	7 000	480 000	28 000	35	1.10
1 000	5 240	60	3-500	187.4	7 000	575 000	28 000	35	1.10
1 000	6 120	70	3-500	187.4	7 000	663 000	28 000	35	1.10

^{a/} Costo de unidades a base de: Q150/kW en unidades de 50 kW; Q135/kW en unidades de 100 kW; Q130/kW en unidades de 250 kW; Q125/kW en unidades de 500 kW.

^{b/} Eficiencias: Unidades de 50 kW - 8 kWh/galón; 100 kW - 9 kWh/galón; 250 kW - 9.5 kWh/galón; 500 kW - 10.0 kWh/galón. Costo por galón de combustible 9.98 centavos de quetzal a 10.0 centavos de Q/galón. Lubricantes y otros variables 10% del combustible.

^{c/} Utilidad 10 por ciento; vida útil en unidades de 50 y 100 kW; 10 años; vida útil en unidades de 250 y 500 kW, 15 años.

^{d/} Resulta al dividir los cargos de depreciación y rentabilidad y los fijos de operación entre la demanda.

c) Ingresos en 1965

i) Quezaltenango

Energía 6 021 000 kWh
 Potencia de facturación (a 50 por ciento de carga) 1 350 kW

Facturación anual aplicando tarifa para altos consumos a voltaje primario

Potencia	$1\ 250 \times 30 + 275 \times 12 =$	40 800
Energía	$12 \times 317 + 5\ 817\ 000 \times 0.01$	<u>61 970</u>
Total		102 770
Pagado según contrato		<u>28 653</u>
Déficit en la prestación del servicio		74 117

ii) Zacapa^{5/}

Energía 4 065 000 kWh
 Potencia 930 kW

Facturación anual aplicando tarifa para altos consumos a voltaje primario

Potencia	$275 \times 12 + 830 \times 30$	28 200
Energía	$12 \times 317 + 3\ 861\ 000 \times 0.01$	<u>42 410</u>
Total		70 610
Pagado en 1965 s/contabilidad		<u>70 266</u>
Déficit en la prestación del servicio		344

d) Costo que debería cubrir la tarifa (1965)

Quezaltenango	6 201 000 kWh
Zacapa	<u>4 065 000 kWh</u>
Total	10 086 000

Costo en subestación de entrega = 2.72 centavos por kWh

Costo de la energía	$10\ 086\ MWh \times 2.72$	274 339
Ingresos s/tarifa		<u>173 380</u>
Déficit		Q 100 959
Déficit por ciento		58

5/ Si se calculan los ingresos con el contrato que empezaría a regir en enero lo. de 1966 (600 kW a 50 por ciento y a Q 0.0138/kWh) los ingresos serán menores que si aplica la tarifa propuesta.

/Con respecto

Con respecto a los precios que actualmente están pagando esas Municipalidades, la situación es la siguiente:

Costo de la energía	274 339
Ingreso real	<u>98 919</u>
Déficit	Q 175 919
Déficit por ciento	177

e) Precio promedio del kWh

1.60 centavos de quetzal.

Esta tarifa corresponde a la que se recomienda aplicar para las ventas al por mayor en el sistema central tanto a la EEG como al propio INDE e instalaciones industriales que lo soliciten. Como puede observarse, aunque el déficit respecto a los costos en 1965 es apreciable, se está dentro de límites apropiados para evitar el autoabastecimiento, además de que es dable disminuir los costos de generación y transmisión a través de una mejor utilización de las instalaciones como ya se ha mencionado varias veces.

Conviene recordar que los clientes que utilicen este servicio deberán instalar sus propios transformadores de reducción de voltaje.

4 y 5. Gobierno, municipalidades, instituciones benéficas y alumbrado público

a) Consumo aproximado en 1965

Consumo total		19 932 000 kWh
Sector tarifa 1:	7 318 000	
Sector tarifa 2:	1 390 000	
Sector tarifa 3:	<u>10 086 000</u>	
Subtotal	18 794 000	
Instituciones benéficas y alumbrado público	<u>1 138 000</u>	<u>19 932 000 kWh</u>

/b) Ingreso

b) Ingres posible aplicado

Precio medio de la tarifa del sector residencial, o sea 3.40 centavos por kWh, sería de $1\ 138\ 000 \times 0.0340$: Q 38 700 por año.

c) Costo que debería cubrir la tarifa en 1965

Generación y transmisión:	$1\ 252\ 000 \times 0.0272 =$	34 054
Distribución:	$1\ 138\ 000 \times 0.0227 =$	<u>25 833</u>
		59 887 por año
Ingresos		<u>38 700</u> por año
Déficit		21 187
Porcentaje déficit sobre ingresos	$\frac{21\ 187}{38\ 700} =$	54.5

d) Precio medio del kWh

3.40 centavos por kWh.

En la actualidad el INDE no cobra por este servicio que tiende a ser cada día de mayor importancia, mientras que en el resto de Centroamérica sí se cobra.

Se recomienda aplicar, cuando menos, las tarifas correspondientes a los pliegos 1, 2 y 3, según el caso, disminuidas en cierta proporción, por ejemplo 25 por ciento. Si fuere posible, debiera imponerse el mismo cargo que para todo consumidor establecen las tarifas 1, 2 y 3.

En los cálculos anteriores se ha establecido el ingreso para 1965 introduciendo el consumo de alumbrado público como parte de este sector, aun cuando luego debe establecerse una tarifa independiente para este servicio que sería la siguiente:

Tarifa de alumbrado público

0.70 centavos de quetzal por cada lámpara de 50 vatios o fracción, sin incluir el costo de reposición de los bombillos, aplicable de las 17 a las 6 horas del día siguiente.

6. Tarifa para servicios provisionales

Se aplicaría para toda carga de tipo eventual, tales como iluminaciones de pueblos, empresas constructoras, etc.

Se aplicarán las tarifas 1, 2 y 3, según el caso, aumentadas en un 50 por ciento. Debe hacerse depósito obligatorio de garantía por un mes del consumo anticipado.

7. Tarifas de tipo estacional

El INDE podría celebrar contratos especiales con consumidores con carga de tipo estacionales, tales como ingenios, beneficios de café, etc., de acuerdo con las tarifas 2 y 3, según el caso. En tal circunstancia, el cliente deberá comprometerse a consumir como mínimo los siguientes valores:

Tarifa 2	30 000 kWh/año
Tarifa 3	204 000 kWh/año

La demanda máxima a facturar no podrá ser en ningún mes menor de 10 kW.

En el cuadro 10 se muestran las tarifas vigentes en el sistema del INDE, la proposición hecha por el Departamento de Planificación para modificarlas^{6/} y las vigentes en la Empresa Eléctrica de Guatemala.

III. ANALISIS COMPARATIVO DE LA SITUACION DE 1965 DE HABERSE APLICADO LAS NUEVAS TARIFAS PROPUESTAS POR LA MISION

Los resultados económicos de 1965, de haberse aplicado las tarifas propuestas por la Misión en la sección II de este estudio, hubieran sido las siguientes:

	<u>Ingresos</u>	<u>Costos</u>	<u>Porcentaje déficit</u>
Tarifa 1	332	385	16
Tarifa 2	48	73	52
Tarifa 3	173	274	37
Tarifas 4 y 5	<u>39</u>	<u>60</u>	54
	592	792	
Déficit	200		
Porcentaje déficit respecto a ingresos	33.7		

6/ Propuesta de nuevas tarifas para los sistemas de Santa María y Río Hondo, 1966

Cuadro 10
COMPARACION DE TARIFAS

INDE Actual	Propuesta por el Departamento de Planeamiento	EEG (SRI)
<u>Residencial</u>		
Q 1.80 mínimo 20 kWh	Q 0.60 mínimo 5 kWh	Q 1.25 mínimo 15 kWh
0.07/kWh siguientes 20	0.08/kWh sig. 20	0.05/kWh sig. 60
0.05/kWh resto	0.06/kWh sig. 25	0.04/kWh sig. 75
	0.05/kWh sig. 150	0.03/kWh sig. 100
	0.04/kWh resto	0.02/kWh resto
<u>General</u> (Servicio trifásico)		
	<u>Para cargas de + 1kW menos 150 kW</u>	
Potencia 23.35	Q 1.75	Q 3.00/kW con 225 mínimo
<u>Energía:</u>		
40 kWh/kW a Q 0.00	Q 0.00 los 10 kWh/kW	Q 0.00 primeros 25 kWh/kW
Sig. 27 kW/kW a 0.05/kWh	0.065 los 20 kWh/kW	0.015 sig. 150 kWh/kW
Resto a 0.02/kWh	0.045 los 30 kWh/kW	0.012 resto
	0.03 los 20 kWh/kW	
	0.02 los 120 kWh/kW	
	0.018 los 150 kWh/kW	
	0.015 resto kWh	
	<u>Potencia:</u>	
	Q 3.00 por kW	
	<u>Energía:</u>	
	Q 0.00 primeros 30 kWh/kW	
	0.025 sig. 60 kWh/kW	
	0.02 sig. 100 kWh/kW	
	0.015 sig. 200 kWh/kW	
	0.012 resto	

/Aun cuando

Aun cuando este valor deficitario no es muy diferente al actual (46,5 por ciento), la estructura de los ingresos sí resulta totalmente diferente. Con las tarifas propuestas se logra una distribución más justa de los costos. Se lograría aumentar la producción de las plantas generadoras a través de incrementar el consumo en nuevos mercados o en los existentes y simultáneamente con la interconexión de los sistemas de Occidente y Oriente, podrían cubrirse los costos, incluyendo una rentabilidad del 10 por ciento en estos sistemas. De esta posibilidad se tratará en el próximo capítulo.

No se considera prudente elevar los niveles de las tarifas por encima de los valores propuestos, pues podría producirse una contracción de los mercados. Por el contrario, debe establecerse una política de promoción en las zonas servidas para mejorar la situación actual.

La aplicación de las tarifas propuestas podría provocar conflictos con el gobierno y las municipalidades especialmente. De otra parte, estos conflictos han estado pendiendo sobre el INDE desde su creación. Emisión de legislación adecuadas y compensaciones a cargo del estado parecen ser la única vía de solución a este problema.

Igualmente habría reacciones de parte de consumidores que reciben servicio a tarifa fija que actualmente hacen uso desperdiciado de la energía; tales reacciones cesarían en un plazo corto al ajustarse a la nueva situación y reducir el consumo a lo necesario. Se valoraría así la energía sobrante que podría venderse a otros nuevos abonados.

IV. CONCLUSIONES RESPECTO A COSTOS Y PRECIOS DEL SERVICIO

Los análisis anteriores han mostrado que los precios justos a cobrar a los diversos sectores de consumo en los sistemas de Occidente y Oriente alcanzaría a cubrir los costos, pero habría siempre un déficit para obtener la rentabilidad que se considera apropiada (10 por ciento), del orden del 33.7 por ciento sobre los ingresos que sería dable esperar con las nuevas tarifas. En otras palabras, que la rentabilidad que se obtendría vendría a ser apenas del orden del 3.0 por ciento anual (Q 77 000 por año).

/Sería posible

Sería posible aumentar los ingresos por encima de ese valor pero habría peligro de ocasionar restricciones al crecimiento esperado del mercado, ya de por sí raquítico. Conviene recordar que las zonas servidas por el INDE corresponden a las regiones de ingresos personales más bajos del país, lo que se refleja en los consumos reducidos de electricidad observados.

Dado que es difícil reducir precios por abajo de lo propuesto en la sección II por la Misión, cabría examinar la posibilidad, varias veces mencionada, de incrementar la utilización de las instalaciones de generación y transmisión hasta sus límites potenciales. Tal posibilidad permitiría reducir los costos actuales de generación y transmisión que resultan más elevados que los de instalaciones térmicas semejantes.

Tal posibilidad es enteramente factible a través de las formas diferentes: la primera, más lenta, es promoviendo el consumo en las zonas servidas y a nuevas zonas de alto potencial. La segunda, es colocando los excedentes hidráulicos en la zona central a través de líneas de interconexión apropiadas. La combinación de ambas soluciones ofrece las mejores posibilidades, pues se logran resultados adicionales, como son el garantizarse la capacidad firme de las plantas hidroeléctricas de Occidente y Oriente.

La producción potencial de la planta de Santa María con 5 000 kW de capacidad real que tiene en la actualidad y en un año hidrológico normal, es de 43.8 millones de kWh.

La producción equivalente de la hidroeléctrica de Río Hondo con 2 400 kW instalados resulta ser de 19.2 millones de kWh por año. Entre ambas totalizan 63.0 millones de kWh por año, de los cuales apenas se absorbieron en 1965 23.5 millones de kWh (véanse los cuadros 11 y 12). El valor de los 39.5 millones de kWh sobrantes, si se colocan en el sistema central en este momento, sería del orden de 295 000 quetzales por año, pues vendrían a sustituir cuando menos energía generada en plantas diesel. Para ello sería necesario hacer inversiones del orden de 1 050 000 quetzales, que representan un costo anual de 160 000 quetzales. Resultaría así un ingreso neto de 138 000 quetzales por año, además se construirían líneas que alimentarían regiones muy importantes actualmente no servidas y se concentraría la solución del problema de generación en la región central.

Cuadro 11

PRODUCCION HIDROELECTRICA DE LAS CENTRALES SANTA MARIA Y RIO HONDO

Mes	Santa María		Río Hondo	
	Caudal pro medio <u>a/</u> (M ³ /seg)	Generación posible <u>b/</u> (GWh)	Caudal pro medio <u>c/</u> (M ³ /seg)	Generación posible <u>d/</u> (GWh)
Total		<u>43.80</u>		<u>19.18</u>
Enero	5.92	3.72	1.22	1.79
Febrero	6.08	3.36	1.13	1.61
Marzo	5.76	3.72	0.88	1.41
Abril	6.08	3.60	0.64	0.99
Mayo	6.65	3.72	0.84	1.28
Junio	15.70	3.60	1.01	1.57
Julio	12.80	3.72	1.17	1.79
Agosto	11.40	3.72	1.06	1.70
Septiembre	18.10	3.60	1.22	1.73
Octubre	13.03	3.72	1.22	1.79
Noviembre	11.40	3.60	1.22	1.73
Diciembre	7.20	3.72	1.22	1.79

a/ Caudales del informe Acres reducidos en 20 por ciento de acuerdo con los últimos registros hidrológicos.

b/ Con base en capacidad instalada de 5.0 MW.

c/ Caudales registrados en el año hidrológico 1964-65.

d/ Con base en una capacidad instalada de 2.4 MW.

Cuadro 12

SISTEMA REGIONAL DE OCCIDENTE. GENERACION Y DEMANDA MAXIMA, 1962-1965

Mes	1962	1963	1964	1965
<u>Generación (Miles kWh)</u>	<u>15 181</u>	<u>15 894</u>	<u>16 363</u>	<u>16 805</u>
Enero	1 422	1 375	1 481	1 452
Febrero	1 273	1 229	1 385	1 338
Marzo	1 408	1 447	1 320	1 464
Abril	1 295	1 290	1 246	1 372
Mayo	1 241	1 341	1 222	1 388
Junio	1 219	1 222	1 298	1 363
Julio	1 137	1 283	1 346	1 391
Agosto	1 212	1 318	1 413	1 291
Septiembre	1 203	1 281	1 381	1 357
Octubre	1 263	1 392	1 413	1 409
Noviembre	1 200	1 315	1 381	1 393
Diciembre	1 309	1 401	1 476	1 587
<u>Demanda máxima (kW)</u>	<u>3 450</u>	<u>3 700</u>	<u>3 625</u>	<u>4 000</u>
<u>Tasas medias anuales de crecimiento (Por ciento)</u>		<u>1962/63</u>	<u>1963/64</u>	<u>1964/65</u>
Tasa media de generación anual		4.7	3.2	2.8
Tasa media de demanda máxima		7.2	- 2.0	10.2
<u>Factor de carga anual (Por ciento)</u>		50	49	48

/Las líneas

Las líneas así construidas servirían por algunos años para transportar energía en sentido contrario, desde la zona central en horas de pico y energía de base al agotarse la capacidad de las plantas actualmente instaladas en Oriente y Occidente.

Si a lo anterior se agrega que en 1968 se construirá la planta hidroeléctrica del Porvenir, de 2 200 kW, el valor de la energía disponible se convertirá adicionalmente en 14.6 millones de kWh por año. Aun cuando habrán de invertirse 1 305 000 quetzales en esa planta y las líneas de interconexión con el sistema de Santa María, el costo del kWh generado-transmitido de energía de esa planta sería de 1.58 centavos de quetzal, si se colocara toda la energía de inmediato. En resumen, el costo medio del kWh generado-transmitido podría reducirse hasta 1.22 centavos de quetzal. Los déficit de operación de las tarifas propuestas por la Misión quedarían así absorbidos en su totalidad, tan pronto se construyeran las obras de interconexión, o sea en unos dos años después de tomarse la decisión del caso. Conviene agregar que en los análisis generales anteriores no se ha dado ningún precio a la potencia que agregarían estas plantas, ya que se supone serían disminuidos de los cargos que se cobrarán por las centrales de gas del INDE.

Para lograr la operación satisfactoria de las plantas mencionadas, debe preparárseles debidamente para operar en un sistema interconectado como el mencionado. Quizá sería necesario construir embalses de regulación diaria para operar en la época seca en Río Hondo y El Porvenir. Además, deberán realizarse estudios de flujo, corto circuito, etc. en el tablero analizador para determinar las características finales de líneas y equipos de subestaciones.

Las interconexiones mencionadas fueron recomendadas por la Misión al INDE desde marzo de 1964 la de Oriente, y en febrero de 1965 la de Occidente. Si en aquella oportunidad se hubieran tomado las disposiciones pertinentes para realizarlas, desde este año hubiera sido posible colocar los excedentes de producción hidráulica en el sistema central.

Respecto a la posibilidad de ampliar mercados a otras zonas de altos consumos para utilizar en mejor forma la capacidad instalada existente se tratará en la próxima sección.

V. PROYECCION DE RESULTADOS ECONOMICOS Y FINANCIEROS PARA
EL PERIODO 1966-1969

1. Suponiendo atención de zonas actualmente servidas exclusivamente

Con el fin de evaluar las tendencias futuras en cuanto a cobertura de costos en los sistemas y áreas actualmente servidas de Occidente y Oriente, se proyectaron los resultados económico -financieros para el período 1966-1969.

Se supuso que el consumo crecería exclusivamente en las áreas ya servidas a los ritmos históricos observados (5 por ciento en Occidente y 8 por ciento en Oriente). (Véase el cuadro 13.) Y que dada la capacidad disponible sólo se harían adiciones a la planta de distribución del orden de Q 50 000 por año. Este análisis teórico se ha efectuado bajo el supuesto que desde enero de 1967 se aplicarían las tarifas propuestas por la Misión en la sección II. Los resultados se muestran en el cuadro 13, en donde es posible apreciar el continuo mejoramiento de la situación económica del sistema hasta alcanzar en 1967 la rentabilidad del 10 por ciento considerada como apropiada para el INDE. Todo ello sin tomar en consideración la eventual interconexión de los sistemas de Occidente y Oriente con la Zona Central y las ventas a otras zonas. En este caso hipotético la generación interna de caja (depreciación más rentabilidad) alcanzaría un total de Q 1 485 000 desde 1965 hasta 1969, valor apropiado para atender las inversiones requeridas en este sistema en el período comprendido.

Lo anterior comprueba que los niveles y estructuras propuestas por la Misión resultan adecuados y que inclusive, de llevarse a cabo la interconexión con la Zona Central, sería dable esperar reducciones en los niveles propuestos. Todas las reducciones están íntimamente ligadas a la política de extensión de servicios a nuevas zonas urbanas y rurales, tema sobre el cual se tratará a continuación.

Cuadro 13

SISTEMA ACTUAL, ESTADO DE INGRESOS Y GASTOS ESTIMADOS

(Miles de quetzales)

Concepto	1965 (Real)	1966 (Estimado al 2o. se mestre)	1967	1968	1969
Ingresos					
Ventas GWh	19.9	21.1	22.4	23.7	25.2
Precio medio (centavos/kWh)	2.68	2.68	2.97	2.97	2.97
Ingresos ventas	533.0	565.1	666.0	704.0	750.0
Otros ingresos	10.1	10.6	11.2	11.8	12.7
Total ingresos	543.1	575.6	677.2	715.8	762.7
Gastos					
Generación	85.1	80.0	74.0	78.0	83.0
Depreciación generación	102.0	99.0	99.0	99.0	99.0
Transmisión	38.1	42.0	44.0	46.0	48.0
Depreciación transmisión	31.0	30.0	27.0	24.0	19.0
Distribución	75.2	82.2	86.0	90.0	95.0
Depreciación distribución	17.1	16.7	14.0	10.0	5.0
Administración directa	60.3	62.0	65.0	68.0	72.0
Distribución planta general	27.3	27.3	27.0	27.0	27.0
Distribución gastos administrativos y generales	47.3	40.0	42.0	44.0	47.0
Distribución gastos departamento técnico	31.6	35.0	37.0	39.0	41.0
Depreciación instalaciones nuevas	-	2.0 ^{b/}	3.0 ^{b/}	5.0 ^{b/}	7.0 ^{b/}
Gastos variables generación térmica	a/	a/	3.0	4.0	5.0
Total gastos	515.0	516.2	521.0	534.0	548.0
Rentabilidad 10 por ciento activo fijo neto	266.4	250.0	240.0	230.0	220.0
Total	781.4	766.2	761.0	764.0	768.0
Superávit o déficit(-)	-238.3	-190.6	-83.8	-48.2	-5.3
Porcentaje de superávit o déficit (-)	-439.0	-33.1	-12.4	-6.7	-0.7
Demanda máxima kWh (suponiendo interconexión total)		5 770	6 120	6 390	6 900

a/ Estos gastos están incluidos en generación.

b/ A partir de 1966 se han considerado inversiones de sólo 50 000 quetzales en distribución.

2. Situación económica de llevarse adelante los programas de extensión de servicios a nuevas áreas y la construcción de la Central Hidroeléctrica El Porvenir, 1966-1968

El análisis que sigue ha sido hecho exclusivamente con fines ilustrativos y se ha basado en la información contenida, respecto a extensión de los servicios a nuevas zonas, en numerosos estudios y documentos preparados por el INDE. La escasa información respecto a los mercados potenciales que constituyen las áreas nuevas servidas, representa sin duda alguna la incógnita de mayor envergadura de este estudio. Además, en algunos casos se desconoce el tipo de arreglo y tarifas que habría que aplicar para las ventas de energía a clientes de mayor tamaño que operan sistemas municipales o plantas de autoabastecimiento independientes. Para fines de este estudio se ha supuesto que la energía al detalle se vendería al precio promedio resultante en 1965 al aplicarse las tarifas propuestas por la Misión. La energía sobrante no colocada en el sistema al detalle, podría ser vendida al sistema central al costo del combustible diesel desplazado, o sea 0.65 centavos por kWh después de 1968.

La interconexión en 1969 permitirá colocar los excedentes de las hidroeléctricas en el Sistema Central y, a su vez, recibir energía térmica durante la época de sequía para afirmar la capacidad hidroeléctrica y la potencia para cubrir las necesidades de los sistemas por unos 5 a 10 años más. Posteriormente, habrían de construirse obras a mayor voltaje para alimentar aproximadamente los sistemas a través de esas líneas, una vez se definan los proyectos de generación de mayor envergadura actualmente en estudio en Atitlán.

Para fines de este análisis, las poblaciones que serán abastecidas desde Los Esclavos se han considerado como parte del sistema de Oriente.

El consumo probable de los diversos mercados se ha estimado en forma muy preliminar con base en índices de las regiones ya servidas en Oriente y Occidente (véase el cuadro 14). Como puede observarse, la generación requerida por esos nuevos pueblos podría absorber una parte de los sobrantes de las plantas hidroeléctricas, aunque siempre quedaría un exceso de kWh considerable.

Cuadro 14

SISTEMAS DE OCCIDENTE Y ORIENTE. PROYECCIONES DE LAS
NECESIDADES DE GENERACION, 1966-1968

(GWH)

	1965	1966	1967	1968
Región de Occidente				
Sistema Santa María	16.80			
Quetzaltenango	4.34			
Retalhuleu	3.00			
Subtotal	<u>24.14</u>	<u>25.40</u>	<u>26.60</u>	<u>28.00</u>
Nuevas poblaciones en 1967			3.71	3.90
Nuevas poblaciones en 1968				4.35
Nuevas cargas industriales			4.38	5.14
Subtotal			<u>8.09</u>	<u>13.39</u>
Total	<u>24.14</u>	<u>25.40</u>	<u>34.69</u>	<u>41.39</u>
Región de Oriente				
Sistema Río Hondo	6.60	7.13	7.69	8.32
Nuevas poblaciones en 1967			2.90	3.04
Nuevas poblaciones en 1968				5.25
Total	<u>6.60</u>	<u>7.13</u>	<u>10.59</u>	<u>16.61</u>
Gran total	<u>30.74</u>	<u>32.53</u>	<u>45.28</u>	<u>58.00</u>

El programa de extensión de los servicios eléctricos en las regiones de Occidente y Oriente se puede observar en los cuadros 15-1 y 15-2.

Las inversiones requeridas para llevar la energía a esas nuevas zonas se muestran en el cuadro 16 para los años 1966, 1967 y 1968.

Los resultados económicos se muestran en el cuadro 17. La rentabilidad, de extenderse los servicios en la forma prevista a esos planes, sería del 5.94 por ciento en 1967 y de 7.21 por ciento en 1968.

Sería necesario financiar obras por Q 3 944 000, parte de los cuales ya está en proceso y el resto podría financiarse con el producto de la generación interna de caja del sistema existente (véase de nuevo el cuadro 12), que significaría Q 1 485 000. El resto debiera financiarse con préstamos adecuados. Se confirma de nuevo la tendencia a mejorar la posición económica de esos sistemas en los años próximos inmediatos.

La nueva situación que se examina tiene incertidumbres de muy diversa índole, por lo que sólo debe ser tratada como indicativa. Tales incertidumbres se refieren: en primer término, al mercado real de los nuevos poblados; en segundo lugar, al ingreso medio que es dable esperar de ventas a consumidores con plantas existentes, que son casi todas las municipalidades; está indefinido y podría ser inicialmente menor al establecido por las nuevas tarifas propuestas por la Misión.

En todo caso, lo expuesto señala la necesidad de iniciar estudios detallados sobre este aspecto de extensión de los servicios a nuevas zonas. Se recomienda a este respecto una política prudente y realista, tomando en consideración la ventaja de alimentar en primer término las zonas más productivas desde el punto de vista del ingreso. Un INDE financieramente fuerte será la mejor garantía de extender los servicios a zonas de bajos ingresos en el futuro. La adopción de una política tarifaria adecuada puede lograrlo en un plazo prudencial.

Cuadro 15-1

REGION DE OCCIDENTE: PROGRAMA DE EXTENSION DE LOS
SERVICIOS ELECTRICOS, 1966-1968

Lineas de transmisión y subtransmisión	Voltaje (kV)	Longitud (km)	Nuevas poblaciones interconectadas	Año de entrada en operación
L.T. Retalhuleu-Instalaciones industriales	22	10		1966
L.T. Derivación a Sta. María Chiquimula	22	12		1966
L.T. Coatepeque-Malacatán	50	57	Meléndrez Malacatán	1967 1967 1967
L.S.T. Meléndrez-Tecún Umán	13.2	8	Tecún-Umán	1967 1967
L.S.T. Meléndrez-Pajapita- Aldea Palmas	7.6	16	Pajapita Aldea Palmas	1967 1967 1967
L.S.T. Malacatán-El Carmen	7.6	13	El Carmen	1967 1967
L.S.T. Mazatenango-Sto. Domingo Such.	13.2	13	San Gabriel San Lorenzo Sto. Domingo Such.	1967 1967 1967 1967
L.T. Sto. Domingo Such.-San José el Idolo	7.6	8	San José el Idolo	1967
L.S.T. Mazatenango-San Antonio Such.	13.2	11		1967
L.S.T. San Antonio Such.- Chicacao	13.2 13.2 13.2	13	San Miguel Panam Chicacao	1967 1967 1967

/Continúa

Cuadro 15-1 (Continuación)

Líneas de transmisión y subtransmisión	Voltaje (kV)	Longitud (km)	Nuevas poblaciones interconectadas	Año de entrada en operación
L.T. Retalhuleu-Champerico	50	40		1967
L.T. Quezaltenango-Fábrica Cantel	22	8		1967
L.S.T. Quiché-Chinique	13.2	20	Quiché Chinique	1968 1968 1968
L.T. Derivación a Patzite	22	4	Patzite	1968
L.T. Quiché San Antonio Ilotenango	22	12	San Antonio Ilotenango	1968
L.S.T. Malacatán-San Rafael Pie de la Cuesta	13.2	23	San Pablo El Rodeo San Rafael Pie de la Cuesta	1968 1968 1968 1968
L.S.T. El Rodeo-Nuevo Progreso	13.2	25	El Tumbador Nuevo Progreso	1968 1968
L.T. Sta. María Quezaltenango	50	14		1968
L.T. Totonicapan-Quiché	22	27		1968

Cuadro 15-2

REGION DE ORIENTE: PROGRAMA DE EXTENSION DE LOS
SERVICIOS ELECTRICOS, 1966-1968

Líneas de transmisión y subtransmisión	Voltaje (kV)	Longitud (km)	Nuevas poblaciones interconectadas	Año de entrada en operación
L.T. Los Esclavos-Barberena	22	13		1967
			Cuilapa	1967
			Barberena	1967
L.T. Río Hondo-San Pedro Pinula	34.5	73		1967
			San Pedro Pinula	1967
L.S.T. San Pedro Pinula-Jalapa	13.2	16		1967
			Jalapa	1967
L.T. Los Esclavos-El Progreso	69	52		
			Oratorio	1968
			San José Acatempa	1968
			Quesada	1968
			Jutiapa	1968
			El Progreso	1968
L.T. El Progreso-Asunción Mita	22	18		
			Asunción Mita	1968
L.S.T. El Progreso-Monjas	13.2	18		
			Monjas	1968
L.T. Barberena-Mataquescuintla	22	47		
			Sta. Rosa de Lima	1968
			Nueva Sta. Rosa	1968
			Casillas	1968
			San Rafael Flores	1968
			Mataquescuintla	1968
L.T. Barberena-Pueblo Nuevo Viñas	22	24		
			Pueblo Nuevo Viñas	1968
L.T. Quesada-Jalpatagua	22	15		
			Jalpatagua	1968

Cuadro 16

REGION DE OCCIDENTE Y ORIENTE: PROGRAMA DE NUEVAS
INVERSIONES EN OPERACION, 1966-1968

(Miles de quetzales)

	1966	1967	1968
Total	<u>185</u>	<u>1 970</u>	<u>1 789</u>
Región de Occidente	<u>185</u>	<u>1 296</u>	<u>631</u>
Generación	110	-	-
Transmisión y subtransmisión	75	1 079	503
Distribución	-	217	128
Región de Oriente	-	<u>674</u>	<u>1 158</u>
Generación	-	-	-
Transmisión y subtransmisión	-	445	682
Distribución	-	229	476

Cuadro 17

SISTEMAS DE OCCIDENTE Y ORIENTE. RESULTADOS ECONOMICOS, DE LLEVARSE A CABO LAS EXTENSIONES PROPUESTAS POR EL INDE

(Miles de quetzales)

	1967	1968
Ventas totales de energía GWh ^{a/}	37.8	48.3
Ventas de energía del INDE GWh	30.8	41.3
Precio promedio (centavos quetzal)	2.97	2.97
Ingreso ventas	915	1 220
Otros ingresos	11	12
Total ingresos	<u>926</u>	<u>1 232</u>
Generación sistema actual	74	78
Generación nuevas instalaciones	-	6
Transmisión sistema actual	44	46
Transmisión nuevas adiciones	25	55
Distribución sistema actual	86	90
Distribución nuevas adiciones	43	65
Depreciación sistema actual	167	160
Depreciación nuevas adiciones	71	127
Gastos administrativos, generales y gastos Departamento Técnico	144	151
Gastos variables térmica	11	19
Total gastos	<u>665</u>	<u>797</u>
Rentabilidad 10 por ciento del Activo Fijo Neto	439	604
Total Costos	<u>1 104</u>	<u>1 401</u>
Superávit o déficit	- 178	- 169
Rentabilidad real por ciento	5.94	7.21
Generación GWh <u>a/</u>	45.3	58.0
Demanda máxima kW <u>a/</u>	10 300	13 200
Energía disponible plantas hidroeléctricas GWh ^{a/}	69.5	73.1 ^{b/c/}
Sobrante para colocar Sistema Central GWh ^{a/}	38.8	26.1

a/ Incluye plantas de Retalhuleu y Zunil

b/ 3 meses de El Porvenir

c/ En 1969, Santa María 43.8 GWh, y Río Hondo 17.2 GWh.

VI. ESTRATEGIA Y POLITICA TARIFARIA DEL INDE, EXTENSION DEL SERVICIO A NUEVAS ZONAS

De los análisis efectuados, se deriva la conveniencia de que el INDE defina una estrategia para el manejo de los problemas tarifarios, basada en una política general que debiera establecerse a fin de dar solidez a las actuaciones de la Institución con los usuarios directos del servicio, con las empresas compradoras al por mayor y con el Gobierno de la República.

Con fines ilustrativos se considera que tal política debería incluir los siguientes aspectos:

1. El INDE y las otras empresas estatales, deben vender toda su energía a precios razonables que cubran una rentabilidad, considerada como apropiada por el momento, del orden del 10 por ciento.

2. Las tarifas que se establezcan deben ser de aplicación general a todo el país, a fin de promover el desarrollo equilibrado interno y a favorecer la distribución de la actividad económica.

3. En ningún caso se vendería, por parte del INDE y empresas del Estado, energía por debajo del costo.

4. Cuando existan contratos que vayan en contra del acápite anterior, deberán hacerse estudios para definir la compensación que habría de darse a los interesados, a fin de suprimir esas concesiones onerosas.

5. En caso de no llegarse a un arreglo directo, cualquier compensación a terceros, a que diera lugar la disputa en el párrafo anterior, estaría a cargo del Gobierno Central.

6. Las tarifas de los diversos sectores serán establecidas en consideración a las características de consumo de cada uno de ellos, y en razón de la eventual competencia del autoabastecimiento y de utilización directa de otros tipos de energía a que tuvieran acceso.

7. Todas las tarifas deberán tener carácter promocional, sin que ello signifique recargos adicionales por encima de los costos para otros sectores. Su estructuración debe tomar en consideración la coyuntura económica del país en todo momento.

8. Deberá facilitarse al máximo el acceso al servicio eléctrico de los sectores de menores ingresos, para lo cual debería reducirse al mínimo de las tarifas correspondientes y facilitar a los usuarios el costo de la instalación eléctrica dentro de las habitaciones.

/9. Deberá

9. Deberá darse prioridad a las inversiones que produzcan mayor rentabilidad, ya que es la única forma de lograr en el futuro la extensión de servicios eléctricos a las zonas de menor desarrollo (rurales y urbanas de bajo consumo).

10. Las extensiones a zonas rurales o urbanas de bajo consumo deberían financiarse con créditos apropiados de tipo blando. Mientras no se cuente con este tipo de créditos o aportes especiales del Estado, no capitalizables para tal fin, debiera seguirse una política prudente de inversiones para estas zonas. De no seguirse una política conservadora al respecto, se podría comprometer la estabilidad financiera de la Institución.

11. Mientras no se obtengan esos créditos, debiera seguirse la práctica interna de no cargar nada más que los gastos en todas las cosas en que se sirvan zonas rurales. Es decir, no se cargaría rentabilidad alguna sobre esas inversiones.

12. Todos los servicios eléctricos serán prestados con contador para dar un trato más justo a los consumidores y evitar desperdicio de la electricidad.

13. Deben establecerse registros contables y estadísticos, modernos y apropiados, para el control de las tarifas.

14. Debe llevarse a cabo una política flexible de promoción de ventas, que permita aumentar los consumos que de acuerdo con la estructura de tarifas seleccionadas, conviene impulsar.

15. Deben emitirse reglamentos tarifarios apropiados que regulen la prestación de los servicios a todos los consumidores con miras a facilitar la aplicación de las tarifas y dar solución general a los problemas conexos que habrán de resolver los empleados del INDE encargados de ello.

La estrategia del INDE para resolver los problemas planteados y ejecutar la política descrita, podría resumirse en los siguientes puntos:

1. Manejar en todo momento con prudencia, aunque con decisión, los problemas tarifarios.

2. Mejorar la organización interna para que la información contable y estadística se lleve en la forma moderna en que se hace en todas las empresas de servicio público de Centroamérica y pueda detectar costos indebidos, ineficiencias, etc.

/3. Crear la

3. Crear la oficina de tarifas en el Departamento de Planeamiento y Estudios Básicos para que sistemática y permanentemente atienda las labores relacionadas con estos problemas. Tal oficina prestaría servicio tanto al INDE como a municipalidades y empresas privadas que lo soliciten.

4. Centralizar y modernizar la emisión de recibos de cobro y los procedimientos de recolección.

5. Obtener del Gobierno Central el apoyo para arreglar los problemas pendientes con las municipalidades. Debe obtenerse legislación oportuna al respecto que tienda a resolver el problema sin lastimar derechos requeridos, tal y como se menciona en la sección V de la política reseñada.

6. Iniciar de inmediato la aplicación de las nuevas tarifas propuestas por la Misión a todos los servicios con contador. Paralelamente deberá iniciarse de inmediato la instalación de contadores para todos los consumidores, utilizando la nueva importación actualmente en bodega.

7. Iniciar un programa de preparación de personal para la aplicación de nuevas tarifas que permitan poder cubrir eficientemente el problema de relaciones públicas al que habrán de hacerle frente.

8. Hacer estudios detallados por población antes de iniciar el cambio de tarifas, a fin de clasificar debidamente a los abonados y prepararlos para las nuevas condiciones.

9. Revisar a la mayor brevedad las dos posibilidades de colocación de la energía hidroeléctrica, sobrante de las plantas de Santa María, Río Hondo y El Porvenir, o sea la interconexión con el Sistema Central y la alimentación de nuevas zonas. Respecto a este último caso, deben ahondarse especialmente los estudios de mercado por población, de los que eventualmente puedan recibir energía de esas instalaciones, así como de los arreglos especiales que inicialmente debieran hacerse con municipalidades distribuidoras que operan actualmente sus propias instalaciones.