

UNIVERSIDAD DE SAN CARLOS DE GUATEMALA



FACULTAD DE INGENIERÍA

**PROPUESTA PARA REDUCIR LAS PÉRDIDAS TÉCNICAS Y NO TÉCNICAS DE LA RED DE
DISTRIBUCIÓN DE ENERGÍA ELÉCTRICA EN LA CIUDAD DE HUEHUETENANGO**

TESIS

PRESENTADA A LA JUNTA DIRECTIVA DE LA
FACULTAD DE INGENIERÍA
POR

CARLOS AMADO MORÁN BARRIOS
AL CONFERÍRSELE EL TÍTULO DE
INGENIERO ELECTRICISTA

GUATEMALA, OCTUBRE DE 1,999

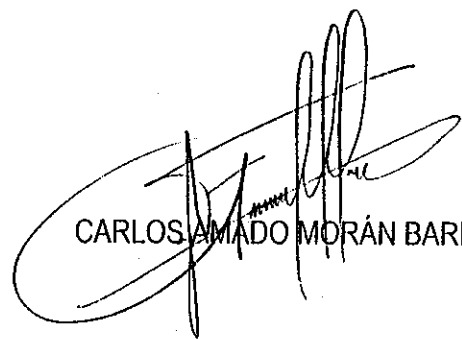


HONORABLE TRIBUNAL EXAMINADOR

Cumpliendo con los preceptos que establece la ley de la Universidad de San Carlos de Guatemala, presento a su consideración mi trabajo de tesis titulado:

PROPUESTA PARA REDUCIR LAS PÉRDIDAS TÉCNICAS Y NO TÉCNICAS DE LA RED DE DISTRIBUCIÓN DE ENERGÍA ELÉCTRICA EN LA CIUDAD DE HUEHUETENANGO

tema que me fuera asignado por la Dirección de la Escuela de Ingeniería Mecánica Eléctrica, con fecha 13 de enero de 1,998.



CARLOS AMADO MORÁN BARRIOS

UNIVERSIDAD DE SAN CARLOS DE GUATEMALA



FACULTAD DE INGENIERÍA

NÓMINA DE JUNTA DIRECTIVA

DECANO
VOCAL 1º.
VOCAL 2º.
VOCAL 3º.
VOCAL 4º.
VOCAL 5º.
SECRETARIA

Ing. Herbert René Miranda Barrios
Ing. José Francisco Gómez Rivera
Ing. Carlos Humberto Pérez Rodríguez
Ing. Jorge Benjamín Gutiérrez Quintana
Br. Oscar Stuardo Chinchilla Guzmán
Br. Mauricio Alberto Grajeda Mariscal
Ing. Gilda Marina Castellanos Baiza de Illescas

**TRIBUNAL QUE PRACTICÓ EL EXAMEN
GENERAL PRIVADO**

DECANO
EXAMINADOR
EXAMINADOR
EXAMINADOR
SECRETARIA

Ing. Herbert René Miranda Barrios
Ing. Gustavo Benigno Orozco Godínez
Ing. Edgar Florencio Montúfar Urizar
Ing. Marvin Marino Hernández Fernández
Ing. Gilda Marina Castellanos Baiza de Illescas

Quetzaltenango, 16 de agosto de 1,999

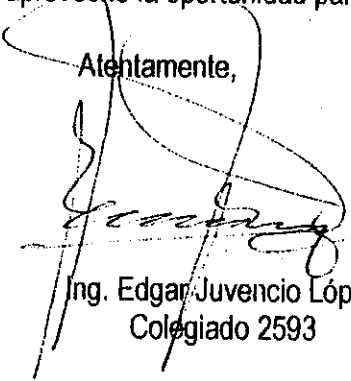
Ing. Angel García
Coordinador del área de Potencia
Escuela de Ingeniería Mecánica - Eléctrica
Facultad de Ingeniería
Universidad de San Carlos de Guatemala
Guatemala Centro América.

Apreciable Señor Coordinador:

Me permito dar mi aprobación al trabajo de tesis del estudiante **Carlos Amado Morán Barrios**, titulado: **Propuesta para reducir las pérdidas técnicas y no técnicas de la red de distribución de energía eléctrica en la ciudad de Huehuetenango**, ya que considero que cumple con los requisitos establecidos para tal fin.

Sin otro particular, aprovecho la oportunidad para saludarlo.

Atentamente,



Ing. Edgar Juvencio López
Colegiado 2593

UNIVERSIDAD DE SAN CARLOS
DE GUATEMALA



FACULTAD DE INGENIERIA

Guatemala, 25 de agosto de 1,999

Señor Director
Ing. Roberto Urdiales Contreras
Escuela de Ingeniería Mecánica Eléctrica.

Señor Director.

Me permito dar aprobación al trabajo de tesis titulado: Propuesta para reducir las pérdidas técnicas y no técnicas de la red de distribución de energía eléctrica en la ciudad de Huehuetenango, desarrollado por el señor Carlos Amado Morán Barrios, por considerar que cumple con los requisitos establecidos para tal fin.

Sin otro particular, aprovecho la oportunidad para saludarle.

Atentamente,

ID Y ENSEÑAD A TODOS

Ing. Angel J. García Martínez
Coordinador Area de Potencia

AJGM/sdem.

UNIVERSIDAD DE SAN CARLOS
DE GUATEMALA

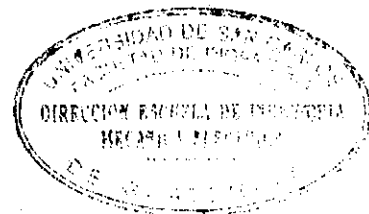


FACULTAD DE INGENIERIA

El Director de la Escuela de Ingeniería Mecánica Eléctrica, después de conocer el dictamen del Asesor, con el Visto Bueno del Coordinador de Area, al trabajo de tesis del estudiante Carlos Amado Morán Barrios, titulada: Propuesta para reducir las pérdidas técnicas y notécnicas de la red de distribución de energía eléctrica en la ciudad de Huehuetenango, procede a la autorización del mismo.

Ing. Roberto Urdiales Contreras
Director

Guatemala, 10 de septiembre de 1,999.



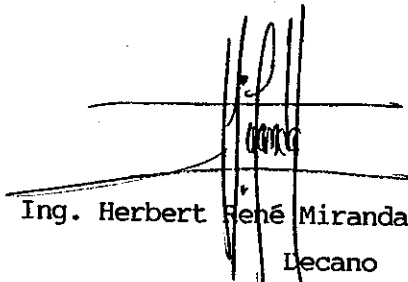
UNIVERSIDAD DE SAN CARLOS
DE GUATEMALA



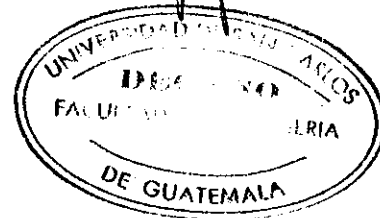
FACULTAD DE INGENIERIA

El Decano de la Facultad de Ingeniería, luego de conocer la autorización por parte del Director de la Escuela de Ingeniería Mecánica Eléctrica, al trabajo de tesis: Propuesta para reducir las pérdidas técnicas y no técnicas de la red de distribución de energía eléctrica en la ciudad de Huehuetenango, del estudiante Carlos Amado Morán Barrios, procede a la autorización para la impresión de la misma.

IMPRIMASE:


Ing. Herbert René Miranda Barrios
Decano

Guatemala, octubre de 1,999.



DEDICATORIA

A DIOS TODO PODEROSO

A MIS PADRES

Rosa Julieta Barrios
Francisco Morán Toledo

A MI ESPOSA

Mirsa Zulema Minchez Herrera de Morán

A MI HIJO

Carlos Alejandro Morán Minchez

A MIS HERMANOS

Carmen Marely de León Barrios
Edwin Obdulio de León Barrios
Carlos Aroldo de León Barrios
Irene Anaglany de León Barrios
Isabel Esperanza Morán Barrios
Werner Rafael Morán Barrios

A MI ABUELITA

Reina Isabel Barrios Robles

A MI FAMILIA

En general

A LA MEMORIA DE MIS ABUELITOS

A LA MEMORIA DE

Javier Ramiro Minchez Ríos
Ing. Francisco Augusto Campos Quintana

AGRADECIMIENTOS A

Empresa Eléctrica Municipal de Huehuetenango por su colaboración para la realización de este trabajo de tesis.

Ing. Edgar Juvencio López por el asesoramiento y ayuda para la culminación de este trabajo de tesis.

La Facultad de Ingeniería.

La Magna Universidad de San Carlos de Guatemala.

Mis amigos y compañeros de estudio.

Mis compañeros de trabajo.

ÍNDICE GENERAL

	Pag.
ÍNDICE DE ILUSTRACIONES	I
LISTA DE SÍMBOLOS	III
GLOSARIO	V
INTRODUCCIÓN	XI
1. GENERALIDADES	1
2. SITUACIÓN ACTUAL DE LA EMPRESA ELÉCTRICA MUNICIPAL DE HUEHUETENANGO (EEMH)	7
2.1 Organización	7
2.1.1 Atribuciones del puesto	7
2.2 Distribución y suministros de la energía eléctrica	9
2.3 Tarifas	11
2.3.1 Estructuración de las tarifas existentes en la EEMH	11
2.4 Elementos del sistema	13
2.4.1 Hidroeléctricas	14
2.4.2 Ventas en bloque que el INDE hace a la EEMH	14
2.4.2.1 Criterio de facturación del INDE a la EEMH	15
2.4.3 Transformadores de distribución	18
2.4.4 Estructuras y conductores de la red	19
2.4.5 Iluminación pública	20
2.4.6 Consumos municipales	21
2.4.7 Otros elementos	21
2.5 Ventas de la EEMH	21

2.6	Demanda actual	22
2.6.1	Factor de carga	24
2.6.2	Curva de carga de la EEMH y su análisis	25
2.7	Balance de energía	25
3.	PÉRDIDAS EN EL SISTEMA DE DISTRIBUCIÓN DE LA CIUDAD DE HUEHUETENANGO	29
3.1	Diferencia entre las pérdidas técnicas y no técnicas	29
3.2	Clasificación de las pérdidas técnicas y no técnicas del sistema de distribución de la ciudad de Huehuetenango	30
3.2.1	Pérdidas técnicas	30
3.2.1.1	Pérdidas técnicas fijas	31
3.2.1.2	Pérdidas técnicas variables	31
3.2.2	Pérdidas no técnicas	32
3.2.2.1	Fraude	33
3.2.2.2	Usuarios no suscriptores	34
3.2.2.3	Errores en la medición de consumos	35
3.2.2.4	Falta de elementos de medición	36
3.2.2.5	Error humano en lectura de contadores	37
3.2.2.6	Falta de medición de consumo propio	37
3.2.2.7	Alumbrado público registrado	37
3.2.2.8	Alumbrado público no registrado	38
3.2.2.9	Errores en la facturación	38
3.2.2.10	Errores en el recaudo	39
3.3	Metodología utilizada para la determinación de las pérdidas técnicas	40
3.4	Características físicas de los conductores de los alimentadores principales	41
3.5	Transformadores de distribución	42

3.6	Parámetros de las líneas de distribución primaria	44
3.7	Análisis de flujo de carga	44
3.7.1	Estado actual, demanda máxima 1,998	45
3.7.2	Estado actual, demanda media 1,998	45
3.7.3	Estado actual, demanda mínima 1,998	46
3.8	Cuantificación de pérdidas técnicas	46
3.8.1	Análisis de la red secundaria	47
3.9	Resumen de las pérdidas técnicas de la red de la EEMH	48
3.10	Metodología de estimación de pérdidas no técnicas en el sistema de distribución de la ciudad de Huehuetenango	48
3.10.1	Fraude	48
3.10.2	Usuarios no suscriptores	49
3.10.3	Errores en medición de contadores	50
3.10.4	Falta de elementos de medición	50
3.10.5	Error humano en lecturas de contadores	51
3.10.6	Falta de medición de consumo propio	51
3.10.7	Alumbrado público registrado	52
3.10.8	Alumbrado público no registrado	52
3.11	Resumen de las pérdidas no técnicas de la red de la EEMH	52
4.	PROPUESTA	55
4.1	Propuestas para la reducción de las pérdidas técnicas	55
4.1.1	Bancos de transformación	55
4.1.2	Incremento del calibre de los conductores	57
4.1.3	Parámetros de las líneas de distribución primaria con el calibre propuesto	57
4.1.4	Análisis de flujo de carga con la propuesta de incremento del calibre de conductor en los alimentadores principales	58

4.1.4.1	Demanda máxima	58
4.1.4.2	Demanda media	59
4.1.4.3	Demanda mínima	59
4.1.5	Análisis de la red secundaria	60
4.1.6	Cuantificación de las pérdidas técnicas	61
4.1.7	Resumen de las pérdidas técnicas de la red de la EEMH, según las propuestas	61
4.2	Propuestas para la reducción de las pérdidas no técnicas	62
4.2.1	Fraude	62
4.2.2	Propuesta para el control de usuarios no suscriptores	62
4.2.3	Propuesta para reducir el error de medición en contadores	63
4.2.4	Propuesta para instalar contadores, donde hacen falta	63
4.2.5	Propuesta para reducir el error humano en lecturas de contadores	64
4.2.6	Propuesta para instalar medición en las instalaciones de la EEMH y la Municipalidad	64
4.2.7	Propuesta para reducir las pérdidas debidas a alumbrado público registrado y no registrado	64
4.2.8	Propuesta para controlar las pérdidas en el proceso de registro	65
4.2.9	Propuesta para controlar las pérdidas en facturación	65
4.2.10	Propuesta para implementar medidas de tipo legal	65
4.2.11	Resumen de las pérdidas no técnicas, considerando las propuestas	66
4.3	Comparación entre las pérdidas actuales y las propuestas del sistema de la ciudad de Huehuetenango y relación costo – beneficio de las propuestas	66

CONCLUSIONES	69
RECOMENDACIONES	73
REFERENCIAS BIBIOGRÁFICAS	76
BIBLIOGRAFÍA	77
APÉNDICES	79

ÍNDICE DE ILUSTRACIONES

FIGURAS

No.		Pág.
1	Organigrama de la EEMH	10
2	Energía comprada por la EEMH, año 1,998	16
3	Demanda de potencia de la EEMH, año 1,998	17
4	Curva de carga de la EEMH (1 de diciembre de 1,998)	27
5	Clasificación de las pérdidas no técnicas	33
6	Curvas en % de pérdidas en transformadores	43

TABLAS

No.		Pág.
I	Censos poblacionales del municipio de Huehuetenango	02
II	Total de usuarios por sector de consumo	13
III	Venta en bloque de potencia y energía del INDE a la EEMH (año 1,998)	15
IV	Capacidad instalada (Diciembre 1,998)	19
V	Luminarias instaladas	20
VI	Ventas de la EEMH (Diciembre 1,998)	22
VII	Demanda servida, restringida y total por sector y del sistema de la EEMH (Diciembre 1,998)	23
VIII	Factor de Carga	24
IX	Balance de energía de la EEMH correspondiente al año 1,998	26
X	Nodos importantes de la red de distribución de la EEMH	40

XI	Características y estado actual de los alimentadores principales	41
XII	Valor de pérdidas en los transformadores de distribución	42
XIII	Parámetros calculados de alimentadores principales	44
XIV	Demanda máxima	45
XV	Demanda media	45
XVI	Demanda mínima	46
XVII	Resumen de pérdidas técnicas de la red de la EEMH	48
XVIII	Pérdidas no técnicas debidas a fraude	49
XIX	Resumen de las pérdidas no técnicas de la red de la EEMH	53
XX	Propuesta de ajuste a la tarifa de usuarios que tienen instalados bancos de transformación sobredimensionados y/o sin ningún uso	56
XXI	Propuesta de incremento de calibre en conductores	57
XXII	Parámetros de líneas propuestas para los alimentadores principales	58
XXIII	Demanda máxima (propuesta)	59
XXIV	Demanda media (propuesta)	59
XXV	Demanda mínima (propuesta)	60
XXVI	Resumen de pérdidas técnicas de la red de la EEMH	61
XXVII	Resumen de las pérdidas no técnicas según propuestas de la red de la EEMH	66
XXVIII	Relación costo – beneficio de las propuestas	67

LISTA DE SÍMBOLOS

SÍMBOLO		Descripción
A	:	Amperio
ACSR	:	Cable de aluminio reforzado con acero
ANSI	:	American National Standards Institute
EEMH	:	Empresa eléctrica municipal de Huehuetenango
Hz	:	Ciclos por segundo
hp	:	Caballos de fuerza (potencia)
I	:	Corriente eléctrica
INDE	:	Instituto Nacional de Electrificación
km	:	Kilómetro
kW	:	Kilovatio
kV	:	Kilovoltio
kVA	:	Kilovoltamperio
kWh	:	Kilovatio hora
snm	:	Sobre el nivel del mar
V	:	Voltios
m	:	Metros
MVA	:	Megavoltamperios
N	:	Norte
R	:	Resistencia
S	:	Sur
VA	:	Voltamperio
W	:	Vatio
°C	:	Grados centígrados
° , ' , ''	:	Grados, minutos, segundos
Ω	:	Ohmio

GLOSARIO

Acometida	Conjunto de conductores y componentes utilizados para transportar la energía eléctrica desde las líneas de distribución de la empresa a la instalación eléctrica del inmueble servido.
Aislamiento	Conjunto de dispositivos capaces de separar partes de máquinas, aparatos o instalaciones con diferencia de potencia.
Alimentador	Formado por las líneas de distribución utilizadas para alimentar los equipos de distribución de energía eléctrica.
Ampacidad	Capacidad de conducción de un conductor.
Amperio	Unidad de medida de la intensidad de corriente eléctrica.
Carga instalada	Suma de la capacidad nominal de todo el equipo eléctrico que se conectará a la acometida de la empresa.
Ciente	Es la persona natural o jurídica que contrata servicios de energía eléctrica con la empresa.
Consumo	Cantidad de energía utilizada en un tiempo dado, en aspectos eléctricos, se mide en kWh.

Contador de energía eléctrica	Aparato que se usa para medir la energía eléctrica utilizada por el usuario.
Corriente eléctrica	Flujo ordenado de electrones entre dos puntos de un medio conductor, cuando entre dichos puntos existe una diferencia de potencial.
Demanda máxima	Es el valor mayor de potencia requerida o demandada en un tiempo dado, expresada en kW.
Demanda restringida	Es el valor de la potencia necesaria para suplir el consumo de los nuevos usuarios.
Demanda servida	Es el valor de la potencia necesaria para suplir el consumo de los usuarios conectados a la red de distribución.
Diagrama unifilar	Simplificación de un sistema eléctrico, representado por medio de una línea y de símbolos normalizados, a las líneas de transmisión y aparatos asociados de éste.
Efecto corona	Producción de un gradiente de potencial sumamente alto perpendicular al conductor.

Efecto Joule	Producción de calor en una resistencia recorrida por una corriente eléctrica. Los electrones móviles cuyo movimiento se manifiesta por el paso de una corriente, tropiezan con las partículas constituyentes del conductor estos choques liberan energía calorífica por radiación y una parte de la energía eleva la temperatura del mismo conductor.
EEMH	Empresa eléctrica municipal de Huehuetenango.
Energía eléctrica	Es la potencia eléctrica multiplicada por el tiempo.
Equipo de medición	Son los aparatos necesarios para medir energía y/o potencia entregada a los usuarios.
Factor de potencia	Es la razón entre la potencia eléctrica útil consumida y la cantidad de potencia eléctrica que se debe suministrar al consumidor.
Frecuencia eléctrica	Característica de la corriente alterna de repetirse en intervalos de tiempo iguales, llamados períodos. El número de períodos por segundo se llama frecuencia.
INDE	Instituto Nacional de Electrificación.
Hidroeléctrica	Se refiere a energía eléctrica obtenida por fuerza hidráulica.
Impedancia	Oposición que ofrece el circuito al paso de la corriente alterna.

Kilovatio	Unidad de medida de la potencia real que se usa en un circuito de corriente alterna, significa 1000 vatios.
Kilovatio hora (kWh)	Unidad de energía eléctrica igual a 1000 vatios desarrollados en una hora.
Kilovolt amperio (kVA)	Unidad de potencia aparente en un circuito de corriente alterna. Producto de la intensidad de corriente y la fuerza electromotriz.
Kilovolt amperio reactivo (kVAR)	Unidad de potencia reactiva en un circuito de corriente alterna.
Libranza	Distancia de seguridad entre equipo o líneas energizadas y persona u objetos.
Luminaria	Equipo para sustituir la luz natural.
Ohmio	Unidad de resistencia eléctrica. Resistencia existente entre los extremos de un conductor cuando la diferencia de potencial es un voltio y la intensidad es un amperio.
Pararrayo	Dispositivo que tiene la propiedad de reducir el voltaje de una onda aplicada a sus terminales pasando la intensidad de la onda a tierra.
Potencia activa	Esta potencia corresponde a una potencia activa o simplemente potencia, similar a la energía consumida por una resistencia.

Potencia aparente (S)	El producto de la corriente y el voltaje es llamada potencia aparente, es también la resultante de la suma de los vectores gráficos de la potencia activa y la potencia reactiva.
Potencia Reactiva (Q)	Es la utilizada para la generación del campo magnético; está expresada en Volts ampere reactivos (Var).
Recierrador	Aparato utilizado para protección de equipos o líneas, tiene la capacidad de efectuar operaciones automáticas según programación.
Resistencia	Es la oposición que ofrece un conductor al paso de la corriente eléctrica. Los conductores que dejan pasar el flujo de corriente con facilidad tienen poca resistencia.
Servicio	Es el punto de entrega de energía y potencia eléctrica que la empresa hace al cliente.
Servicio exclusivo	Se refiere a la utilización de un transformador o banco de transformadores para alimentar únicamente la carga de un usuario particular.
Servicio municipal	Entrega de energía que la empresa hace a edificios o cargas de uso municipal.
Sobrecarga	Uso excesivo de la capacidad de potencia que puede suministrar un circuito eléctrico; lo que provoca sobrecalentamiento.

Sobretensión	Valor que excede a la tensión nominal de un circuito eléctrico.
Subestación	Instalaciones construidas para transformar, regular, manejar y distribuir la energía eléctrica.
Tensión o voltaje	Diferencia de potencial entre dos puntos de un circuito eléctrico.
Transformador	Es una máquina estacionaria utilizada para transferir energía eléctrica de corriente alterna de una circuito a otro por medios electromecánicos. Transforma los valores de tensión y corriente que recibe respecto a los que suministra.
Transformador de corriente	Pequeño transformador, construido de tal forma que cuando se conecta su devanado primario en serie con el circuito y por este devanado circula corriente a plena carga del primario. Utilizado para propósitos de medición y protección. Con base en las características de su devanado primario los tipos de construcción son: barra, ventana y boquilla.
Transformador de potencial	Pequeño transformador que se fabrica con un devanado primario para operar a valores normalizados de tensión primaria. El secundario proporciona bajo voltaje, para propósitos de medición y protección.
Voltio	Unidad de medida de la tensión.

INTRODUCCIÓN

Para poder definir las políticas energéticas, se debe tener bien claro la influencia de determinado sector en el crecimiento económico. En Guatemala, la afirmación sin mayor discusión de que el motor de la economía es la energía eléctrica, llevó a destinar recursos económicos y financieros muy elevados a este sector. Al tener en cuenta las consideraciones de la relación del crecimiento económico con el sector de energía, es importante reconocer que contribuirá al desarrollo económico y social del país.

La eficiencia económica del sector eléctrico se cumplirá si se cumplen simultáneamente los criterios de eficiencia, tanto productiva, como en la asignación de recursos. La eficiencia en asignación se logrará al optimizar la expansión del sistema eléctrico así como su operación. Dentro de la operación óptima del sistema, debe incluirse el control de pérdidas de energía como un objetivo que tiene una gran potencialidad de ahorro; lo anterior puede ser complementado con políticas de manejo de la demanda y uso eficiente de la energía eléctrica, lo que hará aún más grande el ahorro esperado. La eficiencia en la asignación de recursos se logrará con una efectiva planificación administrativa y técnica, a corto, mediano y largo plazo, de tal forma que con un grado de certeza elevado, se sepa en qué parte de la estructura de la empresa se necesita asignar más o menos recursos.

En diversos estudios, se ha determinado que existe una fuerte correlación entre la capacidad administrativa de una empresa y su nivel de pérdidas. Esta relación es aún más estrecha si se considera separadamente el nivel de pérdidas no técnicas.

A lo largo del proceso de producción, transporte y distribución de la energía eléctrica, no es posible entregar a los consumidores toda la energía producida. Esto obedece a restricciones físicas de los materiales utilizados para el transporte de ésta. La energía que se pierde en este proceso es llamada PÉRDIDA TÉCNICA.

De la energía suministrada a los usuarios, la empresa debe llevar una facturación precisa, con el fin de poder cobrar a los consumidores la energía que han comprado; sin embargo, por diversas razones, se presentan inexactitudes en el registro de los consumos, los cuales se traducen en pérdidas para las empresas. Por otra parte, es muy difícil que la empresa logre recaudar el pago de toda la energía que fue registrada. La diferencia entre la energía que fue entregada a los usuarios y la energía por la cual la empresa logra facturar su pago se denomina PÉRDIDA NO TÉCNICA.

A pesar de la estrecha relación existente entre las pérdidas técnicas y no técnicas, existen diferencias fundamentales entre ellas:

- Las pérdidas técnicas representan una verdadera pérdida de energía desde el punto de vista físico; es energía que no puede ser utilizada de ninguna manera y cualquier medida que permita reducir esta pérdida representa un beneficio para la empresa y para la economía en general.
- Las pérdidas no técnicas, por otra parte, representan energía que está siendo utilizada para algún fin, pero por esto la empresa no recibe pago alguno. Esto representa una pérdida real para las finanzas de la empresa, la cual generalmente tiene que ser transferida a los clientes que sí pagan por el servicio de energía eléctrica.

Las diferencias existentes entre los dos tipos de pérdidas, implican medidas diferentes para su control.

Este trabajo de tesis titulado **Propuesta para reducir las pérdidas técnicas y no técnicas de la red de distribución de energía eléctrica en la ciudad de Huehuetenango**, ha sido dividido en cuatro capítulos. El capítulo número uno describe las características generales de la cabecera del departamento de Huehuetenango, su localización, comunicaciones, servicios principales, etc.

El capítulo número dos describe la situación actual de la Empresa Eléctrica Municipal de Huehuetenango, su organización, suministros y distribución de energía eléctrica, las condiciones generales de la red de distribución, la demanda, etc.

El capítulo número tres describe los conceptos técnicos que se refieren a las pérdidas en el sistema de distribución de la ciudad de Huehuetenango, la clasificación y las metodologías para determinar los valores de éstas.

El capítulo número cuatro describe las propuestas para reducir las pérdidas en el sistema de distribución de la ciudad de Huehuetenango. Finalmente, se presentan las conclusiones y recomendaciones.

1. GENERALIDADES

El departamento de Huehuetenango está situado en el Noroccidente del territorio nacional. Se presenta en los mapas como un trapezoide cuyo ángulo noroccidental colinda con el estado de Chiapas en México, está limitado al Este por el departamento de El Quiché y al Sur por los departamentos de San Marcos, Quetzaltenango y Totonicapán. El departamento cuenta con **treinta y un** municipios, es montañoso en su mayor parte contando con la cordillera de los Cuchumatanes, cuyas alturas son importantes a nivel centroamericano. La etnia indígena constituye un 75 % de la población del departamento; sin embargo, la población ladina predomina en la cabecera departamental.

Extensión superficial:	7,400 km ² .
Latitud:	15° 19' 18".
Longitud:	91° 28' 14".
Altura sobre el nivel del mar:	1,901.64 metros.
Temperatura:	Minima 7.8 grados centígrados. Máxima 31.4 grados centígrados (promedio 20 °C). 118 días de lluvia al año. 79% humedad relativa, media ¹ .

La cabecera del departamento es el municipio de Huehuetenango; esta cabecera tiene un área aproximada de 204 km² cuadrados; limitado al Norte por los municipios de Chiantla y Aguacatán; al Sur por Malacatancito y San Pedro Jocopilas del departamento del Quiché; al Este por Aguacatán; al Oeste por los municipios de Santa Bárbara y San Sebastián Huehuetenango. La municipalidad del municipio de Huehuetenango es considerada de primera categoría.

Al municipio de Huehuetenango se puede llegar por avión y por dos vías terrestres, una de ellas sale de la capital de la República hacia el occidente, llamada carretera Panamericana CA-1, con un recorrido de 267 kilómetros, asfaltada en su totalidad. La otra vía es la carretera TW, que parte de Los Encuentros y pasa por Chichicastenango. Hasta el Quiché hay asfalto, el resto es carretera de terracería en buenas condiciones.

De acuerdo a las cifras del último censo de población realizado por la Dirección General de Estadística (1,994), la ciudad de Huehuetenango registró un total de 60,808 habitantes, de los cuales 19,922 se localizaron en el área urbana y 40,886 en el área rural, equivalente al 32.76 % y 67.24 %, respectivamente, como se muestra en la tabla I.

Tabla I. Censos poblacionales del municipio de Huehuetenango

CENSO	POBLACIÓN RURAL		POBLACIÓN URBANA		POBLACIÓN TOTAL
	HABITANTES	PORCENTAJE	HABITANTES	PORCENTAJE	
1,981	12,422	33.70%	24,439	66.30%	36,861
1,994	19,922	32.76%	40,886	67.24%	60,808
Tasa de crecimiento r= 3.93%					

Con base en los datos de población de los censos IX y X (Tabla I), se obtiene la tasa de crecimiento poblacional, usando la siguiente fórmula:

$$r = ((Y_1/Y_e)^{1/(T_1-T_e)} - 1) * 100 \% \text{ (1.1)}$$

en donde:

- r : Tasa de crecimiento poblacional (en modo porcentual)
- Y_1 : Población del último censo de análisis
- Y_e : Población del primer censo de análisis
- T_1 : Año del último censo de análisis
- T_e : Año del primer censo de análisis

sustituyendo las cantidades en la ecuación 1.1, se obtiene que:

$$r = 3.93 \%$$

El crecimiento demográfico de esta área, durante el período intercensos (1,981 - 1,994) registró un aumento de 36,861 a 60,808 habitantes, que corresponde a una tasa de crecimiento anual promedio de **3.93 %**.

El cálculo de población futura es un parámetro bastante difícil de establecer, dependiendo en muchas ocasiones del criterio técnico. En este caso se dispone de la información proporcionada por la Dirección General de Estadística, obtenida a través de los censos de población y vivienda de los años 1,981 y 1,994, que se muestra en la tabla I. Este cálculo es la base para la predicción de las futuras demandas de energía eléctrica.

Se puede estimar la población de la ciudad de Huehuetenango para este año y para 30 años al futuro, aplicando la fórmula del crecimiento geométrico:

$$Y_m = Y_1 (1 + r)^{T_m - T_1} \quad (1.2)$$

donde:

- Y_m : Población estimada
- Y_1 : Población base según censo de 1,994
- r : Tasa de crecimiento
- T_m : Año de población estimada
- T_1 : Año de población base

Se obtiene que para los años 1,998 y 2,028, la población estimada de la ciudad de Huehuetenango es:

$$Y_m(1,998) = 60,808 (1 + 0.0393)^4 = 70,945 \text{ habitantes.}$$
$$Y_m(2,028) = 60,808 (1 + 0.0393)^{24} = 153,371 \text{ habitantes.}$$

El servicio de energía eléctrica fue uno de los pasos de trascendencia para la ciudad, pues lo primero que se hizo fue declarar de utilidad pública la empresa Monzón y Cía. , para establecer el alumbrado eléctrico de la ciudad de Huehuetenango haciéndosele algunas concesiones según Acuerdo del 14 de octubre de 1,897. Más tarde pasa como propiedad de don Luis G. Cordero, quien la vendió a don Santiago Molina; la Municipalidad celebra contrato con él para el suministro de la energía eléctrica, Acuerdo del 26 de febrero de 1,917. Las plantas hidroeléctricas estaban instaladas en el lugar conocido como "Los Regadíos". Años más tarde las municipalidades de Huehuetenango y Chiantla hacen arreglos para la instalación de un dinamo en el lugar llamado "Sibilá", aprovechando para el efecto una magnífica caída de agua de

la parte alta de los Cuchumatanes. Se gozó de los servicios de la energía eléctrica durante mucho tiempo, pero era insuficiente y las Municipalidades se separan, lo cual motivó que la Municipalidad de la cabecera instalara las plantas hidroeléctricas en el municipio de San Sebastián Huehuetenango. Por largo tiempo se hizo uso de este servicio. Es una verdadera lástima no haber aprovechado las fuentes, ríos y caídas de agua existentes en el departamento como el río San Juan, la caída de agua de Quisil, el Río Azul y tantos más que se desperdician.

2. SITUACIÓN ACTUAL DE LA EEMH

2.1 Organización

La estructura orgánica actual de la EEMH, es la que aparece en la figura 1 (ver página 10). El organismo de la estructura administrativa de la EEMH debe ser respetado para que cada empleado reconozca a su jefe inmediato superior y desempeñe sus atribuciones correspondientes, con la finalidad de obtener un mejor funcionamiento de la empresa. De esta manera, no se incurre en duplicidad de funciones y funciones no asignadas y se evita problemas en los que se incurre en la actualidad, entre los que se pueden mencionar: falta de control en la normalización de instalaciones, falta de rotación de lectores de contadores, falta de control respecto al pago de consumo de energía (excesivo tiempo de espera hasta llegar al corte del servicio), funciones inadecuadas de los lectores (como las facturaciones del consumo a los usuarios), falta de un sistema de facturación equitativo que permita evitar las pérdidas por infracción y falta de cargo por demanda máxima.

2.1.1 Atribuciones del puesto

Asesor Jurídico: brinda asesoría de carácter técnico, administrativa – legal, al Gerente General de la empresa en asuntos con carácter institucional y/o de políticas generales de la institución.

Auditor Interno: brinda asesoría de carácter administrativa – legal, al Gerente General de la empresa en asuntos con carácter institucional y/o de políticas generales de la institución.

Gerente Administrativo: dirige y/o coordina todas las operaciones contables, financieras y técnicas realizadas en forma periódica conforme a disposiciones, leyes fiscales y normas.

Jefe de instaladores: planifica, coordina y supervisa el mantenimiento eléctrico preventivo y correctivo que se hace a los equipos y elementos instalados en la planta y en la red; coordina al personal técnico en las distintas actividades que se realizan, etc.

Jefe de lectores de contadores: planifica, coordina y supervisa al personal dedicado al registro de los consumos de los clientes.

Tesorero Contador: revisa, registra y contabiliza documentos, informes, ajustes, estados financieros y pólizas contables; mantiene control de movimientos y existencias del almacén y activos fijos de la empresa. Así también verifica clasifica y opera reportes y documentos contables, concilia saldos de libras auxiliares, efectúa recuento físico de existencias, elabora y presenta informes contables.

Encargado del laboratorio de calibración: tiene a cargo la revisión y calibración de los contadores de energía eléctrica nuevos y usados.

Encargado de planta: opera y controla el equipo e instalaciones de la planta hidroeléctrica y elabora reportes.

Instaladores: efectúan o trabajan, en líneas y redes de distribución, en mantenimiento de todo tipo, así como el montaje de estructuras para líneas y redes de distribución y revisan los elementos que conforman una línea con el objeto de detectar fallas, tanto en frío como en caliente.

Lectores de contadores: efectúan mensualmente lectura de contadores y registran los datos en la forma técnica vigente, entregan a los usuarios los recibos por concepto de consumo de energía eléctrica, elaboran reportes de información básica como nuevas instalaciones y eliminan cuentas, etc.

Oficiales: tienen diferentes atribuciones, dentro de las cuales se pueden mencionar: introducción de lecturas, impresión de recibos, impresión de reportes, cálculo de consumos trifásicos, atención al público, funciones secretariales, atención de nuevas solicitudes, etc.

Receptores: reciben pagos por consumo de energía eléctrica y otros.

Bodeguero: recibe, registra, codifica, elabora traslados y órdenes de despacho de materiales, maquinaria y equipo, y efectúa inventario físico anualmente.

Maquinista: opera y controla el equipo e instalaciones de la planta hidroeléctrica.

Ayudantes de instalador: auxilian a los instaladores en las inspecciones del sistema eléctrico, efectúan reparaciones menores de sistemas eléctricos y mantienen en buen estado de funcionamiento las herramientas y equipos de trabajo.

Pilotos: conducen los vehículos destinados al transporte del personal técnico, equipo y/o materiales, transporta a las autoridades de la empresa y velan por el mantenimiento de los vehículos.

Conserje: se encarga de la limpieza y llevar la correspondencia de la empresa.

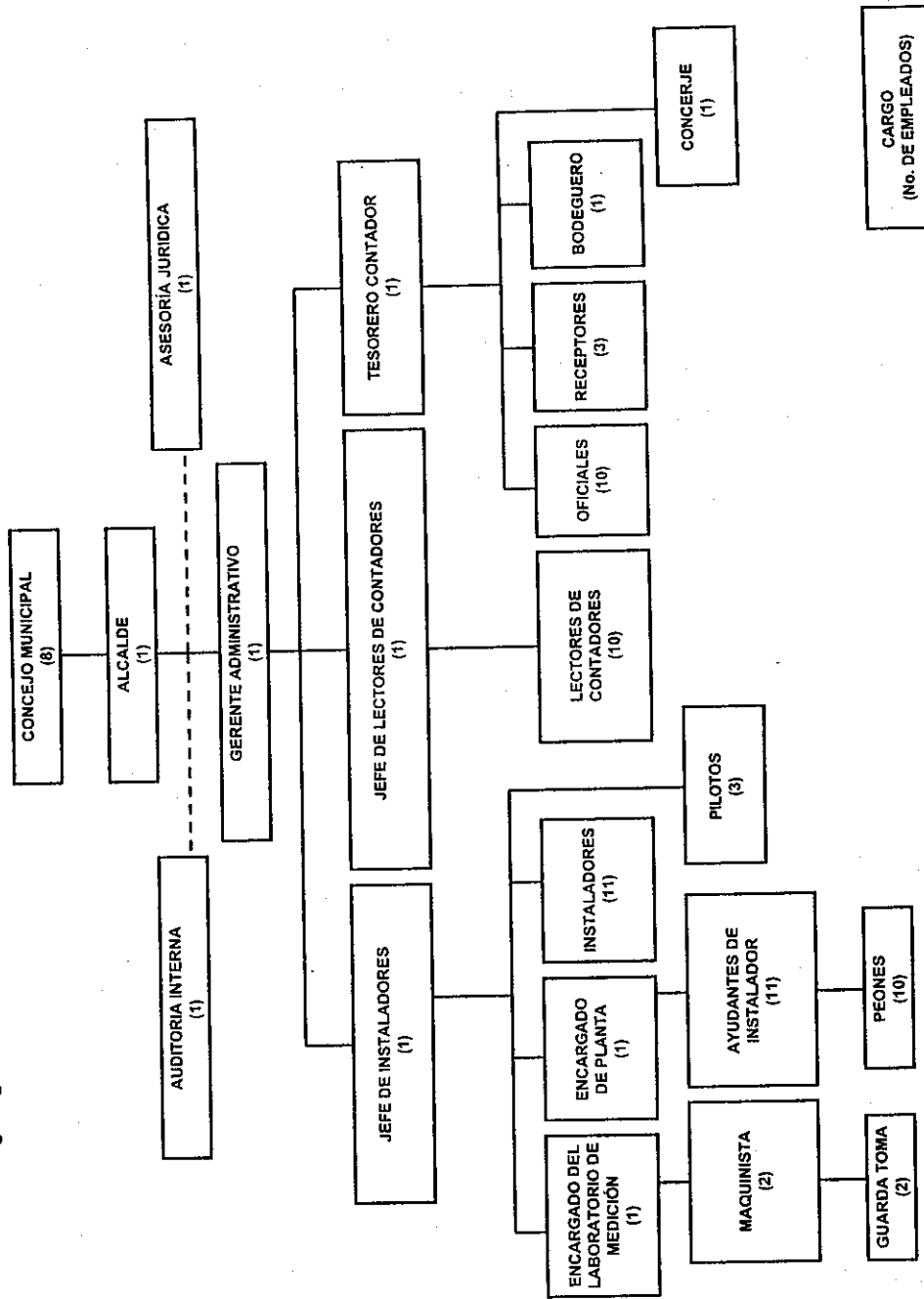
Guarda toma: realiza actividades de mantenimiento correctivo y preventivo en equipo sencillo de la planta y efectúa trabajos y reparaciones eléctricas dentro de la misma.

Peones: llevan a cabo trabajo operativo de toda índole, como realizar brechas, zanjas, caminos, posteaje, etc.

2.2 Distribución y suministros de la energía eléctrica

En general, el término "distribución" incluye todas las partes de un sistema público de energía eléctrica, entre las fuentes de la energía y los equipos de entrada de servicio de los consumidores. Es aquella parte del sistema que se encuentra entre las subestaciones de distribución y el equipo de la entrada de servicio de los consumidores. En general, el sistema de distribución de EEMH consta de: 1) circuito primario o "alimentador", que opera en 13.8 kV y que alimentan a las cargas de la ciudad de Huehuetenango; 2) transformadores de distribución, en las capacidades nominales desde 5 hasta 100 kVA, los cuales están instalados en postes y en bóvedas subterráneas, en la cercanía de los consumidores, y que llevan el voltaje primario hasta el de utilización; 3) circuitos secundarios, al voltaje de utilización, que llevan la energía desde el transformador de distribución, a lo largo de la calle o del lindero posterior de los terrenos; 4) ramales de acometida que entregan la energía desde el secundario al equipo de entrada de servicio del usuario.

Figura 1. Organigrama de la EEMH



Fuente: Empresa Eléctrica Municipal de Huehuetenango

2.3 Tarifas

Las tarifas aplicadas por la EEMH se dividen en seis grupos:

- Residencial (R): se aplica a todos los clientes que utilizaran la energía eléctrica para uso domiciliario. No se cobra demanda.
- Comercial (C): se aplica a todos los clientes que poseen algún negocio en el establecimiento. No se cobra demanda.
- Gobierno (G): se aplica a los clientes que pertenecen al sector público. No se cobra demanda.
- Industrial (I): se aplica a los clientes que poseen máquinas con motores de 5 hp y menores. No se cobra demanda.
- Diverso (D): en este sector se incluyen los servicios prestados a instituciones con fines sociales. No se cobra demanda.
- Trifásica (T): se aplica a los clientes que realizan procesos que transforman la materia prima, utilizando máquinas con motores mayores de 5 hp. Se cobra demanda.

2.3.1 Estructuración de las tarifas existentes en la EEMH

Residencial: Cargo mínimo: Q. 5.25

Para los primeros 25 kWh	:	Q. 0.490000
Para los siguientes 50 kWh	:	Q. 0.420000
Para los siguientes 100 kWh	:	Q. 0.380000
Para los siguientes 125 kWh	:	Q. 0.370000
Para los siguientes 150 kWh	:	Q. 0.700000
Para el resto complementario	:	Q. 0.480000

Comercial: Cargo mínimo: Q. 7.50

Para los primeros 25 kWh	:	Q. 0.650000
Para los siguientes 25 kWh	:	Q. 0.350000
Para los siguientes 25 kWh	:	Q. 0.440000
Para los siguientes 999 kWh	:	Q. 0.540000
Para los siguientes 999 kWh	:	Q. 0.540000
Para el resto complementario	:	Q. 0.540000

Gobierno: Cargo mínimo: Q. 10.50

Para los primeros 25 kWh	:	Q. 0.980000
Para los siguientes 50 kWh	:	Q. 0.840000
Para los siguientes 100 kWh	:	Q. 0.760000
Para los siguientes 125 kWh	:	Q. 0.740000
Para los siguientes 50 kWh	:	Q. 1.400000
Para el resto complementario	:	Q. 0.960000

Industrial Cargo mínimo: Q. 9.00

Para los primeros 25 kWh	:	Q. 0.780000
Para los siguientes 25 kWh	:	Q. 0.420000
Para los siguientes 25 kWh	:	Q. 0.430000
Para los siguientes 999 kWh	:	Q. 0.650000
Para los siguientes 999 kWh	:	Q. 0.650000
Para el resto complementario	:	Q. 0.650000

Trifásica:

El sistema de cálculo toma en cuenta el total de la potencia instalada (Hp) de cada usuario y en la mayoría de los casos éstos no la utilizan.

La siguiente ecuación es la utilizada por la EEMH para el cálculo del consumo de energía y potencia máxima, sin incluir el costo de alumbrado público.

$$(0.1173 * kWh + 16.0475 * kW_{MAX} + 1.0017 * Hp_{INSTALADOS}) * 1.1 \quad (2.1)$$

En la tabla II se muestra la totalidad de usuarios, por sector de consumo, que hasta el mes de diciembre de 1,998, tiene conectados la EEMH.

Tabla II. Total de usuarios por sector de consumo (diciembre de 1,998)

TIPO DE USUARIO	CANTIDAD DE USUARIOS	PORCENTAJE
RESIDENCIAL	12540	76.66%
COMERCIAL	3243	19.82%
DIVERSO	255	1.56%
INDUSTRIAL	135	0.83%
GOBIERNO	76	0.46%
TRIFÁSICO	110	0.67%
TOTAL DE USUARIOS	16359	100.00%

Fuente: Empresa Eléctrica Municipal de Huehuetenango

2.4 Elementos del sistema

La EEMH afronta muchos problemas al prestar sus servicios, debido a las limitaciones de la red de distribución. Sin embargo, distribuye energía eléctrica a la totalidad del área urbana de la cabecera del departamento y al 80 % del área rural. Actualmente el INDE le vende en bloque la energía eléctrica a la EEMH, debido a que las plantas hidroeléctricas instaladas no funcionan.

2.4.1 Hidroeléctricas

Las dos plantas hidroeléctricas se encuentran instaladas en el municipio de San Sebastián, Huehuetenango, a 15 kilómetros de la ciudad, sobre la cuenca del río Selegua. Fueron diseñadas para producir 300 kW y 250 kW, a un factor de potencia de 0.85 y un voltaje de 240 Voltios. Desde hace ocho años la planta de menor potencia dejó de funcionar; siendo necesarios su traslado e instalación en donde actualmente se encuentra la planta de mayor potencia, requiriendo para este trabajo una inversión de aproximadamente Q. 200,000.00. La planta de mayor potencia dejó de funcionar hace dos años; antes de que ocurriera su falla producía 200 kW, en época de invierno, y para su reparación requiere únicamente Q. 40,000.00, los cuales pueden ser recuperados a muy corto plazo. Al repararse puede cubrir perfectamente la demanda de las localidades que se encuentran entre San Sebastián y el Hospital Nacional.

2.4.2 Ventas en bloque que el INDE hace a EEMH

El suministro de energía y potencia en bloque a la EEMH, se dio por la necesidad de prestar un servicio continuo y eficiente debido al crecimiento de la demanda y a las salidas frecuentes de servicio de las plantas hidroeléctricas instaladas en San Sebastián.

El INDE hace el suministro de potencia y energía de acuerdo a sus reglamentos y tarifas en vigor, a través de la Empresa de Generación de Energía Eléctrica –EGEE–.

Esta venta en bloque es entregada como corriente alterna en $13.8 \text{ kV} \pm 10\%$, $60 \text{ Hertz} \pm 1 \text{ Hertz}$, con un factor de potencia aproximado de 0.85 en atraso.

2.4.2.1 Criterio de facturación del INDE a la EEMH

Para empresas eléctricas distribuidoras de energía eléctrica con demanda de potencia de 500 kW, se servirán a voltaje primario. Los gastos de transformación corren a cuenta de la empresa distribuidora. La energía consumida y la potencia máxima se determinarán por medio de un medidor de kWh, con indicador de máxima demanda kW, con ciclos de integración de 15 minutos, en el cual el consumo de energía eléctrica sea mayor que cualquier otro período de 15 minutos en el mismo mes. La estructura de cobro está dividida en dos cargos, así: cargo por demanda de potencia: Q. 49.00 por kW de demanda máxima y cargo por energía: Q. 0.184 por kWh. En la tabla III se muestra la venta en bloque del INDE a la EEMH, durante el año de 1,998, y en las figuras 2 y 3 se presenta gráficamente el comportamiento de la compra de potencia y energía de la EEMH.

Tabla III. Venta en bloque de potencia y energía del INDE a la EEMH (1,998)

MES	DEMANDA (kW)	PAGO POR DEMANDA	ENERGÍA (kWh/mes)	PAGO POR ENERGÍA	PAGO TOTAL
ENERO	5544	Q271,656.00	1948800	Q358,579.20	Q630,235.20
FEBRERO	5376	Q263,424.00	1778400	Q327,225.60	Q590,649.60
MARZO	5376	Q263,424.00	2018400	Q371,385.60	Q634,809.60
ABRIL	5304	Q259,896.00	1946400	Q358,137.60	Q618,033.60
MAYO	5304	Q259,896.00	1886400	Q347,097.60	Q606,993.60
JUNIO	5376	Q263,424.00	2198400	Q404,505.60	Q667,929.60
JULIO	5472	Q268,128.00	1843200	Q339,148.80	Q607,276.80
AGOSTO	5832	Q285,768.00	2169600	Q399,206.40	Q684,974.40
SEPTIEMBRE	5832	Q285,768.00	1980000	Q364,320.00	Q650,088.00
OCTUBRE	6000	Q294,000.00	2090400	Q384,633.60	Q678,633.60
NOVIEMBRE	6144	Q301,056.00	2104800	Q387,283.20	Q688,339.20
DICIEMBRE	6576	Q322,224.00	2298000	Q422,832.00	Q745,056.00

Fuente: Facturación que el INDE emite a la EEMH

Figura 2. Energía comprada por la EEMH, año 1,998

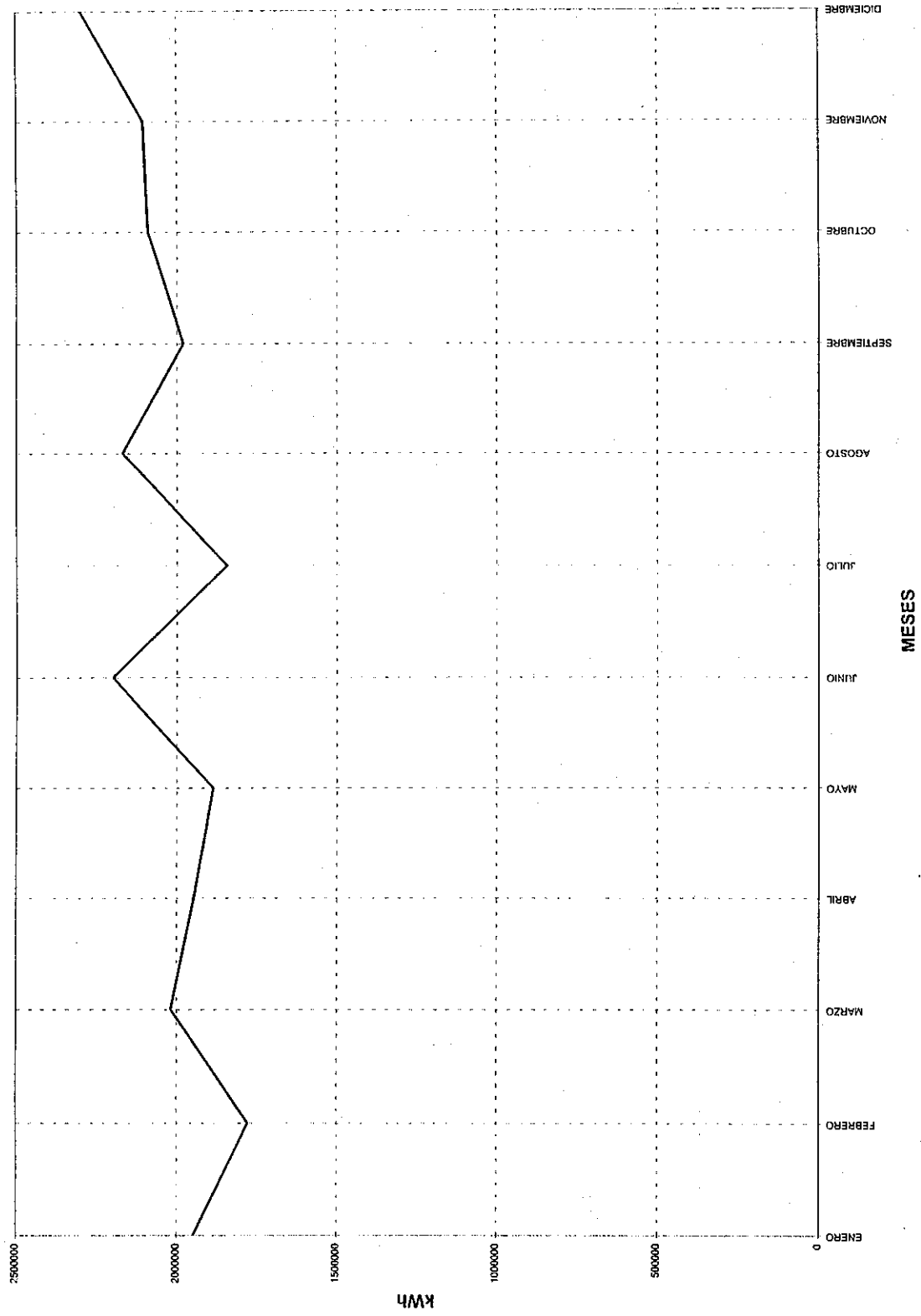
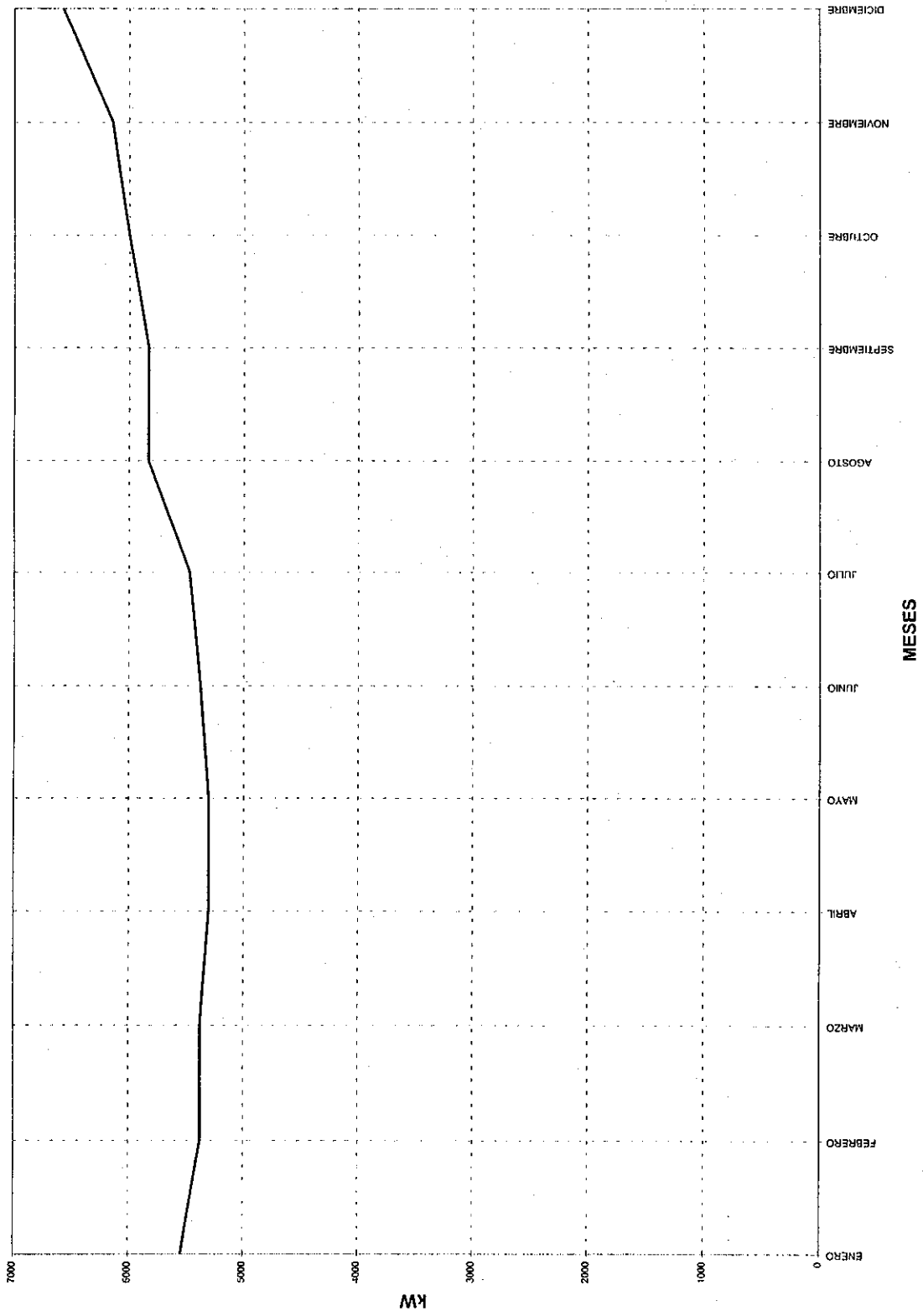


Figura 3. Demanda de Potencia de la EEMH, año 1,998



2.4.3 Transformadores de distribución

Un transformador de distribución es un aparato eléctrico por medio del cual se convierte la energía eléctrica del voltaje primario (13.2 kV) a los de utilización (120 y 240V). Las caídas momentáneas de voltaje de alumbrado causadas por la corriente de arranque de los motores con frecuencia requieren el uso de transformadores de uso exclusivo, en donde se les debe dar el servicio a los motores trifásicos y monofásicos mayores de 5 hp. Los transformadores de distribución instalados en la red de la EEMH están dentro del rango de 5 a 100 kVA, todos son autocontenidos, de los tipos convencional y completamente autoprotegido (CSP).

Los transformadores instalados dentro de la red de distribución de la EEMH se encuentran distribuidos en forma aleatoria, sin obedecer a ningún estudio; la capacidad global de éstos es de 13.3 MVA. En un buen número de sectores los transformadores están sobrecargados, llegando al extremo de destruirse las terminales de los interruptores, lo cual trae consigo la reducción de la vida útil de los transformadores y prestar un mal servicio al usuario, para el caso de los servicios exclusivos y municipales se pudo determinar que existen algunos bancos de transformación que se encuentran sobredimensionados. En la tabla IV, en la página siguiente, se presenta un resumen de los transformadores instalados en la red de distribución de energía eléctrica de la EEMH.

Tabla IV. Capacidad instalada (diciembre de 1,998)

TIPO DE TRANSFORMADOR	CAPACIDAD KVA	CANTIDAD	PORCENTAJE	CAPACIDAD INSTALADA (KVA)	PORCENTAJE
CONVENCIONAL	5	2	0.39%	10	0.08%
	10	65	12.70%	650	4.89%
	15	31	6.05%	465	3.50%
	25	180	35.16%	4500	33.83%
	37.5	16	3.13%	600	4.51%
	50	35	6.84%	1750	13.16%
	75	4	0.78%	300	2.26%
	100	12	2.34%	1200	9.02%
COMPLETAMENTE AUTOPROTEGIDO	5	2	0.39%	10	0.08%
	10	36	7.03%	360	2.71%
	15	32	6.25%	480	3.61%
	25	60	11.72%	1500	11.28%
	37.5	30	5.86%	1125	8.46%
	50	7	1.37%	350	2.63%
	TOTALES	512	100.00%	13300	100.00%

Fuente: Estudio de campo

2.4.4. Estructuras y conductores de la red

Desde los puntos de vista mecánico, eléctrico y de seguridad, las condiciones de la red de distribución primaria y secundaria son malas, algunos postes de riel se encuentran desnivelados; otros, de madera en mal estado; otros, no guardan la distancia apropiada con respecto a edificios o construcciones, por lo que no se respeta la libranza que debe existir entre los conductores energizados y personas u objetos con posible contacto fortuito. En algunos otros la aglomeración de conductores es grande, debido a sucesivas ampliaciones realizadas con el fin de satisfacer la demanda inmediata. No existen normas que establezcan cómo hacer los trabajos, tanto en la red de distribución como la elaboración de acometidas, por lo que se observa una red antiestética y antitécnica. Los trabajos se hacen en forma empírica y sin seguir ningún tipo de planificación, razón por la cual se presta un servicio deficiente, y que conlleva problemas, así también no es utilizado ningún método para balancear la carga en las fases. Por lo anterior, es necesario que la Municipalidad resuelva con urgencia estos problemas.

Debido a lo extenso de los ramales secundarios y al uso de los conductores de calibre inadecuado, esta red se caracteriza por poseer un alto grado de pérdidas de energía; también existe otra considerable fuente de pérdidas en los contadores de energía eléctrica, ya que no es utilizado un método confiable para revisión y calibración de éstos, aparte de que algunos son muy antiguos.

2.4.5 Iluminación pública

El objetivo primordial de la iluminación pública es sustituir la iluminación natural en calles, parques, edificios y áreas comunes de las ciudades para beneficio de los peatones y conductores. La manera de definir la cantidad de alumbrado público se establece de acuerdo con la capacidad de pago de los usuarios, para lo cual es necesario considerar que las luminarias instaladas funcionan 10 horas al día por los 365 días del año; siempre y cuando exista un programa de mantenimiento adecuado.

La tabla V muestra el resumen de las luminarias que se encuentran instaladas actualmente.

Tabla V. Luminarias instaladas

TIPO	POTENCIA (W)	No. DE LUMINARIAS	POTENCIA INSTALADA (W)	CONSUMO (kWh/mes)	COSTO
Mercurio	175	863	151025	45,308	Q13,592.25
Luz mixta	160	756	120960	36,288	Q10,886.40
Sodio	150	41	6150	1,845	Q553.50
TOTAL		1660	278135	83,441	Q25,032.15

Fuente: Estudio de campo

La iluminación pública ha sido mejorada en algunos sectores, en otros es mala o no existe, tal es el caso de las aldeas y las orillas de la ciudad.

2.4.6 Consumos municipales

Los consumos municipales en su totalidad forman parte de las pérdidas no técnicas, debido a que no se cobra nada y están integrados por la iluminación del edificio municipal, el consumo del cementerio, la terminal de buses, la bodega municipal, la EEMH y las bombas utilizadas para suministrar agua a la ciudad. Por falta de medición es imposible determinar el consumo total; sin embargo, puede estimarse en 12,000 kWh/mes, con un costo de Q. 3,600/mes.

2.4.7 Otros elementos

La red cuenta con quince seccionamientos trifásicos, cuya finalidad es interconectar el circuito que viene de las plantas y seccionar la carga.

2.5 Ventas de la EEMH

La tabla VI, presentada a continuación, muestra las ventas de energía eléctrica de la EEMH, incluyendo: la cantidad de usuarios; la energía efectivamente facturada y su pago; la demanda efectivamente facturada y su pago (para el caso de usuarios catalogados como **trifásicos**); el precio medio por kilovatiohora y el pago por alumbrado público.

Tabla VI. Ventas de la EEMH (diciembre de 1,998)

(1) TIPO DE USUARIO	(2) CANTIDAD DE USUARIOS	(3) PORCENTAJE	(4) ENERGÍA EFECTIVAMENTE FACTURADA kWh/mes	(5) PORCENTAJE	(6) PAGO POR ENERGÍA	(7) PORCENTAJE	(8) DEMANDA MAXIMA kW/mes	(9) PAGO POR DEMANDA	(10) PRECIO MEDIO DEL kWh	(11) PAGO ALUMBRADO PÚBLICO	(12) PORCENTAJE
RESIDENCIAL	12,540	76.66%	772,940	52.74%	Q295,726.80	44.46%	***	***	Q0.38	Q22,024.96	73.47%
COMERCIAL	3,243	19.82%	473,277	32.29%	Q199,675.44	30.02%	***	***	Q0.42	Q6,104.91	20.36%
DIVERSO	255	1.56%	25,762	1.76%	Q12,188.22	1.83%	***	***	Q0.47	Q227.68	0.76%
INDUSTRIAL	135	0.83%	20,296	1.38%	Q10,704.32	1.61%	***	***	Q0.53	Q294.55	0.98%
GOBIERNO	76	0.46%	15,885	1.08%	Q12,485.71	1.88%	***	***	Q0.79	Q287.11	0.96%
TRIFÁSICO	110	0.67%	157,426	10.74%	Q134,425.80	20.21%	1675.84	Q51,217.27	Q0.85	Q1,038.45	3.46%
TOTALES	16,359	100%	1,465,586	100%	Q665,206.29	100%	1675.84	Q51,217.27	Q0.45	Q29,977.66	100%

Fuente: Sistema de facturación de la EEMH

2.6 Demanda actual

La demanda actual de la ciudad de Huehuetenango tiene dos componentes, la demanda servida (E_o), donde se incluyen a los usuarios que actualmente gozan del servicio; y la demanda restringida (E_R), dentro de la cual están las personas e instituciones que han solicitado formalmente el servicio y no se les ha conectado por alguna razón.

Las ecuaciones siguientes muestran la manera de determinar la demanda servida y la demanda restringida:

$$E_o = \# \text{ de usuarios} * \text{Relación Energía/Cantidad de usuarios} * \text{No. de meses} \quad (2.2)$$

$$E_R = \# \text{ de solicitudes/año} * \text{Relación Energía/Cantidad de usuarios} * \text{No. de meses} \quad (2.3)$$

Para la determinación de la demanda total de la EEMH, se suman los valores obtenidos de las dos ecuaciones anteriores.

$$E = E_o + E_R \quad (2.4)$$

En la tabla VII se repiten por conveniencia las columnas (1), (2) y (4) de la tabla VI, calculando la relación entre la energía y la cantidad de usuarios, introduciendo la cantidad de solicitudes por año, por sector de consumo; para obtener la demanda total del sistema de la EEMH.

Tabla VII. Demanda servida, restringida y total por sector del sistema de la EEMH (diciembre 1,998)

(1) TIPO DE USUARIO	(2) CANTIDAD DE USUARIOS	(3) ENERGÍA EFECTIVAMENTE FACTURADA kWh/mes	(4) RELACIÓN ENERGÍA/CANTIDAD DE USUARIOS (kWh/cantidad de usuarios)	(5) CANTIDAD DE SOLICITUDES POR AÑO	(6) DEMANDA SERVIDA E _o kWh/año	(7) DEMANDA RESTRINGIDA E _r kWh/año	(8) DEMANDA DE ENERGÍA TOTAL (Columna 6 + Columna 7) kWh/año
RESIDENCIAL	12,540	772,940	62	475	9,275,280	351,336	9,626,616
COMERCIAL	3,243	473,277	146	180	5,679,324	315,226	5,994,550
DIVERSO	255	25,762	101	5	309,144	6,062	315,206
MICRO-INDUSTRIA	135	20,296	150	25	243,552	45,102	288,654
GOBIERNO	76	15,885	209	5	190,620	12,541	203,161
PEQUEÑA INDUSTRIA	110	157,426	1,431	10	1,889,112	171,737	2,060,849
TOTALES	16,359	1,465,586	90	700	17,587,032	902,005	18,489,037

Fuente: Sistema de facturación de la EEMH

2.6.1 Factor de carga

El factor de carga del sistema de distribución de la EEMH, así como los que le corresponden a cada sector de consumo de este sistema, se determinan por medio de la ecuación 2.5 y los valores obtenidos se tabulan en la tabla VIII.

$$\text{Factor de carga} = \text{Consumo en kWh} / (\text{Demanda Máxima} * \text{Tiempo}) \quad (2.5)$$

Donde:

- Consumo en kWh : Energía total consumida por el sistema o por cada sector
Demanda Máxima : Potencia instantánea mayor requerida, por el sistema completo
Tiempo : Período considerado (720 horas)

Tabla VIII. Factor de carga

(1) TIPO DE USUARIO	(2) FACTOR DE CARGA
RESIDENCIAL	0.196
COMERCIAL	0.120
DIVERSO	0.007
INDUSTRIAL	0.005
GOBIERNO	0.004
TRIFÁSICO	0.040
TOTAL DE LA EEMH	0.372

2.6.2 Curva de carga de la EEMH y su análisis

La obtención de información sobre la carga se hace a través de las lecturas de un juego de tres medidores de corriente en alta tensión con memoria acumulativa, programados para tomar lecturas cada 15 minutos, instalados en la salida del reconector del ramal Huehuetenango y un analizador de parámetros eléctricos, que se instaló en la subestación, escogiendo el día 01 de diciembre de 1,998.

La figura 4 (ver página 27), representa la curva de carga de la EEMH. Esta curva muestra un valle desde la 01:00 hasta las 06:00 horas, luego del cual se observa un incremento hasta las 10:00 horas, continúa con un valle hasta las 18:00 horas, a partir de este punto se observa un pico que alcanza su máximo aproximadamente a las 20:00 horas, para luego descender hasta las 22:00 horas y por último otro descenso hasta las 0:00 horas. Este comportamiento muestra que la demanda máxima de este sistema se da en horas no laborales, los consumidores del tipo residencial y comercial tienen una participación fuerte en la punta y el resto de consumidores participan en el valle de demanda mayor.

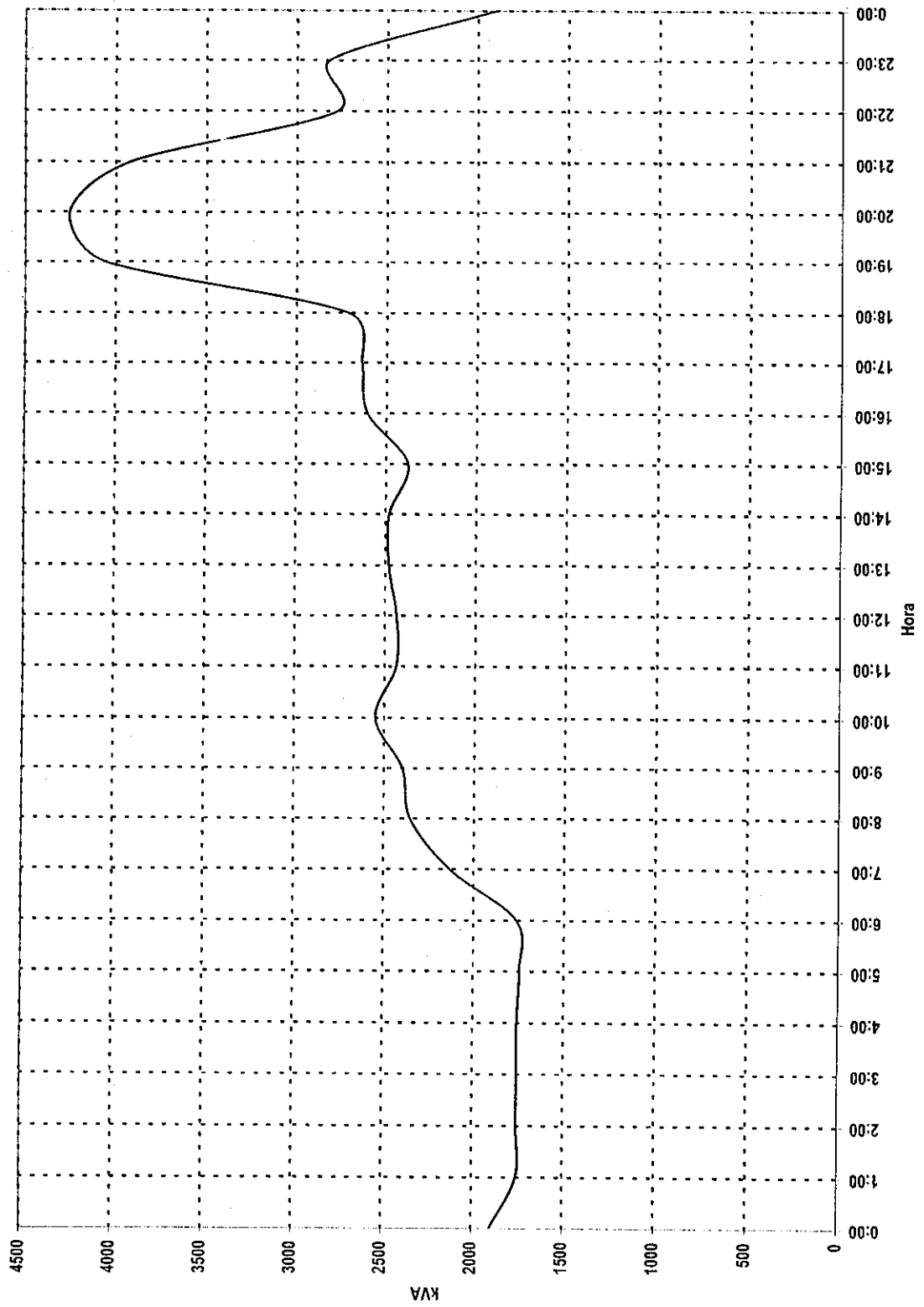
2.7 Balance de energía

Para conocer la situación actual de la EEMH se realizó el balance de energía del año 1,998, basándose en las facturas emitidas por el INDE, cuyas lecturas se realizan mensualmente. La tabla IX muestra el respectivo balance de energía anual.

Tabla IX. Balance de energía de la EEMH correspondiente al año 1,998

MES	ENERGÍA COMPRADA kWh	ENERGÍA FACTURADA kWh	ENERGÍA PÉRDIDA kWh	% DE ENERGÍA PERDIDA
Enero	1,948,800	1,191,233	757,567	38.9%
Febrero	1,778,400	1,201,130	577,270	32.5%
Marzo	2,018,400	1,112,547	905,853	44.9%
Abril	1,946,400	1,177,369	769,031	39.5%
Mayo	1,886,400	1,202,156	684,244	36.3%
Junio	2,198,400	1,244,598	953,802	43.4%
Julio	1,843,200	1,256,410	586,790	31.8%
Agosto	2,169,600	1,504,236	665,364	30.7%
Septiembre	1,980,000	945,687	1,034,313	52.2%
Octubre	2,090,400	1,456,821	633,579	30.3%
Noviembre	2,104,800	1,125,487	979,313	46.5%
Diciembre	2,298,000	1,465,586	832,414	36.2%
TOTAL	24,262,800	14,883,260	9,379,540	38.7%

Figura 4. Curva de carga de la EEMH (1 de diciembre de 1,998)



3. PÉRDIDAS EN EL SISTEMA DE DISTRIBUCIÓN DE LA CIUDAD DE HUEHUETENANGO

3.1 Diferencia entre las pérdidas técnicas y no técnicas

Las pérdidas eléctricas del sistema debidas a fenómenos físicos son denominadas pérdidas técnicas, éstas representan una verdadera pérdida de energía desde el punto de vista físico, es energía que no puede ser utilizada de ninguna manera y cualquier medida que permita reducir esta pérdida representa un beneficio para la empresa y para la economía en general de los clientes.

Las pérdidas no técnicas son las calculadas como la diferencia entre las pérdidas totales de un sistema eléctrico y las pérdidas técnicas estimadas del mismo. En un sistema de distribución, estas pérdidas son mayores que en cualquier otro sistema, esto debido a la mayor cantidad de usuarios y al menor control ejercido sobre éstos. Éstas representan energía que está siendo utilizada para algún fin, pero por ese uso la empresa no recibe pago alguno, lo cual representa una pérdida real para las finanzas de la empresa. La pérdida generalmente tiene que ser transferida a los usuarios que sí pagan por el servicio de energía eléctrica.

3.2 Clasificación de las pérdidas técnicas y no técnicas del sistema de distribución de la ciudad de Huehuetenango

3.2.1 Pérdidas técnicas

El sistema de distribución de energía eléctrica de la ciudad de Huehuetenango está integrado por una serie de elementos encargados de transportar, transformar y distribuir la energía eléctrica. En cada elemento, debido a diferentes causas, se producen pérdidas eléctricas que son consecuencia de una eficiencia limitada en la función que realiza cada elemento. Las pérdidas técnicas se manifiestan en diferentes formas principalmente, calor disipado, y como su nombre lo indica, la energía eléctrica que se deriva de ellas y no se aprovecha, aunque sí forma parte de la energía suministrada por el INDE. Las pérdidas en todos los elementos del sistema eléctrico de la ciudad de Huehuetenango, se producen en todo instante de tiempo, denominándoseles en ese instante **pérdidas técnicas eléctricas de potencia**. Las pérdidas de potencia sumadas a la demanda instantánea de los usuarios de la energía eléctrica conforman la carga total del sistema. Esta carga varía en el tiempo, según las variaciones de la demanda y de las pérdidas.

Es indispensable para propósitos de facturación, estadística, etc., medir cantidades de electricidad en energía. La energía eléctrica medida es igual a la potencia utilizada, que es multiplicada por el tiempo de utilización.

Las **pérdidas técnicas eléctricas de energía** son contabilizadas en un período de tiempo determinado, en kilovatiohora. Éstas son iguales a la suma de las pérdidas de energía individuales de todos los elementos del sistema en el período de tiempo considerado.

Las pérdidas técnicas del sistema corresponden a las pérdidas debidas a las condiciones propias del manejo y conducción de la energía eléctrica. Estas pérdidas pueden clasificarse en pérdidas técnicas fijas y pérdidas técnicas variables.

3.2.1.1 Pérdidas técnicas fijas

Las pérdidas técnicas fijas se presentan en el sistema por el solo hecho de energizar la línea o el transformador en el cual se producen, este tipo de pérdidas es producido en el sistema aunque la carga conectada a ellos fuera igual a cero y su variación, en mayor o menor grado, solo depende en segundo orden de la demanda. Las pérdidas técnicas fijas incluyen el efecto corona y las pérdidas por histéresis y corrientes parásitas.

Estas pérdidas dependen principalmente de la variación de la tensión mas no de la variación de la demanda. Se presentan en los transformadores y se deben a las corrientes de Foucault y ciclos de histéresis producidos por las corrientes de excitación; adicionalmente se incluyen en esta clase, las pérdidas debidas al efecto corona. Debido a que los sistemas eléctricos funcionan con pocas fluctuaciones de tensión, es frecuente considerar las pérdidas de vacío como un valor constante.

3.2.1.2 Pérdidas técnicas variables

Son aquellas que dependen de la demanda, lo que significa que se encuentran relacionadas con las corrientes que circulan por los elementos del sistema. Las pérdidas por efecto Joule son las que componen la totalidad de las pérdidas técnicas variables. Su magnitud es proporcional al cuadrado de la corriente, así:

$$P_L = 3 * I^2 * R \quad (3.1)$$

Donde:

- P_L : Pérdidas en el elemento (Watt)
 I : Corriente que circula por el elemento (Amperios)
 R : Resistencia del elemento (Ohmio)

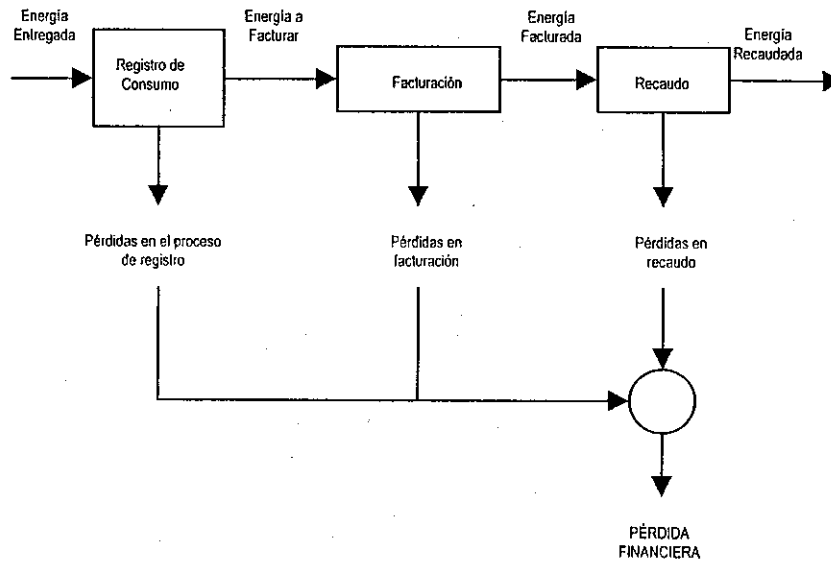
3.2.2 Pérdidas no técnicas

Éstas son debidas a debidas a:

- Fraude
- Usuarios no suscriptores
- Errores en la medición de los consumos
- Falta de elementos de medición
- Error humano en lectura de contadores
- Falta de medición de consumos propios
- Alumbrado público registrado
- Alumbrado público no registrado
- Errores en la facturación
- Errores en el recaudo

La figura 5 presentada en la siguiente página, es una clasificación de las pérdidas no técnicas con el fin de aclarar el significado de éstas y las acciones de control correspondiente.

Figura 5. Clasificación de las pérdidas no técnicas



3.2.2.1 Fraude

Por alteraciones de los equipos de medición o tomas directas de la energía eléctrica de la red sin pasar por el medidor. La detección de conexiones fraudulentas se debe hacer por medio de inspección física de los lectores, a todas las acometidas de los usuarios, con el fin de detectar algún tipo de anomalía y sancionar a este tipo de usuario. Éste es considerado en el registro de consumo, según la figura 5. Las principales formas de fraude que se encuentran en los contadores son:

- a) Intercambio de una línea con el conductor neutro
- b) Contador perforado
- c) Freno de disco
- d) Alteración del registro
- e) Alteración del funcionamiento de la bobina de tensión
- f) Línea interrumpida
- g) Línea directa

En la actualidad no existe ninguna reglamentación que rija el uso de marchamos de seguridad para evitar la violación a la medición de los contadores, por lo que es frecuente encontrar medidores sin marchamo y medidores con marchamo roto.

3.2.2.2 Usuarios no suscriptores

Considera la contribución de las conexiones ilegales, al problema de las pérdidas de energía. Estos consumidores tienen una característica relevante, la cual es que se presentan en sectores de muy bajos recursos, generalmente en comunidades marginales o barrios de invasión. Otro componente importante de este grupo de usuarios lo constituyen las casetas de ventas informales. Se debe revisar por sectores cada una de las instalaciones de energía servidas por la EEMH, con la finalidad de detectar robos de energía eléctrica, adicionalmente debe crearse un sistema de normas que incentive a usuarios y lectores para detectar y denunciar el robo y penalizar fuertemente a los usuarios que incurran en tales faltas.

Entre las causas del aumento de robo de energía eléctrica tenemos:

- a) La cercanía y fácil acceso a la red de distribución secundaria que existe en varios sectores de consumo.
- b) La oportunidad aprovechada por suscriptores a los que se les ha cortado el servicio por falta de pago, para conectarse de nuevo a la red en forma clandestina.
- c) Falta de aplicación de normas para las acometidas por parte de la EEMH, permitiendo condiciones propicias para realizar un puente antes de que dicha acometida llegue al medidor de energía.
- d) Falta de control y penalización por parte de la administración.

Dichas causas inciden negativamente sobre el conjunto de pérdidas no técnicas ya que evita que la EEMH perciba una cantidad mayor de ingresos por ventas de energía.

3.2.2.3 Errores en la medición de los consumos

Si la EEMH comete errores en la medición de la energía entregada a un usuario o no se mide en forma precisa, o si es mal registrada en los archivos, su valor no puede ser recaudado correctamente. La energía que no se cobra representa una pérdida financiera para la EEMH, llamándose **Pérdida en el proceso de registro**. Los errores en la medición de los consumos constituyen una parte sustancial de las pérdidas no técnicas, siendo importante conocer la magnitud de esos errores.

Entre las causas de los errores de medición en contadores tenemos:

- a) La influencia de los agentes externos como humedad, polvo, óxido, etc.; y de los agentes internos como el envejecimiento progresivo de los contadores y en ocasiones la baja calidad de los mismos o su aplicación inadecuada.
- b) La aplicación inadecuada de medidores es un error en que se incurre con frecuencia en la red de la EEMH; se puede mencionar como ejemplo que las instalaciones industriales y trifásicas no poseen medición de demanda máxima.
- c) En algunos casos, el daño se debe a problemas en la acometida, a que el consumo de la instalación sobrepasa la capacidad de medición, o bien a problemas en la conexión interna o suciedad en el contador.

Se sugiere realizar una revisión y calibración de los contadores en forma periódica, seleccionándolos por medio de una muestra al azar, con el fin de establecer su estado de funcionalidad. Una vez determinadas las instalaciones se debe proceder a visitarlas con el fin de

revisar las conexiones del equipo de medición y en los casos que sea necesario, retirar los contadores para recalibrarlos o reemplazarlos, si no estuvieran en condiciones de ser reparados. Debe reglamentarse el uso de contadores de acuerdo al tipo de instalación para todos los usuarios sin excepción.

Además se deben tomar medidas rigurosas respecto al consumo de potencia y energía de los consumidores trifásicos, reglamentando el uso de contadores trifásicos con demandómetro incorporado y a la vez crear tarifas que impliquen un cargo adecuado por demanda.

3.2.2.4 Falta de elementos de medición

Existen algunos casos de usuarios que no cuentan con medidores de energía eléctrica, a los que se les debe facturar por estimación del consumo, aplicando una tarifa fija o promedio. El consumo debe ser estimado con base al rango de consumo de los usuarios de la misma categoría.

Como consecuencia de la falta de medidor de consumo de energía eléctrica en ciertas instalaciones, la EEMH no cobra nada por este consumo. Incluso, se han registrado casos en los que el usuario que no cuenta con medidor vende la energía eléctrica en forma clandestina a sus vecinos, haciendo uso incorrecto de la misma e incrementando el porcentaje de pérdidas no técnicas, lo cual provoca un desbalance económico en la compraventa de la energía eléctrica por parte de la EEMH.

3.2.2.5 Error humano en la lectura de contadores

El error humano influye directamente en el proceso de lectura, debido a:

- a) La distancia del contador
- b) Por problemas de la vista de los lectores
- c) Por equivocación en el traslado de la información leída con respecto a la registrada
- d) Por suciedad del contador
- e) Por la mala ubicación del contador
- f) Por causa intencional, ya que con algún tipo de incentivo se puede beneficiar al usuario, disminuyendo su registro de consumo
- g) Por ignorancia del proceso de lectura

3.2.2.6 Falta de medición de consumo propio

La falta de medidores de energía en los servicios de la EEMH y la Municipalidad, con la intención de ahorrar recursos económicos para la adquisición de equipo, contribuye a incrementar el valor de las pérdidas no técnicas de este sistema.

3.2.2.7 Alumbrado público registrado

Este cargo lo hace la EEMH a todos sus clientes, sin embargo, el error consiste en contabilizarlo solamente en unidades monetarias, omitiendo las unidades de energía; por lo que al efectuar un balance de energía, se desprecian los kWh consumidos por las luminarias y se incrementa de esta manera el índice de pérdidas no técnicas.

3.2.2.8 Alumbrado público no registrado

Algunas personas han decidido instalar luminarias en forma directa a la red, sin ninguna autorización de la EEMH, debido a la deficiencia de este servicio.

3.2.2.9 Errores en la facturación

Una vez los consumos han sido registrados, se produce la facturación a los usuarios. Para que el proceso sea completo, es necesario que la información acerca de los usuarios sea completa y exacta; de lo contrario, se presentarán errores en la facturación, los cuales pueden resultar en energía que no se cobra o se cobra incorrectamente. La energía correspondiente a esos errores no es pagada a la EEMH, resultando en pérdidas denominadas **Pérdidas en el proceso de facturación**.

Toda la energía registrada como consumo de los usuarios debería ser facturada. Sin embargo, diversas fuentes de error impiden la facturación de toda la energía registrada. Entre las más significativas cabe mencionar las siguientes:

- a) Mala información sobre los usuarios: una de las principales fuentes de error durante el proceso de facturación está asociada con información errónea en el archivo del usuario. Los errores pueden incluir:
 - Tarifa incorrecta.
 - Información incorrecta sobre el contador y el equipo auxiliar.
 - Falta de información sobre los transformadores de medición o información incorrecta de éstos.

El cálculo incorrecto de los costos de energía consumida, conduce a pérdidas financieras para la EEMH.

b) Mal uso de la información: aun cuando la información existente sobre el usuario sea correcta, pueden presentarse diversas causas de error que afectan la energía que se recauda. Las más usuales son:

- Procedimiento inadecuado de facturación
- Falta de control sobre la corrección de errores de facturación ante reclamos de los usuarios
- Retardo en la facturación. Cualquier retardo en la emisión de facturas conduce a pérdidas financieras para la EEMH

3.2.2.10 Errores en el recaudo

Después de emitidas las facturas, viene el proceso de recaudo de esos cobros. La energía que no puede ser recaudada representa también pérdidas, llamadas finalmente **pérdidas en el proceso de recaudo**. Vale la pena mencionar dos situaciones por las cuales sólo una parte de la energía que se facturó llega finalmente a ser recaudada:

a) Facturas no pagadas: las fuentes de pérdidas de las facturas no pagadas son:

- Cuenta no enviada al cliente
- El usuario no tiene capacidad de pago
- Deficiencia en el control sobre cuentas por cobrar

b) Facturas pagadas: Cuando la factura ha sido pagada, todavía pueden producirse pérdidas por las siguientes causas:

- Pérdida o robo de dinero pagado
- Pago no acreditado al suscriptor

3.3 Metodología utilizada para la determinación de las pérdidas técnicas

La metodología utilizada para cuantificar las pérdidas técnicas es la siguiente:

- a) Obtener la topología de la red, recopilando la siguiente información:
- Tipos de conductor, área transversal y longitud de los alimentadores principales
 - Tipos y capacidades de transformadores
 - Voltaje de operación
 - Fases del sistema
- b) Definir los puntos importantes de la red distribución, para obtener el diagrama unifilar del sistema.

Tabla X. Nodos importantes de la red de distribución de la EEMH

NODO No.	NOMBRE	LOCALIZACIÓN
1	INDE	Salida del reconnector, ramal Huehuetenango
2	BERL	6a. Avenida y 4a. Calle, zona 1
3	BOQUE	6a. Avenida y 7a. Calle, zona 1
4	MAIZ	6a. Avenida y 3a. Calle, zona 4
5	PINO	4a. Calle y 8a. Avenida, zona 1
6	FEDE	6a. Calle y 10a. Avenida, zona 1
7	AFRE	5a. Calle y 9a. Avenida zona 1

Fuente: Estudio de campo

- c) Determinar los parámetros de las líneas consideradas, utilizando el programa LTXT.EXE².
- d) Cuantificación de potencia suministrada por el INDE (tabla III).
- e) Análisis de flujo de carga.
- f) Cuantificación de pérdidas técnicas.

3.4 Características físicas de los conductores de los alimentadores principales

En la tabla XI se muestran las características eléctricas, físicas, la longitud y el estado actual de los alimentadores principales, de la ciudad de Huehuetenango.

Tabla XI. Características y estado actual de los alimentadores principales

LÍNEA	CÓDIGO	AWG KCM	TRENZADO	DIÁMETRO (pulg.)	R (Ohmio/ml) (20 °C)	X (Ohmio/ml)	CAPACIDAD (A. 20 °C)	LONGITUD (m)	ESTADO ACTUAL
INDE-BERL	PIGEON	3/0	6/1	0.502	0.5079	0.572	179	2500	BUENO
BERL-BOQUE	SWANATE	4	7/1	0.257	2.0655	0.654	89	500	MALO
BERL-MAIZ	SWANATE	4	7/1	0.257	2.0655	0.654	89	800	MALO
BERL-PINO	QUAIL	2/0	6/1	0.590	0.6589	0.590	158	800	BUENO
PINO-FEDE	QUAIL	2/0	6/1	0.590	0.6589	0.590	158	850	BUENO
PINO-AFRE	QUAIL	2/0	6/1	0.590	0.6589	0.590	158	1000	BUENO

En el apéndice No. 4 se presenta el inventario de la red de distribución de la EEMH.

3.5 Transformadores de distribución

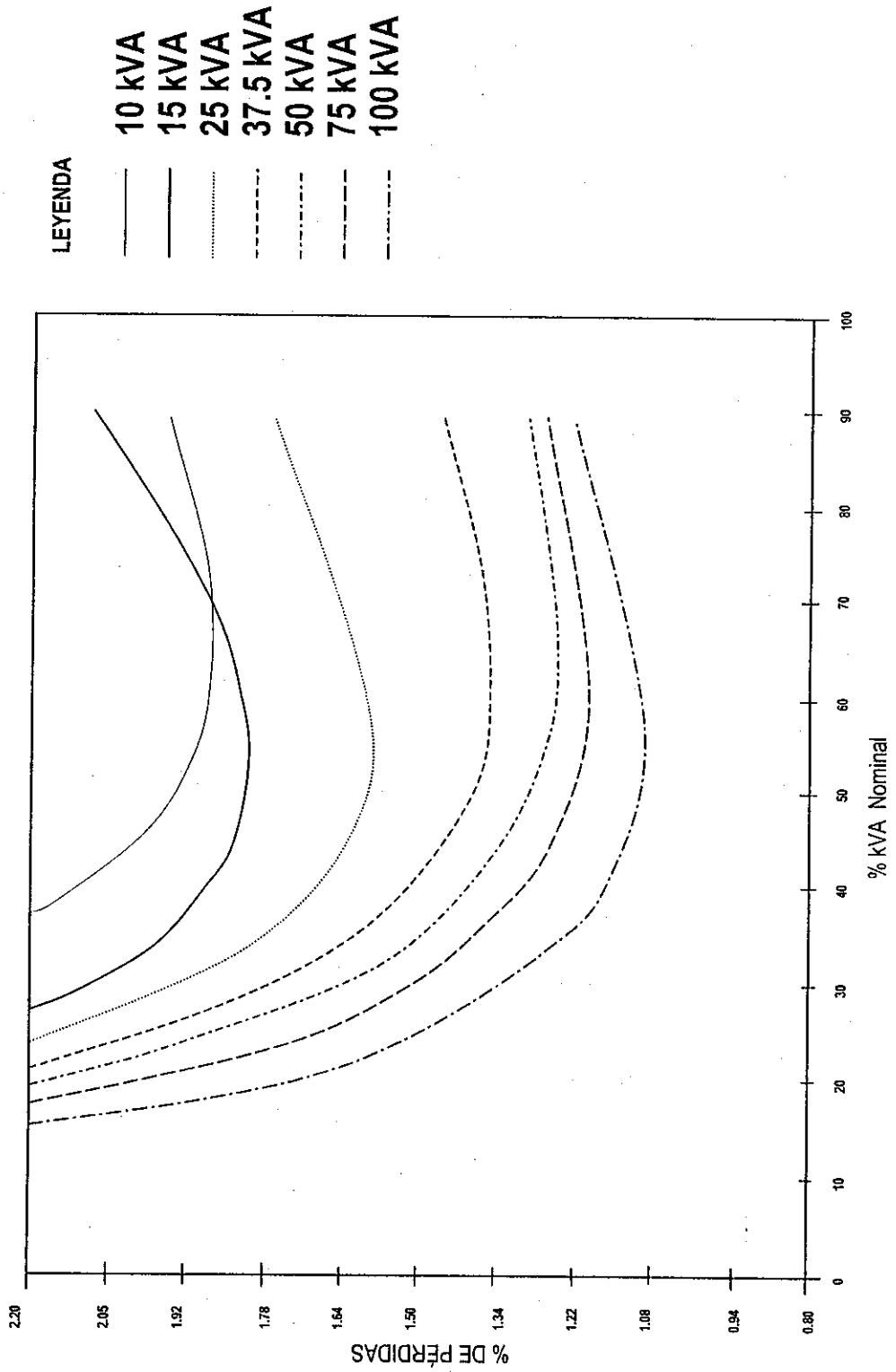
Los transformadores pueden duplicar su porcentaje de pérdidas si operan con cargas muy bajas, debido a las pérdidas en vacío, así como también con cargas muy altas provocadas por las pérdidas combinadas de vacío y de carga.

En la figura 6 (ver página 43), se muestran las curvas que relacionan el porcentaje de pérdidas de un transformador de distribución en función de su capacidad nominal. Al analizar las curvas se observa que el punto óptimo de funcionamiento de los mismos, se encuentra entre el 50 y 70 % de su capacidad nominal. La tabla XII resume los resultados obtenidos con relación a las pérdidas en los transformadores de distribución, instalados en la red analizada.

Tabla XII. Valor de pérdidas en los transformadores de distribución³

CAPACIDAD DE TRANSFORMADORES (KVA)	CANTIDAD	CAPACIDAD INSTALADA (KVA)	PORCENTAJE			FACTOR DE POTENCIA	PÉRDIDAS P _L (KW)
			PÉRDIDAS SIN CARGA	PÉRDIDAS CON CARGA	PÉRDIDAS TOTALES		
5	4	20	0.86	2.14	3.00	0.79	0.47
10	101	1010	0.67	1.83	2.50	0.79	19.95
15	63	945	0.60	1.70	2.30	0.79	17.17
25	240	6000	0.52	1.50	2.02	0.79	95.75
37.5	46	1725	0.48	1.37	1.85	0.79	25.21
50	42	2100	0.45	1.32	1.77	0.79	29.36
75	4	300	0.42	1.23	1.65	0.79	3.91
100	12	1200	0.40	1.14	1.54	0.79	14.60
TOTALES	512	13300					206.43

Figura 6. Curvas en % de pérdidas en transformadores de distribución



3.6 Parámetros de las líneas de distribución primaria

En la tabla XIII se presentan los parámetros de las líneas analizadas, los cuales fueron calculados con base a los datos de la tabla XI y de las corridas del programa LTXT.EXE, para líneas de distribución.

Tabla XIII. Parámetros calculados de alimentadores principales

LINEA	COMPONENTES SIMÉTRICAS (SEC. +)				Longitud (km)	Longitud (milla)	R(Ohmio)	X(Ohmio)	R(Ohmio)	YC(Siemens)
	R(Ohmio/milla)	X(Ohmio/milla)	R(Ohmio/milla)	Yc(micro Siemens/milla)						
INDE-BERL	0.5079	0.1027	0	6.6578	2.5	1.5535	0.789023	0.159544	0	0.000010
BERL-BOQUE	2.0658	0.2168	0	7.0274	0.5	0.3107	0.641844	0.067360	0	0.000002
BERL-MAIZ	2.0658	0.2168	0	7.0274	0.8	0.49712	1.026950	0.107776	0	0.000003
BERL-PINO	0.6589	0.1066	0	6.5077	0.8	0.49712	0.327552	0.052993	0	0.000003
PINO-FEDE	0.6589	0.1066	0	6.5077	0.9	0.52819	0.348024	0.056305	0	0.000003
PINO-AFRE	0.6589	0.1066	0	6.5077	1	0.6214	0.409440	0.066241	0	0.000004

3.7 Análisis de flujo de carga

La finalidad de este análisis es determinar las condiciones de operación del sistema y determinar las pérdidas técnicas en el circuito primario.

Se analiza el sistema para el estado actual (1,998), el INDE alimenta todo el sistema, cargas desbalanceadas y situación actual de la red; y bajo las condiciones de demanda máxima, demanda media y demanda mínima.

3.7.1 Estado actual, demanda máxima 1,998

En situaciones actuales de contingencia, se cierran los respectivos interruptores para brindar servicio eléctrico a toda la población. El resumen de las condiciones de la red se puede observar en la tabla XIV.

Tabla XIV. Demanda máxima

Demanda máxima.	
Demanda de potencia activa considerada	7,530 kW
Demanda de potencia reactiva considerada	5,844 kVAr
Potencia activa suministrada por la fuente	8,127 kW
Potencia reactiva suministrada por la fuente	5,885 kVAr
Pérdida de potencia activa	450 kW
Pérdida de potencia reactiva	84 kVAr

3.7.2 Estado actual, demanda media 1,998

Este análisis se realiza con la intención de verificar la situación de carga media de un día típico y compararlo con el caso de demanda máxima. En situaciones actuales de contingencia, el INDE alimenta a toda la red. El resumen de las condiciones de la red se observa en la tabla XV.

Tabla XV. Demanda media

Demanda media.	
Demanda de potencia activa considerada	3,870 kW
Demanda de potencia reactiva considerada	3,004 kVAr
Potencia activa suministrada por la fuente	4,025 kW
Potencia reactiva suministrada por la fuente	3,018 kVAr
Pérdida de potencia activa	113 kW
Pérdida de potencia reactiva	17 kVAr

3.7.3 Estado actual, demanda mínima 1,998

En situaciones actuales de contingencia, se cierran los respectivos interruptores para brindar servicio eléctrico a toda la población sin aislar ningún sector. El resumen de las condiciones de la red se observa en la tabla XVI.

Tabla XVI. Demanda mínima

Demanda mínima.	
Demanda de potencia activa considerada	3,088 kW
Demanda de potencia reactiva considerada	2,397 kVAr
Potencia activa suministrada por la fuente	3,065 kW
Potencia reactiva suministrada por la fuente	2,400 kVAr
Pérdida de potencia activa	67 kW
Pérdida de potencia reactiva	8 kVAr

3.8 Cuantificación de pérdidas técnicas

En la tabla XIV, se observa que las pérdidas de potencia activa en circuito primario de la EEMH ascienden a 450 kW, mientras que en la tabla III se observa que la demanda máxima del sistema es de 6576 kW. A partir de esta información, se conoce que las pérdidas en las líneas de distribución de la EEMH, contribuye en 6.84 % de las pérdidas totales acumuladas del sistema (38.7%), lo que representa una pérdida económica para la EEMH de Q. 660,000 por año.

Las pérdidas técnicas acumuladas por los transformadores del sistema ascienden a 3.14 % de las pérdidas acumuladas totales (38.7%), representando Q. 303,000 anuales de pérdida económica para la EEMH.

3.8.1 Análisis de la red secundaria

Para estudiar la red secundaria, se tomó una muestra de veintiséis transformadores, que por su comportamiento de carga y ubicación estratégica dentro de la red, se consideran como una muestra típica. Mediante inspección física de las instalaciones servidas por estos transformadores, se observó una serie de problemas entre los que se pueden mencionar:

- Longitud máxima de acometida para el 10% de los clientes servidos por los transformadores de la muestra analizada es mayor de 50 metros
- Cable utilizado para acometida para el 12.91% de los clientes tiene cuatro o más empalmes
- La distancia máxima del circuito desde el transformador al punto de toma del último cliente es de setecientos metros aproximadamente, en algunos casos
- En la mayoría de las instalaciones antiguas, el cable de acometida se encuentra en malas condiciones
- Además la falta de control y mantenimiento permiten que se incrementen las pérdidas eléctricas

Con base en las consideraciones anteriores, las pérdidas en el circuito secundario se consideran mayores que en el circuito primario y se estima que ascienden al 8.66% del total de pérdidas del sistema, y anualmente la EEMH tiene pérdidas económicas por este factor que ascienden a Q. 836,000. Este dato se dedujo de la diferencia de pérdidas totales del sistema y la determinada en el balance de energía (Tabla IX).

3.9 Resumen de las pérdidas técnicas de la red de la EEMH

La tabla XVII muestra el resumen total de pérdidas eléctricas técnicas de la red, el cual asciende a un total de 18.64% del total de las pérdidas del sistema.

Tabla XVII. Resumen de pérdidas técnicas de la red de la EEMH

PÉRDIDAS EN EL CIRCUITO PRIMARIO DE LA EEMH	
Pérdidas en circuito primario	6.84%
Pérdidas en transformadores	3.14%
PÉRDIDAS EN EL CIRCUITO SECUNDARIO DE LA EEMH	
Pérdidas en circuito secundario	8.66%
TOTAL	18.64%

3.10 Metodología de estimación de pérdidas no técnicas en el sistema de distribución de la ciudad de Huehuetenango

Para determinar las pérdidas no técnicas en este sistema de distribución, fue necesario efectuar un estudio de campo con una muestra de 818 usuarios que representan el 5% del total de usuarios que conforman la red (16,359). Los resultados obtenidos se comentan en los siguientes incisos.

3.10.1 Fraude

Dentro del estudio se obtuvo información sobre personas conocidas públicamente que falsean los contadores a cambio de una remuneración económica.

De la muestra analizada, se detectaron 142 contadores que no tienen marchamo, lo que lleva a concluir que estos contadores tienen algún tipo de anomalía y registran un consumo menor al real. Al considerar que el universo tiene un comportamiento igual, se estima que existen 2,840 contadores fraudulentos, en toda la red de distribución. En la tabla XVIII se presenta, detallado por sector de consumo, la estimación de pérdidas no técnicas debidas a este factor.

Tabla XVIII. Pérdidas no técnicas debidas a fraude

SECTOR DE CONSUMO	CANTIDAD DE CONTADORES SIN MARCHAMO, DE LA MUESTRA	CANTIDAD ESTIMADA DE CONTADORES SIN MARCHAMO DE LA RED	ENERGÍA PÉRDIDA (kWh/mes)	PORCENTAJE DE PÉRDIDAS	PÉRDIDA ECONÓMICA ANUAL PARA LA EEMH
RESIDENCIAL	120	2400	45,679	1.99%	Q248,830.74
COMERCIAL	15	300	13,446	0.59%	Q73,244.53
DIVERSO	0	0	0	0.00%	Q0.00
INDUSTRIAL (Micro industria)	5	100	4,605	0.20%	Q25,083.74
GOBIERNO	0	0	0	0.00%	Q0.00
TRIFÁSICO (Pequeña industria)	2	40	17,572	0.76%	Q95,719.57
TOTAL	142	2840	81,301	3.54%	Q442,878.58

El porcentaje de influencia del fraude en las pérdidas no técnicas es de 3.54 % del total de pérdidas del sistema, con un costo aproximado de Q. 442,900 por año.

3.10.2 Usuarios no suscriptores

El monitoreo a los 818 usuarios demostró que existen 33 viviendas que toman el servicio de energía eléctrica en forma directa de la red de distribución, de éstas no existe ningún archivo en la EEMH.

A partir de los resultados, se puede considerar que el universo se comportará como esta muestra, de lo que se obtiene que existen 660 usuarios que evaden el pago por consumo.

El porcentaje de influencia de usuarios no suscriptores en las pérdidas no técnicas es de 2.74 % del total de pérdidas del sistema, teniendo un costo anual aproximado de Q. 343,000.

3.10.3 Error de medición en contadores

Para la muestra analizada, se comprobó que 27 contadores no registran el consumo en las instalaciones; sin embargo, se corroboró que sí existe consumo de energía eléctrica. Al considerar que el universo se comporta de la misma forma, existen 540 contadores, instalados en la red, que no registran el consumo.

Para el error de medición en contadores, se ha determinado que el porcentaje es de 1.12% sobre el total de las pérdidas del sistema, que equivale aproximadamente a Q. 140,000 por año.

3.10.4 Falta de elementos de medición

En la muestra analizada, se comprobó la existencia de 44 usuarios que no poseen contador. Considerando que el universo de usuarios tiene el mismo comportamiento de la muestra, se estima que existen 880 usuarios en el mismo caso.

Debido a la falta de medidor en estas instalaciones, no se tiene un control exacto del consumo de energía de los mismos.

Se ha establecido que el porcentaje es de 1.83 % sobre el total de pérdidas del sistema. El peso de la falta de elementos de medición sobre el conjunto de pérdidas no técnicas es importante, ya que deja de percibir una cantidad de ingresos por ventas de energía que equivalen aproximadamente a Q. 229,000 por año.

3.10.5 Error humano en lecturas de contadores

De la muestra seleccionada se realizó un monitoreo y lectura de contadores por 15 días continuos, de donde se obtuvo el consumo acumulado en 15 días para cada usuario. A partir de los datos obtenidos se calculó el consumo aproximado de un mes, para poder compararlo con el último registro mensual del usuario que lleva la EEMH, obteniendo que de la muestra, 316 contadores no registran el consumo que deben registrar.

El porcentaje de intervención del error humano en la lectura de los medidores sobre las pérdidas no técnicas es de 5.26% sobre el total de pérdidas del sistema, que equivale aproximadamente a Q. 660,000 por año.

3.10.6 Falta de medición en consumo propio

La mayoría de las instalaciones, tanto de la EEMH como de la Municipalidad de Huehuetenango, no cuentan con medidor de energía, lo que incide en un porcentaje de pérdidas, que es igual a 0.52% del total de pérdidas del sistema, aplicando la tarifa para servicios gubernamentales, las pérdidas debidas a este factor ascienden a Q. 95,000, por año.

3.10.7 Alumbrado público registrado

Para determinar la incidencia que tiene este inciso en las pérdidas no técnicas, se consideró la potencia total de las luminarias instaladas en la red y el tiempo promedio de utilización, para obtener la energía mensual del alumbrado público registrado, cuyo valor es de 83,441 kWh/mes, equivalente al 3.63 % del total acumulado de las pérdidas del sistema.

3.10.8 Alumbrado público no registrado

El consumo del alumbrado público no registrado se calculó con base en el trabajo de campo, al comparar los resultados de campo (ver tabla V) con la información proporcionada por la EEMH de las luminarias registradas que se encuentran instaladas, se pudo determinar que existen 115 luminarias de mercurio de 175 W y 555 luminarias de luz mixta de 160 W instaladas en la red sin haber sido registradas, el total de la potencia instalada en alumbrado público no registrado es de 108,925 W, determinando que existe 1 kW de alumbrado público instalado por cada 150 usuarios. Luego, conociendo el tiempo promedio de utilización de dichas luminarias, se calculó el consumo de energía del alumbrado público no registrado cuyo valor es de 33,000 kWh/mes, equivalente al 1.44 % del total acumulado de pérdidas del sistema.

3.11 Resumen de las pérdidas no técnicas de la red de la EEMH

En la siguiente página se presenta la tabla XIX, en la cual se resume todos los tipos de anomalías considerados para el cálculo de las pérdidas no técnicas de la red de la EEMH, así como el total de éstas, el cual tiene un valor de 20.08% del total de las pérdidas del sistema analizado.

Tabla XIX. Resumen de las pérdidas no técnicas de la red de la EEMH

TIPO DE ANOMALÍA	ENERGÍA TOTAL PERDIDA (kWh/mes)	PORCENTAJE TOTAL DE PÉRDIDAS
Fraude	81,315	3.54%
Usuarios no suscriptores	62,990	2.74%
Error de medición de contadores	25,770	1.12%
Falta de elementos de medición	41,995	1.83%
Error humano en lectura de contadores	120,862	5.26%
Falta de medición de consumo propio	12,000	0.52%
Alumbrado público registrado	83,441	3.63%
Alumbrado público no registrado	33,000	1.44%
TOTAL	461,373	20.08%

4. PROPUESTA

Las tablas XVII y XVIII muestran los porcentajes de pérdidas técnicas y no técnicas respectivamente, del sistema analizado, se observa que las pérdidas técnicas tienen un valor del 18.64 % del total de pérdidas del sistema, con un costo aproximado de Q. 1,700,000 anuales, y las pérdidas no técnicas, un porcentaje del 20.06 %, con un costo aproximado de Q. 2,500,000 anuales, por lo que la EEMH tiene pérdidas anuales de Q. 4,400,000. Las propuestas que se desarrollan en este capítulo reducen las pérdidas de la EEMH a un valor de 12.48 % del total de las pérdidas del sistema, provocando un beneficio neto de aproximadamente Q.3,000,000 anuales.

4.1 Propuestas para la reducción de las pérdidas técnicas

4.1.1 Bancos de transformación

Dentro de la red de distribución de la ciudad de Huehuetenango existe una gran cantidad de bancos de transformación que se encuentran sobredimensionados con relación a la carga instalada, llegando a extremos de hasta el 500 %. La mayoría de estos casos se observan en los bancos de transformación de las bombas para agua (propiedad municipal, el 100 %), molinos de nixtamal, talleres, comercios, bancos, algunas viviendas, iglesias y beneficios de café. Para el caso de éstos últimos es importante mencionar que la época de cosecha de café se hace en los meses de noviembre, diciembre, enero, febrero y marzo; sin embargo, los bancos de transformación que sirven a estos beneficios permanecen conectados durante todo el año. La potencia instalada para servicios exclusivos o municipales sobrepasa el 50 % del total de toda la red de distribución, lo que implica que los sectores residenciales de toda la ciudad se encuentren con deficiencia de capacidad.

En el inciso 3.9 se indicó que el 3.14 % de la potencia total del sistema es atribuido a las pérdidas en los transformadores de distribución, lo cual tiene un costo para la EEMH de Q. 25,300, mensuales.

Para reducir las pérdidas por transformadores sobredimensionados y/o sin ningún uso, se propone un ajuste mensual en las tarifas de los usuarios (privados y municipales), que tienen instalados bancos con estas características, dicha propuesta se presenta en la tabla XX.

Tabla XX. Propuesta de ajuste de la tarifa de usuarios que tienen instalados bancos de transformación sobredimensionados y/o sin ningún uso

CAPACIDAD DEL BANCO DE TRANSFORMACIÓN (kVA)	CANTIDAD DE BANCOS DE TRANSFORMACIÓN SOBREDIMENSIONADOS Y/O SIN NINGÚN USO	AJUSTE DE TARIFA MENSUAL	TOTAL RECAUDADO MENSUALMENTE
10	45	Q23.04	Q1,036.80
15	34	Q34.56	Q1,175.04
25	95	Q57.60	Q5,472.00
37.5	5	Q86.40	Q432.00
50	18	Q115.20	Q2,073.60
75	9	Q172.80	Q1,555.20
100	16	Q230.40	Q3,686.40
TOTAL			Q15,431.04

Puede observarse de la tabla XX que con la propuesta de compensación por pérdidas en los bancos de transformación, la EEMH obtiene un ingreso de Q. 15,431.04 mensuales, reduciendo las pérdidas por este factor a 1.92 % del total de la potencia instalada en la red.

4.1.2 Incremento del calibre de los conductores

La capacidad nominal de la línea INDE-BERL ya fue rebasada, en un 139%. El resto de líneas analizadas están en el rango promedio de 75% de su capacidad nominal. Por lo que se propone el cambio total de los 2,500 metros de la línea INDE-BERL a un cable de aluminio desnudo, código PENGUIN, ACSR AWG # 4/0; además que el cable 3/0 que se retire, se puede utilizar para el cambio de las otras líneas y adquirir 1,450 metros cable de aluminio desnudo, código PIGEON, ACSR AWG # 3/0. Dicho cambio requiere una inversión de Q. 15,000.

Tabla XXI. Propuesta de incremento de calibre en conductores

LÍNEA	CÓDIGO	AWG KCM	TRENZADO	DIÁMETRO (pulg.)	R (Ohmio/mi) (20 °C)	X (Ohmio/mi)	CAPACIDAD (A. 20 °C)	LONGITUD (m)
INDE-BERL	PENGUIN	4/0	6/1	0.563	0.3999	0.553	273	2500
BERL-BOQUE	PIGEON	3/0	6/1	0.502	0.5079	0.572	179	500
BERL-MAIZ	PIGEON	3/0	6/1	0.502	0.5079	0.572	179	800
BERL-PINO	PIGEON	3/0	6/1	0.502	0.5079	0.572	179	800
PINO-FEDE	PIGEON	3/0	6/1	0.502	0.5079	0.572	179	850
PINO-AFRE	PIGEON	3/0	6/1	0.502	0.5079	0.572	179	1000

4.1.3 Parámetros de las líneas de distribución primaria, con el calibre propuesto

En la tabla XXII, presentada en la siguiente página, se muestran los resultados obtenidos de las corridas del programa LTXT.EXE, con el calibre propuesto para los alimentadores principales.

Tabla XXII. Parámetros de líneas propuestas para los alimentadores principales

LINEA	COMPONENTES SIMÉTRICAS (SEC. +)				Longitud (km)	Longitud (milla)	R(Ohmio)	X(Ohmio)	R(Ohmio)	YC(Siemens)
	R(Ohmio/milla)	X(Ohmio/milla)	R(Ohmio/milla)	Yc(micro Siemens/milla)						
INDE-BERL	0.3999	0.0976	0	6.8131	3	1.5535	0.621245	0.151622	0	0.000011
BERL-BOQUE	0.5079	0.1027	0	6.6578	1	0.3107	0.157805	0.031909	0	0.000002
BERL-MAIZ	0.5079	0.1027	0	6.6578	1	0.49712	0.252487	0.051054	0	0.000003
BERL-PINO	0.5079	0.1027	0	6.6578	1	0.49712	0.252487	0.051054	0	0.000003
PINO-FEDE	0.5079	0.1027	0	6.6578	1	0.52819	0.268268	0.054245	0	0.000004
PINO-AFRE	0.5079	0.1027	0	6.6578	1	0.6214	0.315609	0.063818	0	0.000004

4.1.4 Análisis de flujo de carga con la propuesta de incremento del calibre de conductor en los alimentadores principales

Se analizan las condiciones de demanda máxima, media y mínima, que provoca el incremento de calibre en los conductores, se determinan así las pérdidas técnicas en el circuito primario.

4.1.4.1 Demanda máxima

El resumen de las condiciones de la red se puede observar en la tabla XXIII.

Tabla XXIII. Demanda máxima

Demanda máxima (PROPUESTA)	
Demanda de potencia activa considerada	7,530 kW
Demanda de potencia reactiva considerada	5,844 kVAr
Potencia activa suministrada por la fuente	7,842 kW
Potencia reactiva suministrada por la fuente	5,865 kVAr
Pérdida de potencia activa	234 kW
Pérdida de potencia reactiva	44 kVAr

4.1.4.2 Demanda media

El resumen de las condiciones de la red se puede observar en la tabla XXIV.

Tabla XXIV. Demanda media

Demanda media (PROPUESTA)	
Demanda de potencia activa considerada	3,870 kW
Demanda de potencia reactiva considerada	3,004 kVAr
Potencia activa suministrada por la fuente	3,951 kW
Potencia reactiva suministrada por la fuente	3,011 kVAr
Pérdida de potencia activa	59 kW
Pérdida de potencia reactiva	9 kVAr

4.1.4.3 Demanda mínima

El resumen de las condiciones de la red se puede observar en la tabla XXV.

Tabla XXV. Demanda mínima

Demanda mínima (PROPUESTA)	
Demanda de potencia activa considerada	3,088 kW
Demanda de potencia reactiva considerada	2,397 kVAr
Potencia activa suministrada por la fuente	3,076 kW
Potencia reactiva suministrada por la fuente	2,398 kVAr
Pérdida de potencia activa	34 kW
Pérdida de potencia reactiva	4 kVAr

En la tabla XXVIII se presenta una comparación entre las pérdidas actuales y las pérdidas propuestas, así como la relación costo – beneficio de las propuestas.

4.1.5 Análisis de la red secundaria

En el inciso 3.8.1 se determinó el porcentaje con el que la red secundaria contribuye en las pérdidas de todo el sistema analizado, se propone que se cambie el cable de acometida que se encuentra en malas condiciones. Para esta acción es necesario que la EEMH adquiriera 75,000 metros de cable tipo dúplex AWG No. 6; 6,500 metros de cable tipo triplex AWG No. 4; y 550 metros de cable tipo quadruplex AWG No. 4, y se inicie una campaña para cambiar el cable de acometida, la inversión que se requiere es de Q. 125,000.

Al cambiar el cable de acometida que se encuentra en mal estado, de las instalaciones de los usuarios, se obtiene una reducción de las pérdidas en el circuito secundario, la cual asciende a un total de 4.50%.

4.1.6 Cuantificación de pérdidas técnicas

El procedimiento para el cálculo del porcentaje de pérdidas técnicas debidas al circuito primario, es el mismo del capítulo No. 3, de lo cual se obtiene que su contribución en las pérdidas totales propuestas del sistema es de 3.60 %, con una pérdida para la EEMH de aproximadamente Q. 350,000 anuales, con una inversión de Q. 15,000.00.

Las pérdidas técnicas debidas a los bancos de transformación, con la propuesta, ascienden a 1.92% de las pérdidas propuestas totales, con una pérdida para la EEMH de aproximadamente Q. 190,000 anuales, y sin ninguna inversión por parte de la Empresa.

La contribución de las pérdidas debidas al circuito secundario asciende a 4.50 % de las pérdidas propuestas totales, con una pérdida para la EEMH de aproximadamente Q. 435,000 anuales, con una inversión de Q. 125,000.

4.1.7 Resumen de las pérdidas técnicas de la red de la EEMH, según las propuestas

La tabla XXVI presenta un resumen de las pérdidas técnicas totales del sistema analizado.

Tabla XXVI. Resumen de pérdidas técnicas de la red de la EEMH

PÉRDIDAS EN EL CIRCUITO PRIMARIO DE LA EEMH	
Pérdidas en circuito primario	3.60%
Pérdidas en transformadores	1.92%
PÉRDIDAS EN EL CIRCUITO SECUNDARIO DE LA EEMH	
Pérdidas en circuito secundario	4.50%
TOTAL	10.02%

4.2 Propuestas para la reducción de las pérdidas no técnicas

4.2.1 Fraude

El porcentaje de pérdidas de energía eléctrica por fraude en la actualidad alcanza un valor del 3.54 %, el cual tiene un costo aproximado para la EEMH de Q. 442,900 por año.

La propuesta es comprar e instalar marchamos de seguridad a todas las instalaciones, por lo que la EEMH debe invertir Q. 86,000. Además, debe capacitarse al personal en la detección de marchamos violados. Esta acción se lleva a cabo a través de inspecciones en las instalaciones de los usuarios, para determinar quienes son infractores. Debe hacerse notar que el programa de inspección no debe limitarse a la detección de los infractores, también deben realizarse periódicamente, especialmente en las instalaciones de infractores ya detectados.

Definitivamente con la instalación de marchamos de seguridad no acabarán los usuarios fraudulentos; sin embargo, al lograr reducir 1,363 usuarios de los 2,840 que comenten fraude, se obtiene un porcentaje de pérdidas del 1.84% del total del sistema, con una pérdida para la EEMH de aproximadamente Q. 230,000 anuales.

4.2.2 Propuesta para el control de usuarios no suscriptores

Existen 660 usuarios no suscriptores estimados en la red, por lo que si se adquieren e instalan esta cantidad de contadores, el consumo de estos usuarios ya será facturado en la EEMH. Sin embargo, debido a que la cantidad de usuarios fraudulentos fue estimada, puede que existan aun otros usuarios robando energía eléctrica, por lo que se considera que un porcentaje de 0.5 % del total de usuarios conectados aún roba. Debido a esto, la contribución de este factor al total de pérdidas del sistema es de 0.35 %, lo que representa una pérdida para la EEMH de aproximadamente Q. 44,000 anuales.

De la muestra se obtuvo que el 8.5 % de los servicios analizados son para 240/120 Voltios, monofásicos, y el resto son para 120 Voltios, monofásicos; por lo que la EEMH debe adquirir 56 contadores 240/120 Voltios, 3 hilos, clase 100 y 548 contadores 120 Voltios, 2 hilos, clase 100, inversión que asciende a Q. 131,000.

4.2.3 Propuesta para reducir el error de medición en contadores

El total de contadores que no registran el consumo se estima que asciende a 540, por lo que la EEMH debe adquirir 46 contadores 240/120 Voltios, 3 hilos clase 100, y 494 contadores 120 Voltios, 2 hilos clase 100, inversión que tiene un costo de Q. 116,000.

Siguiendo con las mismas consideraciones del inciso anterior se estima que del total de medidores instalados en la red, el 0.3 % aún se encuentra en mal estado y contribuye con el 0.1% de las pérdidas totales, lo que provoca una pérdida para la EEMH de aproximadamente Q.12,600 anuales.

4.2.4 Propuesta para instalar contadores, donde hacen falta

Existen 880 usuarios que no poseen contador de energía eléctrica, por lo que la EEMH debe adquirir 75 contadores 240/120 Voltios, 3 hilos clase 100, y 805 contadores 120 Voltios, 2 hilos clase 100, inversión que tiene un costo de Q. 190,000.

Dentro de la red de distribución de la EEMH, después de instalar los 880 medidores, aún existirán usuarios que no cuentan con el aparato de medición, se estima un porcentaje de 0.5 % del total de usuarios conectados, los cuales contribuyen con el 0.17 % a las pérdidas totales del sistema, con una pérdida para la EEMH de aproximadamente Q, 21,500 anuales.

4.2.5 Propuesta para reducir el error humano en lecturas de contadores

Adquirir un sistema de lectura computarizado y portátil, que detecte los cambios bruscos en los consumos de energía, para poder tomar una acción inmediata y determinar las causas de esta variación. Se estima que el equipo completo y el adiestramiento para el uso de éste, tiene un costo de aproximadamente Q. 50,000. Es importante mencionar que el equipo que se adquiriera funcionará si la alimentación de los consumos de todos los usuarios es correcta.

4.2.6 Propuesta para instalar medición en las instalaciones de la EEMH y la Municipalidad

La EEMH debe instalar contadores de energía eléctrica en el 100% de sus instalaciones y las de la Municipalidad, esto con el fin de reducir a 0% el porcentaje de contribución de este factor a las pérdidas del sistema. Para ello la EEMH debe adquirir 4 contadores 240/120 Voltios, 3 hilos clase 100, 20 contadores 120 Voltios, 2 hilos clase 100, y 4 contadores con demandómetro 240/120 Voltios, clase 200, inversión que tienen un costo de Q. 20,000.

4.2.7 Propuesta para reducir las pérdidas debidas a alumbrado público registrado y no registrado

La red de distribución de la EEMH tiene instalada un potencia de 278 kW (hasta diciembre de 1,998), de luminarias registradas y 110 kW de luminarias no registradas, con un consumo mensual de 116,400 kWh. La EEMH facturó en el mes de diciembre de 1,998 un total de Q.29,977.66 por concepto de alumbrado público, por lo que tiene una pérdida de aproximadamente Q. 23,000 mensuales.

La propuesta es que se cobre a cada usuario conectado a la red Q. 3.25 por concepto de alumbrado público y la EEMH debe actualizar mensualmente la energía consumida por este concepto, para ajustar la cuota por usuario.

4.2.8 Propuestas para controlar las pérdidas en el proceso de registro

- Identificación clara y documentada de las instalaciones
- Rotación de lectores en diferentes rutas con el fin de evitar fraudes que se efectúen con complicidad de los lectores
- Supervisión de los procesos de lectura para evitar "malas lecturas" debidas a lectores que no efectúan lectura alguna.
- Estímulo a los lectores que descubren irregularidades mediante premios, comisiones y otros estímulos
- Consultoría y capacitación del personal

4.2.9 Propuesta para controlar las pérdidas en facturación

Verificación de la información registrada en los archivos de la EEMH y que es utilizada para la facturación.

4.2.10 Propuesta para implementar medidas de tipo legal

Aplicar la Ley General de Electricidad y su reglamento, con el fin de normar el desarrollo de la actividad de distribución de energía eléctrica que tiene la EEMH.

4.2.11 Resumen de las pérdidas no técnicas, considerando las propuestas

Tabla XXVII. Resumen de las pérdidas no técnicas según propuestas de la red de la EEMH

TIPO DE ANOMALÍA	ENERGÍA TOTAL PERDIDA (kWh/mes)	PORCENTAJE TOTAL DE PÉRDIDAS
Fraude	42,283	1.84%
Usuarios no suscriptores	8,043	0.35%
Error de medición de contadores	2,298	0.10%
Falta de elementos de medición	3,907	0.17%
TOTAL	56,531	2.46%

4.3 Comparación entre las pérdidas actuales y las propuestas del sistema de la ciudad de Huehuetenango y relación costo - beneficio de las propuestas

La tabla XXVIII muestra una comparación entre la situación actual y la propuesta de las pérdidas del sistema analizado, así como los costos de inversión y la relación entre éstos últimos y los beneficios obtenidos.

**Tabla XXVIII. Comparación entre las pérdidas eléctricas actuales y las propuestas de la EEMH
Relación costo-beneficio de las propuestas**

	ACTUAL		PROPUESTA		COSTO DE INVERSIÓN	BENEFICIO OBTENIDO ANUAL	INVERSIÓN/BENEFICIO
	PORCENTAJE	PÉRDIDA ECONÓMICA ANUAL PARA LA EEM	PORCENTAJE	PÉRDIDA ECONÓMICA ANUAL PARA LA EEM			
PÉRDIDAS TÉCNICAS							
Circuito primario	6.84%	Q660,000	3.60%	Q348,000	Q15,000	Q312,000	0.0481
Transformadores de distribución	3.14%	Q303,000	1.92%	Q185,000	0	Q118,000	0.0000
Circuito secundario	8.66%	Q836,000	4.50%	Q434,000	Q125,000	Q402,000	0.3109
Fraude	3.54%	Q443,000	1.84%	Q230,000	Q86,000	Q213,000	0.4038
Usuarios no suscriptores	2.74%	Q343,000	0.35%	Q44,000	Q131,000	Q299,000	0.4381
Error de medición en contadores	1.12%	Q140,000	0.10%	Q13,000	Q116,000	Q127,000	0.9134
Falta de elementos de medición	1.83%	Q229,000	0.17%	Q22,000	Q190,000	Q207,000	0.9179
Error humano en lecturas de contadores	5.26%	Q660,000	0.00%	0	Q50,000	Q660,000	0.0758
Falta de medición en consumo propio	0.52%	Q144,000	0.00%	0	Q20,000	Q144,000	0.1389
Alumbrado público registrado	3.63%	Q455,000	0.00%	0	0	Q455,000	0.0000
Alumbrado público no registrado	1.44%	Q178,000	0.00%	0	0	Q178,000	0.0000
TOTALES	38.72%	Q4,391,000	12.48%	Q1,276,000	Q753,000	Q3,115,000	0.2353

CONCLUSIONES

1. El porcentaje de pérdidas del sistema de distribución de energía eléctrica de la EEMH es del 38.70 %, según se muestra en el balance de energía de la empresa (Tabla IX), dentro de la cual están incluidas las pérdidas técnicas y no técnicas. Este porcentaje es alto y provoca pérdidas económicas de aproximadamente Q. 4,400,000 anuales.
2. Las pérdidas técnicas de este sistema influyen en un 18.64 %, lo que provoca una pérdida financiera para la EEMH de aproximadamente Q. 1,800,000 anuales. La contribución del circuito primario es de 6.84 %, los transformadores de distribución con 3.14 % y el circuito secundario con 8.66 %. Estos resultados demuestran que el 48.16 % de las pérdidas totales son de tipo técnicas.
3. Las pérdidas no técnicas ascienden al 20.06 %, con una pérdida financiera para la EEMH de aproximadamente Q. 2,600,000 anuales. Este valor es integrado de la siguiente forma:

Fraude	3.54 %
Usuarios no suscriptores	2.74 %
Error de medición en contadores	1.12 %
Falta de elementos de medición	1.83 %
Error humano en lecturas de contadores	5.26 %
Falta de medición en consumo propio	0.52 %

Alumbrado público registrado	3.63 %
Alumbrado público no registrado	1.44 %

Estos resultados demuestran que el 51.84 % de las pérdidas totales del sistema son del tipo no técnicas.

4. Para hacer más rentable la EEMH el porcentaje de pérdidas del sistema debe ser reducido, proponiendo que se reduzca al 12.48 %, lo que significa una reducción del 67.75 % del que se tiene en la actualidad, con un beneficio financiero para la EEMH de aproximadamente Q.3,200,000 anuales.

5. Dentro de la propuesta de reducción de pérdidas eléctricas del sistema de distribución de la ciudad de Huehuetenango, las pérdidas técnicas alcanzan un porcentaje del 10.02%, lo que demuestra una reducción del 46.24% de las pérdidas técnicas actuales, con el porcentaje propuesto se produce una pérdida económica anual para la EEMH de Q. 967,000. Se considera que al ejecutar las propuestas, la influencia de los tres factores considerados será así: del circuito primario 3.60 %, de los bancos de transformación 1.92 % y del circuito secundario 4.50 %.

6. El porcentaje propuesto para las pérdidas no técnicas asciende al 2.46 %, representando una reducción del 87.74 % de las pérdidas no técnicas actuales y una pérdida económica anual para la EEMH de Q. 309,000. Se estima que al ejecutar las propuestas sobre las pérdidas no técnicas, éstas queden integradas de la siguiente forma:

Fraude	1.84 %
Usuarios no suscriptores	0.35 %
Error de medición en contadores	0.10 %
Falta de elementos de medición	0.17 %

7. Es urgente y necesario implementar un método confiable para calibrar y revisar los contadores de medición, lo que no se hace desde los inicios de la EEMH, por lo que es necesario contratar este servicio.



RECOMENDACIONES

1. Crear un pequeño departamento de ingeniería para evitar que no se sigan realizando más ampliaciones de la red sin ninguna planificación.
2. La EEMH debe implementar a corto plazo el cobro de las tarifas por transformadores de distribución, alumbrado público registrado y no registrado, de la siguiente manera:

Bancos de transformación sobredimensionados con respecto a su carga instalada y/o no tienen ningún uso en alguna temporada del año. Los ajustes mensuales son:

Transformador de 10 kVA	Q. 23.04
Transformador de 15 kVA	Q. 34.56
Transformador de 25 kVA	Q. 57.60
Transformador de 37.5 kVA	Q. 86.40
Transformador de 50 kVA	Q. 115.20
Transformador de 75 kVA	Q. 172.80
Transformador de 100 kVA ó más	Q. 230.40

Corregir la tarifa por concepto de alumbrado público a Q. 3.25 mensuales para todos los usuarios conectados a la red, y mantener actualizado el banco de información sobre las luminarias instaladas registradas y no registradas.

3. La EEMH debe invertir Q. 15,000 para incrementar el calibre en los conductores de los alimentadores principales, con lo cual se obtendría un beneficio de Q.312,000 anuales por este concepto.
4. La EEMH debe invertir Q. 50,000 para adquirir el equipo necesario para automatizar las lecturas de los medidores, de lo cual obtiene un beneficio de Q.660,000 anuales.
5. La EEMH debe invertir Q. 20,000 para adquirir e instalar los medidores de energía eléctrica en sus instalaciones y edificios, lo cual redundaría en un beneficio de Q. 144,000 anuales.
6. La EEMH debe invertir Q. 125,000 para corregir los problemas en la red secundaria, de lo cual obtiene un beneficio de Q.402,000 anuales.
7. La EEMH debe invertir Q. 86,000 para adquirir e instalar marchamos de seguridad a todos los medidores de energía eléctrica de la red, con esto se logran beneficios de Q. 213,000 anuales.
8. La EEMH debe invertir Q. 437,000 para adquirir e instalar los medidores que hacen falta y cambiar los que se encuentran defectuosos, de lo cual obtiene un beneficio de Q. 633,000 anuales.

9. Iniciar una campaña para la calibración y el mantenimiento de los medidores de energía que se encuentran instalados en la red de distribución, iniciando con los medidores instalados en donde los consumos son elevados.

10. Aplicar la Ley General de Electricidad y su reglamento en un 100 % a todas las actividades de distribución de energía eléctrica que lleva a cabo la EEMH.

REFERENCIAS BIBLIOGRÁFICAS

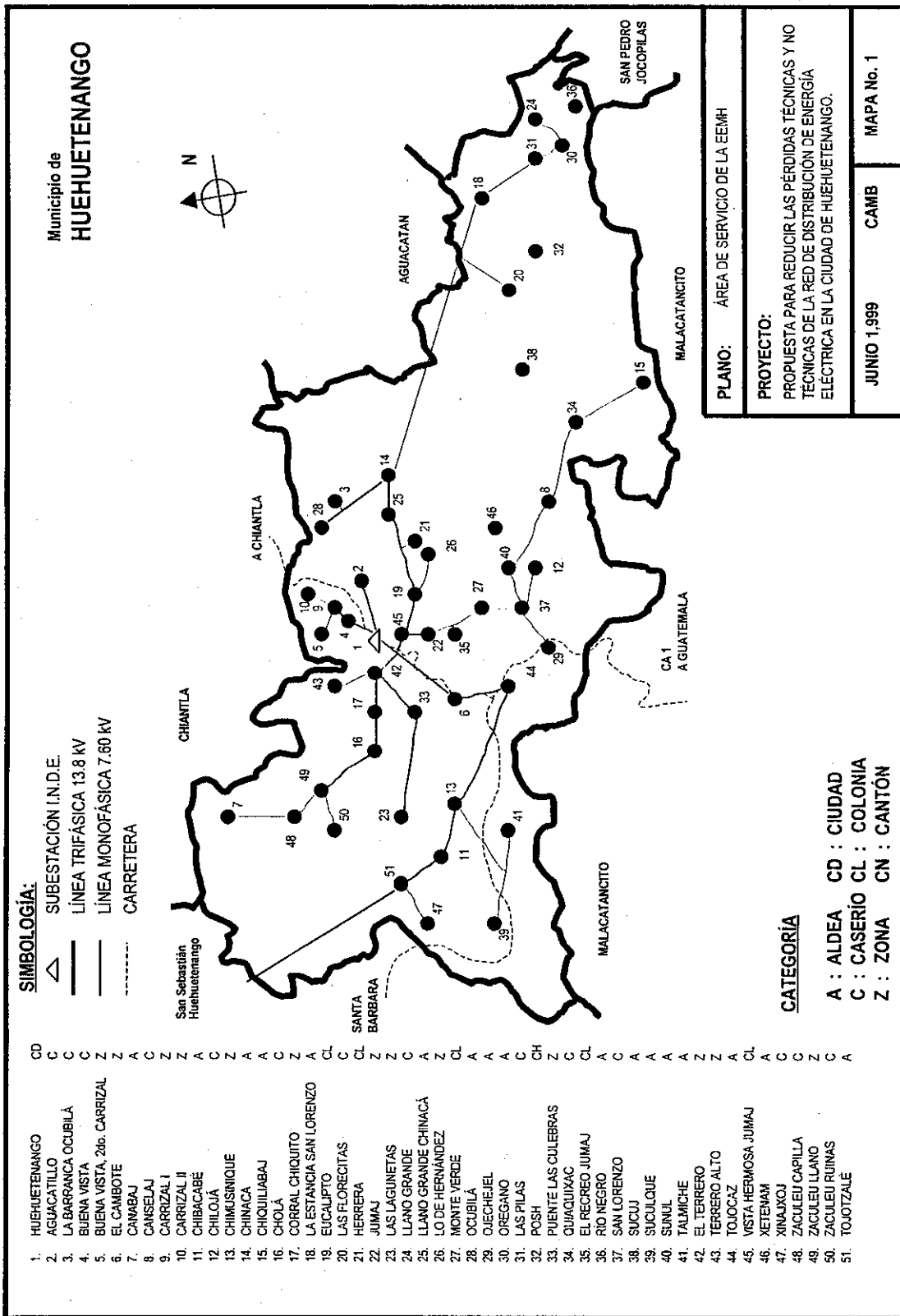
1. César Julio Mérida Vásquez, *Huehuetenango. Historia, Geografía, Cultura, Turismo*. Guatemala: Editorial Cenatex, 1984, p.10.
2. WESTINGHOUSE ELECTRIC CORPORATION. *El transformador de distribución*. U.S.A.: 1975, p. 4.
3. R. K. Green, Jr y Bowen, J. L. *User manual for transmission line constant program*. The University of Texas at Arlington, Arlington, Texas. 1968, p. 40.

BIBLIOGRAFÍA

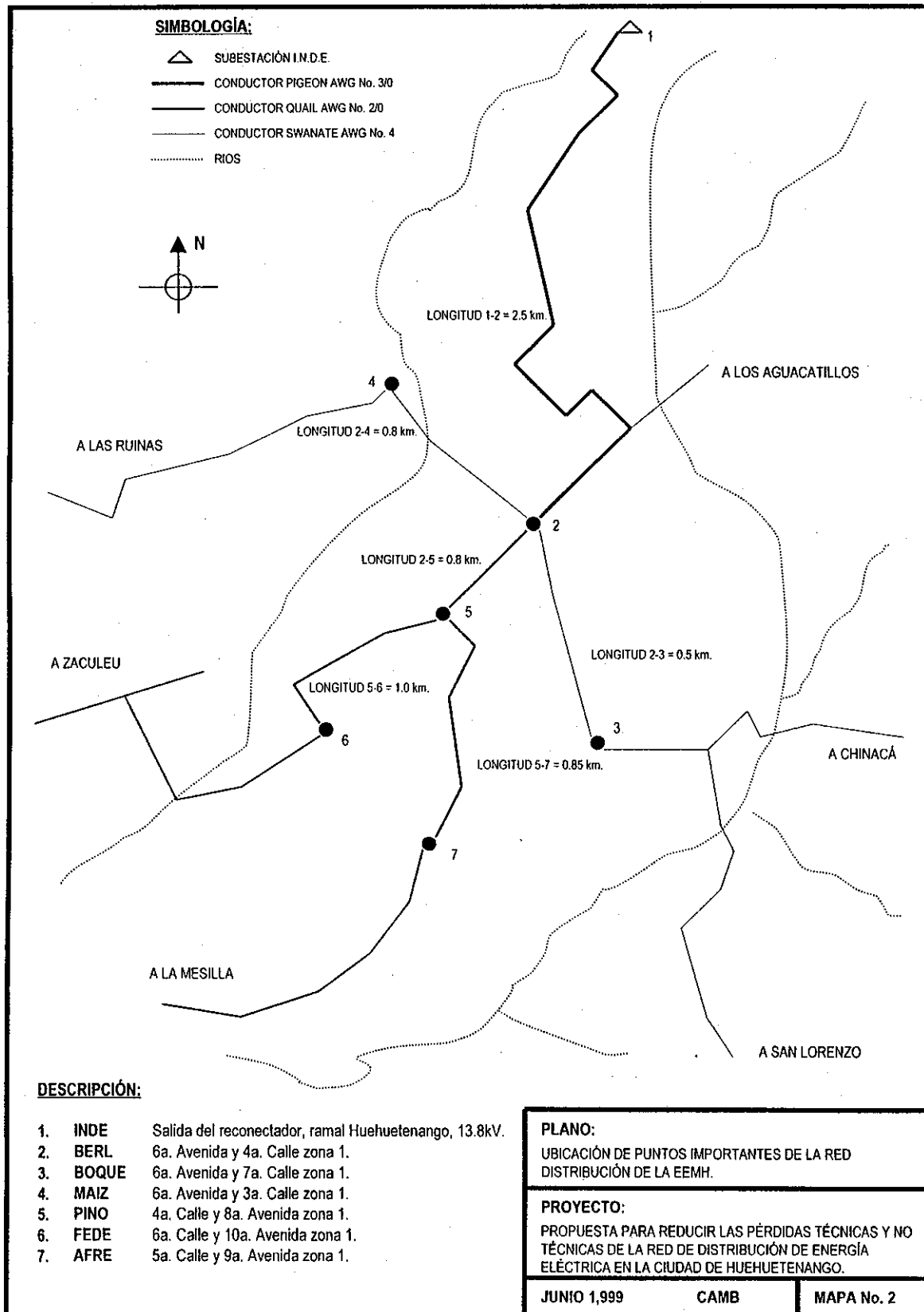
1. AFUSO, Alejandro. *Informe final estudio de caso realizado en Honduras*. Honduras. 1,992.
2. ELGERD, Olle I. *Electric Energy Systems Theory: An Introduction*. New Delhi: Editorial McGraw-Hill. 1,973.
3. EBASCO. *Electric Distribution Systems Engineering Handbook*. Raytheon , Engineering & Constructors. Division Power Systems. Thrid Edition.
4. MARTÍNEZ Beteta, Marco Tulio. *Implementación de la medición del factor de potencia en el área occidental del país por parte del Instituto Nacional de Electrificación*. (Tesis de graduación de Ingeniero, Facultad de Ingeniería, Universidad de San Carlos de Guatemala, Guatemala 1,995).
5. MÉRIDA Vásquez, César Julio. *Huehuetenango. Historia, Geografía, Cultura, Turismo*. Guatemala: Editorial Cenatex, 1,984.
6. MURALLES Aché, Alfredo de Jesús. *Servicios a la Empresa Eléctrica Municipal de San Marcos*. (Tesis de graduación de Ingeniero, Facultad de Ingeniería, Universidad de San Carlos de Guatemala, Guatemala 1,989).
7. OLADE. *Manual latinoamericano y del caribe para el control de pérdidas eléctricas*. Colombia. 1,990.
8. R. K. Green, Jr y Bowen, J. L. *User manual for transmission line constant program*. The University of Texas at Arlington, Arlington, Texas. 1968.
9. STEVENSON, William D. *Análisis de sistemas eléctricos de potencia*. Segunda Edición. Editorial McGraw-Hill. 1,988.
10. WESTINGHOUSE ELECTRIC CORPORATION. *El transformador de distribución*. Pensilvania, U.S.A.
11. INDE. *Análisis tarifario y nuevas tarifas para servicio eléctrico*. Estudio elaborado por el Instituto Nacional de Electrificación, para la Empresa Eléctrica Municipal de Huehuetenango. 1,995.

APÉNDICES

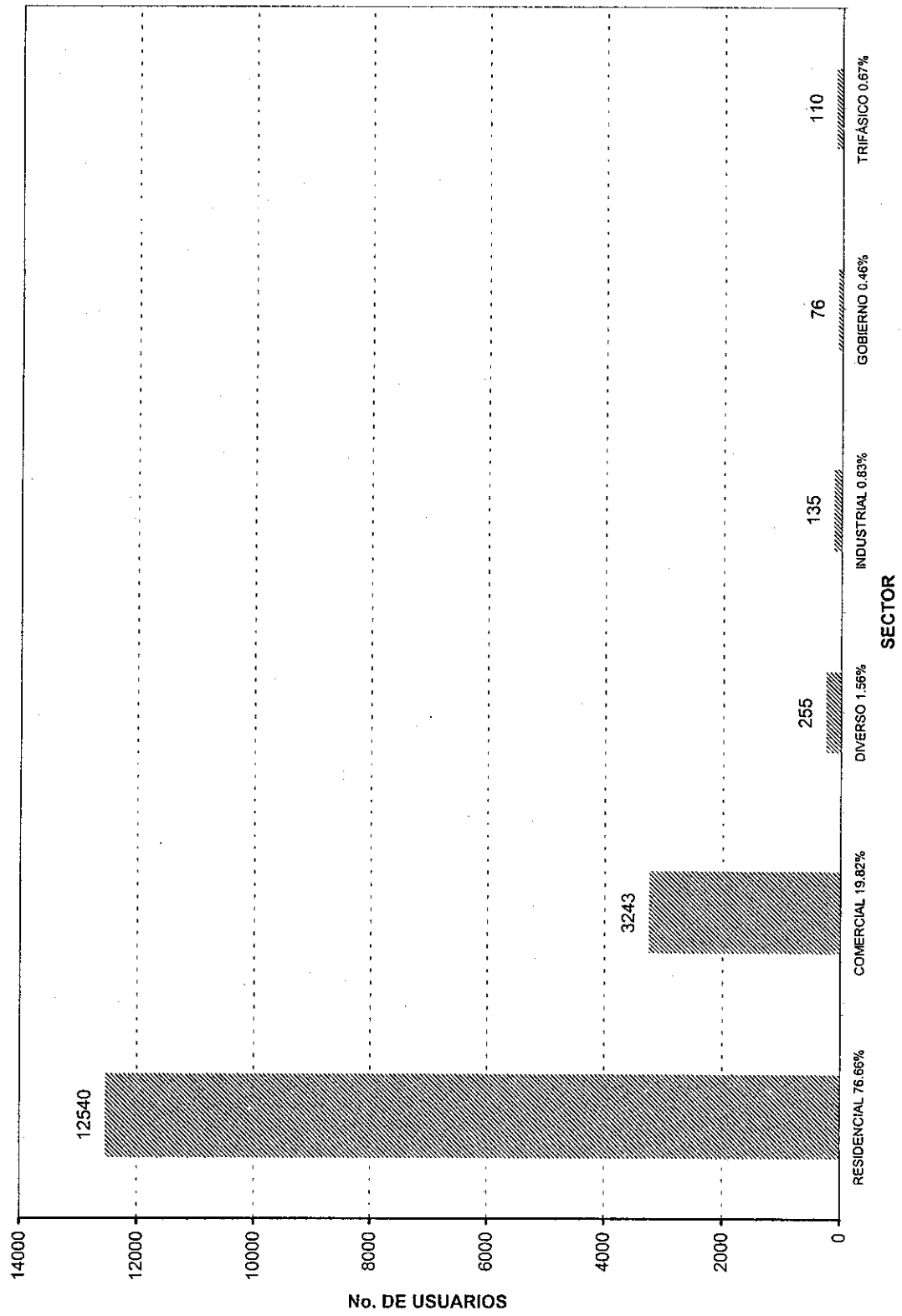
1. Área de servicio de la EEMH



2. Ubicación de los puntos importantes de la red de distribución de la EEMH



3. Consumidores por sector de consumo de la EEMH



4. Inventario de la red de distribución de la EEMH

No.	UNIDAD DE MEDIDA	DESCRIPCIÓN	CANTIDAD Y ESTADO		CANTIDAD TOTAL	PRECIO	
			BUENO	MALO		UNITARIO	TOTAL
1	Mts.	Cable de acero galvanizado 3/8"	4950	1560	6510	Q3.80	Q24,738.00
2	Mts.	Cable de Aluminio desnudo ACSR, código PIGEON, AWG # 3/0	3900	0	3900	Q9.85	Q38,415.00
3	Mts.	Cable de Aluminio desnudo ACSR, código QUAIL, AWG # 2/0	9050	0	9050	Q7.50	Q67,875.00
4	Mts.	Cable de Aluminio desnudo ACSR, código RAVEN, AWG # 1/0	150	0	150	Q4.50	Q675.00
5	Mts.	Cable de Aluminio desnudo ACSR, código SPARROW, AWG # 2	22950	22150	45100	Q3.60	Q162,360.00
6	Mts.	Cable de Aluminio desnudo ACSR, código SWAN, AWG # 4	6800	92250	99050	Q3.40	Q336,770.00
7	Mts.	Cable de Aluminio desnudo IRIS, AWG # 2	1600	94200	95800	Q2.50	Q239,500.00
8	Mts.	Cable de Cobre desnudo	0	2850	2850	Q14.25	Q40,612.50
9	U	Cortacircuito para 100 Amperios, 13.2kV	84	15	99	Q475.00	Q47,025.00
10	U	Crucero de madera de 4" x 4" x 2.5'	38	18	56	Q30.00	Q1,680.00
11	U	Crucero de madera de 4" x 4" x 6'	556	26	582	Q45.00	Q26,190.00
12	U	Crucero de madera de 4" x 4" x 8'	141	11	152	Q65.00	Q9,880.00
13	U	Crucero de metal	47	0	47	Q40.00	Q1,880.00
14	U	Luminaria de mercurio 175 Watt, para 240 Voltios	663	200	863	Q460.00	Q396,980.00
15	U	Luminaria de vapor de sodio 150 Watt, para 240 Voltios	37	4	41	Q785.00	Q32,185.00
16	U	Luminaria incandescente 160 Watt, para 240 Voltios	452	304	756	Q325.00	Q245,700.00
17	U	Pararrayos para 10 kV	25	5	30	Q765.00	Q22,950.00
18	U	Poste de concreto centrifugado de 25' de largo	8	7	15	Q950.00	Q14,250.00
19	U	Poste de concreto centrifugado de 30' de largo	45	19	64	Q1,150.00	Q73,600.00
20	U	Poste de concreto centrifugado de 35' de largo	532	35	567	Q1,300.00	Q737,100.00
21	U	Poste de concreto fundido por EEMH	7	3	10	Q500.00	Q5,000.00
22	U	Poste de madera cruda	0	500	500	Q125.00	Q62,500.00
23	U	Poste de madera tratada clase 5 de 25' de largo	6	124	130	Q425.00	Q55,250.00
24	U	Poste de madera tratada clase 5 de 30' de largo	192	30	222	Q625.00	Q138,750.00
25	U	Poste de madera tratada clase 5 de 35' de largo	64	2	66	Q750.00	Q49,500.00
26	U	Remates preformados acerados para cable 3/8"	660	208	868	Q38.00	Q32,984.00
27	U	Transformador autoprotegido de 10 kVA, para 13.2kV	29	1	30	Q4,000.00	Q120,000.00
28	U	Transformador autoprotegido de 15 kVA, para 13.2kV	4	0	4	Q4,500.00	Q18,000.00
29	U	Transformador autoprotegido de 25 kVA, para 13.2kV	29	2	31	Q5,500.00	Q170,500.00
30	U	Transformador autoprotegido de 37.5 kVA, para 13.2kV	13	0	13	Q6,500.00	Q84,500.00
31	U	Transformador autoprotegido de 5 kVA, para 13.2kV	2	2	4	Q3,500.00	Q14,000.00
32	U	Transformador autoprotegido de 50 kVA, para 13.2kV	7	1	8	Q7,800.00	Q62,400.00
33	U	Transformador convencional de 10 kVA, para 13.2kV	49	10	59	Q3,500.00	Q206,500.00
34	U	Transformador convencional de 100 kVA, para 13.2kV	8	0	8	Q11,200.00	Q89,600.00
35	U	Transformador convencional de 15 kVA, para 13.2kV	9	1	10	Q4,000.00	Q40,000.00
36	U	Transformador convencional de 25 kVA, para 13.2kV	83	22	105	Q4,500.00	Q472,500.00
37	U	Transformador convencional de 37.5 kVA, para 13.2kV	20	3	23	Q5,500.00	Q126,500.00
38	U	Transformador convencional de 5 kVA, para 13.2kV	1	1	2	Q3,000.00	Q6,000.00
39	U	Transformador convencional de 50 kVA, para 13.2kV	22	4	26	Q6,500.00	Q169,000.00
40	U	Transformador convencional de 55 kVA, para 13.2kV	1	0	1	Q7,000.00	Q7,000.00
41	U	Transformador convencional de 75 kVA, para 13.2kV	4	0	4	Q10,000.00	Q40,000.00
42		Herrajes y accesorios					Q1,500,000.00
						TOTAL	Q5,990,849.50

5. Transformadores instalados en la red de distribución de la ciudad de Huehuetenango

No.	UBICACIÓN	ZONA O ALDEA ¹	KVA INSTALADOS	PROPIEDAD ²	FASES ³	USO ⁴
1	APARTAMENTOS ESCORIAL	1	10	P	Mon.	R
2	BANCO CONTINENTAL	1	15	P	Mon.	C
3	BANCO DE OCCIDENTE	1	15	P	Mon.	C
4	BANCO DEL QUETZAL	1	50	P	Mon.	C
5	BANCO INDUSTRIAL	1	25	P	Mon.	C
6	BANCO REFORMADOR	1	15	P	Mon.	C
7	BOMBA AMALIA CHÁVEZ	1	75	M	Trif.	T
8	CENTRO COMERCIAL LA PLAZA	1	50	P	Mon.	C
9	CENTRO DE SERVICIO PITS	1	25	P	Mon.	I
10	CLÍNICA DR. JULIO HERRERA	1	15	P	Mon.	C
11	COOPERATIVA INMACULADA CONCEPCIÓN	1	15	P	Mon.	C
12	EDIFICIO EL PROGRESO	1	150	P	Trif.	C
13	EDIFICIO VILLA ROSA	1	300	P	Trif.	C
14	EDIFICIO POLICOLOR	1	10	P	Mon.	C
15	ELECTRA	1	45	P	Trif.	C
16	GIMNASIO FITNESS CLUB	1	15	P	Mon.	C
17	GOBERNACIÓN	1	5	P	Mon.	G
18	HOSPITAL NAC. (ANTIGUO)	1	75	M	Trif.	G
19	HOTEL CASA BLANCA	1	25	P	Mon.	C
20	HOTEL ZACULEU	1	15	P	Mon.	C
21	IGLESIA EVANGÉLICA	1	10	P	Mon.	D
22	JEFATURA DE SALUD	1	25	P	Mon.	G
23	MAYA COLOR	1	25	P	Mon.	C
24	MINUGUA	1	37.5	P	Mon.	D
25	MUEBLERÍA LUCKY	1	75	P	Trif.	T
26	MUEBLERÍA 5 a. Av.	1	10	P	Mon.	I
27	QUICK FOTO	1	10	P	Mon.	C
28	RENTAS INTERNAS	1	10	P	Mon.	G
29	RESTAURANTE LOS POLLOS	1	25	P	Mon.	C
30	SANATORIO SAN RAFAEL	1	25	P	Mon.	C
31	SANATORIO HERMANO PEDRO	1	25	P	Mon.	C
32	TEATRO MUNICIPAL	1	25	M	Mon.	G
33	TELGUA	1	75	P	Trif.	T
34	TORTILLERÍA 1a. AV.	1	25	P	Mon.	C
35	FÁBRICA EL MANANTIAL	2	75	P	Trif.	T
36	FÁBRICA OSO POLAR	2	15	P	Mon.	I
37	MOLINO DE NIXTAMAL (4a. Calle)	2	10	P	Mon.	I
38	ASERRADERO SAN VALENTÍN	3	10	P	Mon.	I
39	COLEGIO AMERICANO	3	25	P	Mon.	C
40	GASOLINERA CORONA ROJA	3	75	P	Trif.	I

¹ Chia = Chiantla; China = Chinacá; Tojo = Tojocaz; Xoco = Xocónilaj; 2 P = Privado; M = Municipal; 3 Mon = Monofásico; Trif = Trifásico

⁴ R = Residencial; C = Comercial; D = Diverso; G = Gobierno; I = Industrial; T = Trifásico

No.	UBICACIÓN	ZONA O ALDEA ¹	KVA INSTALADOS	PROPIEDAD ²	FASES ³	USO ⁴
41	GRANJA OVALLE	3	10	P	Mon.	C
42	IGLESIA S.U.D.	3	25	P	Mon.	D
43	LABORATORIO DIGESEPE	3	25	P	Mon.	G
44	MOLINO ELVIRA	3	300	P	Trif.	T
45	MOLINO DE NIXTAMAL I	3	10	P	Mon.	I
46	MOLINO DE NIXTAMAL II	3	10	P	Mon.	I
47	RADIO CRISTAL	3	50	P	Trif.	T
48	RADIO ESTEREO ZACULEU	3	10	P	Mon.	C
49	VIVIENDA FRANCISCO OVALLE	3	25	P	Mon.	R
50	VIVIENDA SALOMÓN DEL CID	3	75	P	Trif.	R
51	BOMBA LOS OLIVOS	4	75	M	Trif.	T
52	COMERCIAL DELICARNES	4	15	P	Mon.	C
53	FABRICA DE COLCHAS	4	75	P	Trif.	T
54	GRANJA LOS OLIVOS	4	10	P	Mon.	I
55	IGLESIA S.U.D.	4	25	P	Mon.	D
56	IGLESIA S.U.D. II	4	25	P	Mon.	D
57	MOLINO DE NIXTAMAL (Cerrito del maíz)	4	15	P	Mon.	I
58	MOLINO DE NIXTAMAL (El Oratorio)	4	10	P	Mon.	I
59	RADIO ESTEREO MAM	4	45	P	Trif.	T
60	VIVIENDA I	4	10	P	Mon.	R
61	VIVIENDA II	4	15	P	Mon.	R
62	APARTAMENTOS SAN JOSÉ	5	10	P	Mon.	R
63	BODEGA MUNICIPAL	5	87.5	M	Trif.	G
64	BOMBA LA SALLE	5	20	M	Trif.	T
65	BOMBEROS VOLUNTARIOS	5	25	P	Mon.	D
66	COLEGIO LA SALLE	5	25	P	Mon.	C
67	COMERCIAL SAN JOSÉ	5	25	P	Mon.	C
68	EDIFICIO EL TRIÁNGULO	5	750	P	Trif.	T
69	FÁBRICA DE BLOCK	5	50	P	Trif.	T
70	GASOLINERA EL BOSQUE	5	15	P	Mon.	C
71	HOSPITAL ALTUVE	5	25	P	Mon.	C
72	HOTEL CALIFORNIA	5	75	P	Trif.	T
73	HOTEL CASCATA	5	25	P	Mon.	C
74	HOTEL EL BOSQUE	5	25	P	Mon.	C
75	HOTEL DEL PRADO	5	100	P	Mon.	C
76	HOTEL LA PLAZA	5	25	P	Mon.	C
77	IGLESIA S.U.D.	5	25	P	Mon.	D
78	INSTITUTO EXPERIMENTAL	5	150	P	Trif.	T
79	MOLINO DE NIXTAMAL (Col. Los encinos)	5	10	P	Mon.	I
80	MOLINO DE NIXTAMAL (Col. Sta. Elisa)	5	10	P	Mon.	I

1 Chia = Chiantla; China = Chinacá; Tojo = Tojcaz; Xoco = Xocoñilaj; 2 P = Privado; M = Municipal; 3 Mon = Monofásico; Trif = Trifásico

4 R = Residencial; C = Comercial; D = Diverso; G = Gobierno; I = Industrial; T = Trifásico

No.	UBICACIÓN	ZONA O ALDEA ¹	KVA INSTALADOS	PROPIEDAD ²	FASES ³	USO ⁴
81	PANADERÍA	5	15	P	Mon.	I
82	RESTAURANTE INTERNACIONAL	5	15	P	Mon.	C
83	TALLER SANTOS	5	20	P	Trif.	T
84	TALLER EL CARMEN	5	10	P	Mon.	I
85	TALLER EMANUEL	5	10	P	Mon.	I
86	VIVIENDA RAFAEL LEIVA	5	25	P	Mon.	R
87	GRANJA MONTE VERDE	6	25	P	Mon.	I
88	VIVIENDA DAVID MÉNDEZ	6	15	P	Mon.	R
89	VIVIENDA DR. CASTILLO	6	15	P	Mon.	R
90	VIVIENDA FROILÁN VILLATORO	6	10	P	Mon.	R
91	BOMBA LOS CHUTALITOS	7	45	M	Trif.	T
92	HOTEL LOS CUCHUMATANES	7	37.5	P	Mon.	C
93	IGLESIA S.U.D.	7	25	P	Mon.	D
94	MOLINO DE NIXTAMAL (Colonia Herrera)	7	20	P	Trif.	T
95	RADIO ESTEREO CONTACTO	7	15	P	Mon.	C
96	VIVIENDA DR. SUM	7	10	P	Mon.	R
97	ASERRADERO SAN CARLOS	8	50	P	Trif.	T
98	BODEGA LA MODERNA	8	75	P	Trif.	T
99	BOMBA EL HIPODROMO	8	20	M	Trif.	T
100	BOMBA COLONIA G & T	8	75	P	Trif.	T
101	CASA DEL DEPORTISTA	8	25	P	Mon.	D
102	CASA INDIGENISTA SAN JOSÉ	8	50	P	Trif.	D
103	COMERCIAL EL MONUMENTO	8	37.5	P	Mon.	C
104	CONVENTO MADRES CLARISAS	8	25	P	Mon.	D
105	FABRICA SHUEIKER	8	20	P	Trif.	T
106	GIMNASIO HUEHUETECO	8	25	P	Mon.	C
107	IGLESIA S.U.D.	8	25	P	Mon.	D
108	LECHERIA CALDERÓN	8	50	P	Trif.	T
109	MOLINO DE NIXTAMAL (Corral Chiquito)	8	10	P	Mon.	I
110	GRANJA OVALLE	9	25	P	Mon.	I
111	MOLINO DE NIXTAMAL (Zaculeu Río)	9	10	P	Mon.	I
112	MOLINO I	9	10	P	Mon.	I
113	MOLINO II	9	20	P	Trif.	T
114	ASERRADERO OVALLE	10	150	P	Trif.	T
115	HOSPITAL NAC. (NUEVO)	10	300	P	Trif.	G
116	HOTEL POTOSÍ	10	25	P	Mon.	C
117	INSTITUTO BEREÁ	10	10	P	Mon.	C
118	VIVIENDA, MARIO OVALLE	10	10	P	Mon.	R
119	AGRICAFÉ	11	15	P	Mon.	C
120	ASERRADERO CAMBOTE	11	45	P	Trif.	T

¹ Chia = Chiantla; China = Chinacá; Tojo = Tojocaz; Xoco = Xoconilaj; ² P = Privado; M = Municipal; ³ Mon = Mono-fásico; Trif = Trifásico

⁴ R = Residencial; C = Comercial; D = Diverso; G = Gobierno; I = Industrial; T = Trifásico

No.	UBICACIÓN	ZONA O ALDEA ¹	KVA INSTALADOS	PROPIEDAD ²	FASES ³	USO ⁴
121	BLOQUERA CAMBOTE	11	50	P	Trif.	T
122	BODEGA CERVECERÍA	11	25	P	Mon.	C
123	BODEGA COCA COLA	11	150	P	Trif.	T
124	BOMBA CAMBOTE	11	35	M	Trif.	T
125	COMPAÑÍA AGRO COMERCIAL	11	225	P	Trif.	T
126	DISTRIBUIDORA ALFARO	11	75	P	Trif.	I
127	GASOLINERA LAS VICTORIAS	11	10	P	Mon.	C
128	GASOLINERA LAS VEGAS	11	15	P	Mon.	C
129	GASOLINERA LC	11	37.5	P	Mon.	C
130	SERTINSA	11	5	P	Mon.	C
131	SERVITECA EL EPIDAURO	11	50	P	Trif.	T
132	TALLER ZACUMA	11	15	P	Mon.	C
133	TALLER CAMBOTE	11	10	P	Mon.	C
134	TALLER ROCMIN	11	25	P	Mon.	I
135	VIVIENDA I	11	25	P	Mon.	R
136	VIVIENDA II	11	10	P	Mon.	R
137	VIVIENDA III	11	10	P	Mon.	R
138	VIVIENDA IV	11	15	P	Mon.	R
139	VIVIENDA V	11	10	P	Mon.	R
140	WAELTI SCHOENFIELD	11	150	P	Trif.	T
141	BOMBA LOS REGADILLOS	CHIA.	300	M	Trif.	T
142	IGLESIA S.U.D.	CHIN.	25	P	Mon.	D
143	BOMBA TOJOCAZ	TOJO.	75	P	Trif.	T
144	IGLESIA S.U.D.	TOJO.	25	P	Mon.	C
145	VIVIENDA	XOCO.	15	P	Mon.	R

1 Chia = Chianlla; China = Chinacá; Tojo = Tojocaz; Xoco = Xoconilej; 2 P = Privado; M = Municipal; 3 Mon = Monofásico; Trif = Trifásico

4 R = Residencial; C = Comercial; D = Diverso; G = Gobierno; I = Industrial; T = Trifásico

6. Resumen del resultado de parámetros de líneas (actual)

LÍNEA INDE-BERL

ARCHIVO DE ENTRADA

```
13.8_kV_CIRCUITO_SIMPLE_INDE/BERL_3/0_ACSR_6/1_PIGEON_SPARROW_2_6/1
4 3 0
100 60
UNICO
UN
-A
1 0 0.502 0.5079 0 0.572 0.0 0.0 29.0 0.0 0.0 0.0
UN
-C
2 0 0.502 0.5079 0 0.572 5.25 0.0 29.0 0.0 0.0 0.0
UN
-B
3 0 0.502 0.5079 0 0.572 2.63 0.0 30.0 0.0 0.0 0.0
NEUTRAL
-
4 0 0.316 1.4541 0 0.652 2.63 0.0 22.0 0.0 0.0 0.0
999
```

ARCHIVO DE SALIDA

CÁLCULO DE LAS COMPONENTES SIMÉTRICAS

DATOS PRIMARIOS:

Nombre del circuito: 13.8_kV_CIRCUITO_SIMPLE_INDE/BERL_3/0_ACSR_6/1_PIGEON_SPARROW_2_6/1
No. conductores: 4
No. conductores equivalentes: 3
No. tarjetas de configuración: 0
Resistividad de tierra: 100.000000 ohmios por metro cubico
Frecuencia de la red: 60.00 Hertz

4 ÚNICO

DATOS POR CIRCUITO

```
UN -A 1 0 0.502000 0.507900 0.000000 0.572000 0.000000 0.000000 29.000000 0.000000 0.000000 0.000000
UN -C 2 0 0.502000 0.507900 0.000000 0.572000 5.250000 0.000000 29.000000 0.000000 0.000000 0.000000
UN -B 3 0 0.502000 0.507900 0.000000 0.572000 2.630000 0.000000 30.000000 0.000000 0.000000 0.000000
NEUTRAL - 4 0 0.316000 1.454100 0.000000 0.652000 2.630000 0.000000 22.000000 0.000000 0.000000 0.000000
```

CARACTERÍSTICAS DEL CONDUCTOR

Nombre	Nc	Nb	Diámetro	Ri	Xa	Coor.Horiz	Alt.media
NEUTRAL - 1			0.502000	0.507900	0.102712	0.000000	29.000000
NEUTRAL - 2			0.502000	0.507900	0.102712	5.250000	29.000000
NEUTRAL - 3			0.502000	0.507900	0.102712	2.630000	30.000000
NEUTRAL - 4			0.316000	1.454100	0.126544	2.630000	22.000000

RESULTADOS INTERMEDIOS

de-a	Coef.Potencial	C-1	C-C	Teta/G.	R	X
1 1	88587609.833992	58.000000	0.000000	0.000000	0.507900	0.102712
1 2	26889161.484116	58.237123	5.250000	4.927110	0.000000	0.000000
1 3	34015537.958377	59.058589	2.813699	1.941486	0.000000	0.000000
1 4	21468690.078837	51.067768	7.477760	2.245743	0.000000	0.000000
2 1	26889161.484116	58.237123	5.250000	4.927110	0.000000	0.000000
2 2	88587609.833992	58.000000	0.000000	0.000000	0.507900	0.102712
2 3	34052629.327006	59.058144	2.804354	1.941486	0.000000	0.000000
2 4	21473826.017356	51.067254	7.474249	2.245743	0.000000	0.000000
3 1	34015537.958377	59.058589	2.813699	1.941486	0.000000	0.000000
3 2	34052629.327006	59.058144	2.804354	1.941486	0.000000	0.000000
3 3	88966442.988261	60.000000	0.000000	0.000000	0.507900	0.102712
3 4	20916468.061040	52.000000	8.000000	0.000000	0.000000	0.000000
4 1	21468690.078837	51.067768	7.477760	2.245743	0.000000	0.000000
4 2	21473826.017356	51.067254	7.474249	2.245743	0.000000	0.000000
4 3	20916468.061040	52.000000	8.000000	0.000000	0.000000	0.000000
4 4	90672822.520182	44.000000	0.000000	0.000000	1.454100	0.126544

MATRICES DE AUTOIMPEDANCIA EN SERIE

COMPONENTES ABC

	fase A	fase B	fase C
fase A	0.5079 +j 0.1027	0.0000 +j 0.0000	0.0000 +j 0.0000
fase B	0.0000 +j 0.0000	0.5079 +j 0.1027	0.0000 +j 0.0000
fase C	0.0000 +j 0.0000	0.0000 +j 0.0000	0.5079 +j 0.1027

COMPONENTES SIMÉTRICAS

	CERO	POSITIVAS	NEGATIVAS
CERO	: 0.5079 +j 0.1027	-0.0000 +j -0.0000	-0.0000 +j 0.0000
POSITIVA	: 0.0000 +j 0.0000	0.5079 +j 0.1027	-0.0000 +j -0.0000
NEGATIVA	: 0.0000 +j 0.0000	-0.0000 +j -0.0000	0.5079 +j 0.1027

COMPONENTES DE CLARK

	CERO	ALFA	BETA
CERO	: 0.5079 +j 0.1027	0.0000 +j 0.0000	-0.0000 +j -0.0000
ALFA	: 0.0000 +j 0.0000	0.5079 +j 0.1027	0.0000 +j 0.0000
BETA	: 0.0000 +j 0.0000	0.0000 +j 0.0000	0.5079 +j 0.1027

MATRICES DE AUTOADMITANCIA EN PARALELO

COMPONENTES ABC

	fase A	fase B	fase C
fase A	0.0000 +j 5.2664	0.0000 +j -0.8429	0.0000 +j -1.5276
fase B	0.0000 +j -0.8429	0.0000 +j 5.2683	0.0000 +j -1.5308
fase C	0.0000 +j -1.5276	0.0000 +j -1.5308	0.0000 +j 5.5375

COMPONENTES SIMÉTRICAS

	CERO	POSITIVAS	NEGATIVAS
CERO	: 0.0000 +j 2.7566	0.1199 +j 0.0697	-0.1199 +j 0.0697
POSITIVA	: -0.1199 +j 0.0697	-0.0000 +j 6.6578	-0.4730 +j -0.2759
NEGATIVA	: 0.1199 +j 0.0697	0.4730 +j -0.2759	0.0000 +j 6.6578

COMPONENTES DE CLARK

	CERO	ALFA	BETA
CERO	: 0.0000 +j 2.7566	0.0000 +j 0.0697	0.0000 +j 0.1199
ALFA	: 0.0000 +j 0.1394	0.0000 +j 6.3819	0.0000 +j 0.4730
BETA	: 0.0000 +j 0.2399	0.0000 +j 0.4730	0.0000 +j 6.9337

LÍNEAS BERL - BOQUE Y BERL - MAÍZ:

ARCHIVO DE ENTRADA

```

13.8_kV_CIRCUITO_SIMPLE_BERL/BOQUE_4_ACSR_7/1_SWANATE_SPARROW_2_6/1
4 3 0
100 60
ÚNICO
UN
-A
1 0 0.257 2.0655 0 0.654 0.0 0.0 29.0 0.0 0.0 0.0
UN
-C
2 0 0.257 2.0655 0 0.654 5.25 0.0 29.0 0.0 0.0 0.0
UN
-B
3 0 0.257 2.0655 0 0.654 2.63 0.0 30.0 0.0 0.0 0.0
NEUTRAL
-
4 0 0.316 1.4541 0 0.652 2.63 0.0 22.0 0.0 0.0 0.0
999
    
```

ARCHIVO DE SALIDA

CÁLCULO DE LAS COMPONENTES SIMÉTRICAS

DATOS PRIMARIOS:

Nombre del circuito: 13.8_kv_CIRCUITO_SIMPLE_BERL/BOQUE_4_ACSR_7/1_SWANATE_SPARROW_2_6/1
 No. conductores: 4
 No. conductores equivalentes: 3
 No. tarjetas de configuración: 0
 Resistividad de tierra: 100.000000 ohmios por metro cúbico.
 Frecuencia de la red: 60.00 Hertz.

4 ÚNICO

DATOS POR CIRCUITO:

UN - A	1 0	0.257000	2.065500	0.000000	0.654000	0.000000	0.000000	29.000000	0.000000	0.000000	0.000000
UN - C	2 0	0.257000	2.065500	0.000000	0.654000	5.250000	0.000000	29.000000	0.000000	0.000000	0.000000
UN - B	3 0	0.257000	2.065500	0.000000	0.654000	2.630000	0.000000	30.000000	0.000000	0.000000	0.000000
NEUTRAL - 4	4 0	0.316000	1.454100	0.000000	0.652000	2.630000	0.000000	22.000000	0.000000	0.000000	0.000000

CARACTERÍSTICAS DEL CONDUCTOR

Nombre	Nc	Nb	Diámetro	Ri	Xa	Coor.Horiz	Alt.media
NEUTRAL - 1			0.257000	2.065500	0.103465	0.000000	29.000000
NEUTRAL - 2			0.257000	2.065500	0.103465	5.250000	29.000000
NEUTRAL - 3			0.257000	2.065500	0.103465	2.630000	30.000000
NEUTRAL - 4			0.316000	1.454100	0.126544	2.630000	22.000000

RESULTADOS INTERMEDIOS

de-a	Coef.Potencial	C-1	C-C	Teta/G.	R	X
1 1	96069210.853625	58.000000	0.000000	0.000000	2.065500	0.103465
1 2	26889161.484116	58.237123	5.250000	4.927110	0.000000	0.000000
1 3	34015537.958377	59.058589	2.813699	1.941486	0.000000	0.000000
1 4	21468690.078837	51.067768	7.477760	2.245743	0.000000	0.000000
2 1	26889161.484116	58.237123	5.250000	4.927110	0.000000	0.000000
2 2	96069210.853625	58.000000	0.000000	0.000000	2.065500	0.103465
2 3	34052629.327006	59.058144	2.804354	1.941486	0.000000	0.000000
2 4	21473826.017356	51.067254	7.474249	2.245743	0.000000	0.000000
3 1	34015537.958377	59.058589	2.813699	1.941486	0.000000	0.000000
3 2	34052629.327006	59.058144	2.804354	1.941486	0.000000	0.000000
3 3	96448044.007894	60.000000	0.000000	0.000000	2.065500	0.103465
3 4	20916468.061040	52.000000	8.000000	0.000000	0.000000	0.000000
4 1	21468690.078837	51.067768	7.477760	2.245743	0.000000	0.000000
4 2	21473826.017356	51.067254	7.474249	2.245743	0.000000	0.000000
4 3	20916468.061040	52.000000	8.000000	0.000000	0.000000	0.000000
4 4	90672822.520182	44.000000	0.000000	0.000000	1.454100	0.126544

MATRICES DE AUTOIMPEDANCIA EN SERIE

COMPONENTES ABC

	fase A	fase B	fase C
fase A	2.0655 +j 0.1035	0.0000 +j 0.0000	0.0000 +j 0.0000
fase B	0.0000 +j 0.0000	2.0655 +j 0.1035	0.0000 +j 0.0000
fase C	0.0000 +j 0.0000	0.0000 +j 0.0000	2.0655 +j 0.1035

COMPONENTES SIMÉTRICAS

	CERO	POSITIVAS	NEGATIVAS
CERO :	2.0655 +j 0.1035	-0.0000 +j 0.0000	0.0000 +j -0.0000
POSITIVA :	0.0000 +j 0.0000	2.0655 +j 0.1035	-0.0000 +j -0.0000
NEGATIVA :	0.0000 +j 0.0000	-0.0000 +j -0.0000	2.0655 +j 0.1035

COMPONENTES DE CLARK

	CERO	ALFA	BETA
CERO :	2.0655 +j 0.1035	0.0000 +j 0.0000	-0.0000 +j -0.0000
ALFA :	0.0000 +j 0.0000	2.0655 +j 0.1035	0.0000 +j 0.0000
BETA :	0.0000 +j 0.0000	0.0000 +j 0.0000	2.0655 +j 0.1035

MATRICES DE AUTOADMITANCIA EN PARALELO

COMPONENTES ABC

	fase A	fase B	fase C
fase A	0.0000 +j 4.7223	0.0000 +j -0.7264	0.0000 +j -1.2672
fase B	0.0000 +j -0.7264	0.0000 +j 4.7237	0.0000 +j -1.2698
fase C	0.0000 +j -1.2672	0.0000 +j -1.2698	0.0000 +j 4.9198

COMPONENTES SIMÉTRICAS

	CERO	POSITIVAS	NEGATIVAS
CERO :	0.0000 +j 2.6130	0.0995 +j 0.0578	-0.0995 +j 0.0578
POSITIVA :	-0.0995 +j 0.0578	0.0000 +j 5.8764	-0.3688 +j -0.2152
NEGATIVA :	0.0995 +j 0.0578	0.3688 +j -0.2152	-0.0000 +j 5.8764

COMPONENTES DE CLARK

	CERO	ALFA	BETA
CERO :	0.0000 +j 2.6130	0.0000 +j 0.0578	0.0000 +j 0.0995
ALFA :	0.0000 +j 0.1156	0.0000 +j 5.6613	0.0000 +j 0.3688
BETA :	0.0000 +j 0.1990	0.0000 +j 0.3688	0.0000 +j 6.0916

LÍNEAS BERL – PINO; PINO – FEDE Y PINO – AFRE:

ARCHIVO DE ENTRADA

13.8_kV_CIRCUITO_SIMPLE_BERL/PINO_2/0_ACSR_6/1_QUAIL_SPARROW_2_6/1
4 3 0
100 60
UNICO
UN
-A
1 0 0.590 0.6589 0 0.590 0.0 0.0 29.0 0.0 0.0 0.0
UN
-C
2 0 0.590 0.6589 0 0.590 5.25 0.0 29.0 0.0 0.0 0.0
UN
-B
3 0 0.590 0.6589 0 0.590 2.63 0.0 30.0 0.0 0.0 0.0
NEUTRAL
-
4 0 0.316 1.4541 0 0.652 2.63 0.0 22.0 0.0 0.0 0.0
999

ARCHIVO DE SALIDA

CÁLCULO DE LAS COMPONENTES SIMÉTRICAS

DATOS PRIMARIOS:

Nombre del circuito: 13.8_kV_CIRCUITO_SIMPLE_BERL/PINO_2/0_ACSR_6/1_QUAIL_SPARROW_2_6/1
No. conductores: 4
No. conductores equivalentes: 3.
No. tarjetas de configuración: 0.
Resistividad de tierra: 100.000000 ohmios por metro cúbico.
Frecuencia de la red: 60.00 Hertz.

4 ÚNICO

DATOS POR CIRCUITO

UN -A 1 0 0.590000 0.658900 0.000000 0.590000 0.000000 0.000000 29.000000 0.000000 0.000000 0.000000
UN -C 2 0 0.590000 0.658900 0.000000 0.590000 5.250000 0.000000 29.000000 0.000000 0.000000 0.000000
UN -B 3 0 0.590000 0.658900 0.000000 0.590000 2.630000 0.000000 30.000000 0.000000 0.000000 0.000000
NEUTRAL -4 0 0.316000 1.454100 0.000000 0.652000 2.630000 0.000000 22.000000 0.000000 0.000000 0.000000

CARACTERÍSTICAS DEL CONDUCTOR

Nombre	Nc	Nb	Diámetro	Ri	Xa	Coor.Horiz	Alt.media
NEUTRAL - 1			0.590000	0.658900	0.140313	0.000000	29.000000
NEUTRAL - 2			0.590000	0.658900	0.140313	5.250000	29.000000
NEUTRAL - 3			0.590000	0.658900	0.140313	2.630000	30.000000
NEUTRAL - 4			0.316000	1.454100	0.126544	2.630000	22.000000

RESULTADOS INTERMEDIOS

de-a	Coef.Potencial	C-1	C-C	Teta/G.	R	X
1 1	86782676.243529	58.000000	0.000000	0.000000	0.676786	0.411775
1 2	26889161.484116	58.237123	5.250000	4.927110	0.017886	0.146558
1 3	34015537.958377	59.058589	2.813699	1.941486	0.017880	0.161089
1 4	21468690.078837	51.067768	7.477760	2.245743	0.017933	0.138272
2 1	26889161.484116	58.237123	5.250000	4.927110	0.017886	0.146558
2 2	86782676.243529	58.000000	0.000000	0.000000	0.676786	0.411775
2 3	34052629.327006	59.058144	2.804354	1.941486	0.017880	0.161167
2 4	21473826.017356	51.067254	7.474249	2.245743	0.017933	0.138283
3 1	34015537.958377	59.058589	2.813699	1.941486	0.017880	0.161089
3 2	34052629.327006	59.058144	2.804354	1.941486	0.017880	0.161167
3 3	87161509.397798	60.000000	0.000000	0.000000	0.676773	0.411789
3 4	20916468.061040	52.000000	8.000000	0.000000	0.017927	0.136707
4 1	21468690.078837	51.067768	7.477760	2.245743	0.017933	0.138272
4 2	21473826.017356	51.067254	7.474249	2.245743	0.017933	0.138283
4 3	20916468.061040	52.000000	8.000000	0.000000	0.017927	0.136707
4 4	90672822.520182	44.000000	0.000000	0.000000	1.472081	0.412445

MATRICES DE AUTOIMPEDANCIA EN SERIE

COMPONENTES ABC

	fase A	fase B	fase C
fase A	0.6878 +j 0.4053	0.0289 +j 0.1401	0.0287 +j 0.1547
fase B	0.0289 +j 0.1401	0.6878 +j 0.4053	0.0287 +j 0.1548
fase C	0.0287 +j 0.1547	0.0287 +j 0.1548	0.6875 +j 0.4055

COMPONENTES SIMÉTRICAS

	CERO	POSITIVAS	NEGATIVAS
CERO	: 0.7452 +j 0.7051	-0.0042 +j -0.0026	0.0043 +j -0.0024
POSITIVA	: 0.0043 +j -0.0024	0.6589 +j 0.2555	0.0084 +j 0.0049
NEGATIVA	: -0.0042 +j -0.0026	-0.0084 +j 0.0049	0.6589 +j 0.2555

COMPONENTES DE CLARK

	CERO	ALFA	BETA
CERO	: 0.7452 +j 0.7051	0.0001 +j -0.0025	0.0001 +j -0.0042
ALFA	: 0.0001 +j -0.0050	0.6589 +j 0.2604	0.0000 +j -0.0084
BETA	: 0.0002 +j -0.0085	0.0000 +j -0.0084	0.6589 +j 0.2506

MATRICES DE AUTOADMITANCIA EN PARALELO

COMPONENTES ABC

	fase A	fase B	fase C
fase A	0.0000 +j 5.4182	0.0000 +j -0.8751	0.0000 +j -1.6033
fase B	0.0000 +j -0.8751	0.0000 +j 5.4203	0.0000 +j -1.6068
fase C	0.0000 +j -1.6033	0.0000 +j -1.6068	0.0000 +j 5.7124

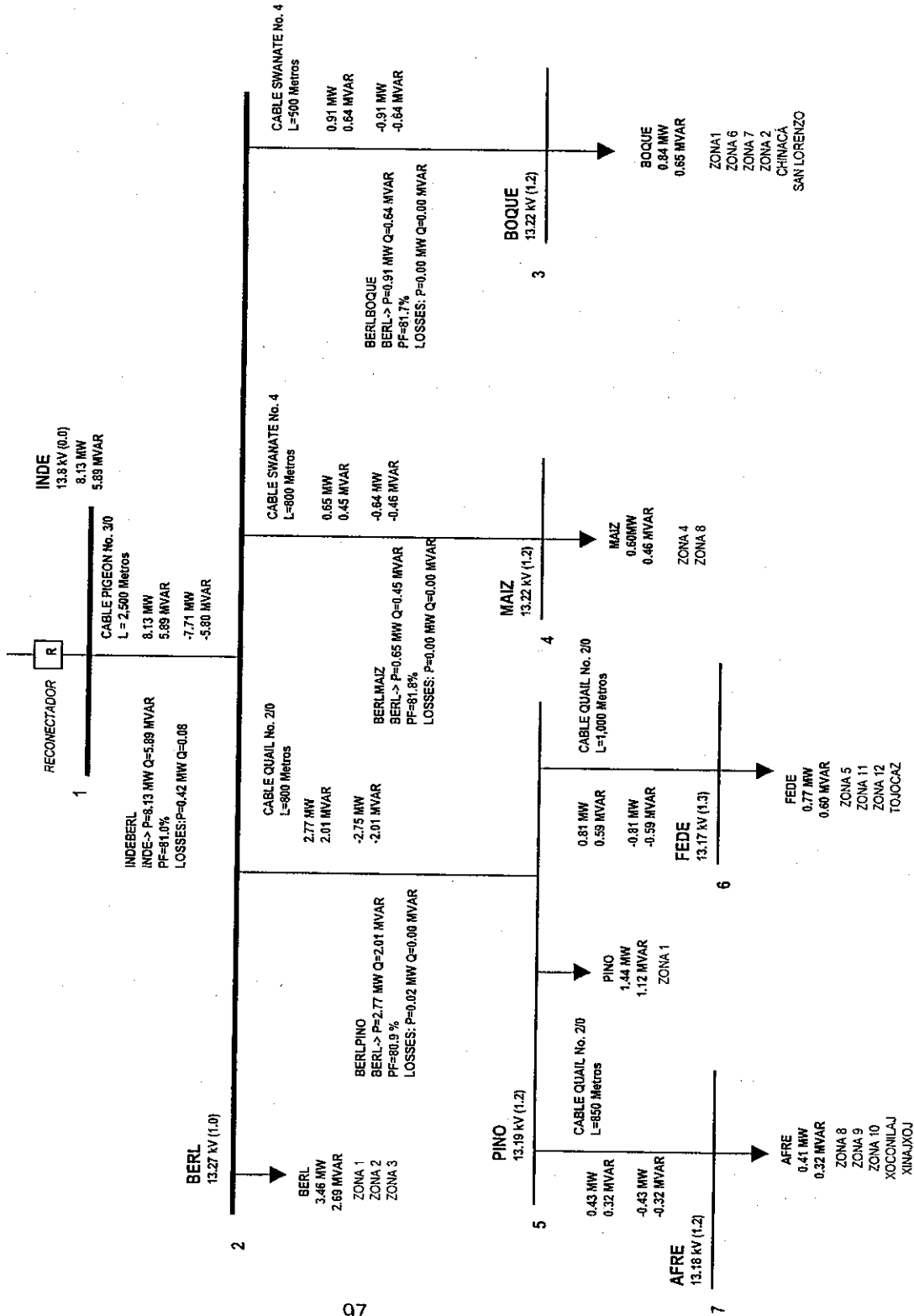
COMPONENTES SIMÉTRICAS

	CERO	POSITIVAS	NEGATIVAS
CERO	: 0.0000 +j 2.7936	0.1259 +j 0.0731	-0.1259 +j 0.0731
POSITIVA	: -0.1259 +j 0.0731	-0.0000 +j 6.8787	-0.5048 +j -0.2944
NEGATIVA	: 0.1259 +j 0.0731	0.5048 +j -0.2944	0.0000 +j 6.8787

COMPONENTES DE CLARK

	CERO	ALFA	BETA
CERO	: 0.0000 +j 2.7936	0.0000 +j 0.0731	0.0000 +j 0.1259
ALFA	: 0.0000 +j 0.1463	0.0000 +j 6.5843	0.0000 +j 0.5048
BETA	: 0.0000 +j 0.2518	0.0000 +j 0.5048	0.0000 +j 7.1732

7. Resumen del resultado del flujo de carga (actual)



LOAD FLOW STUDY PARAMETERS

Network : Red de Distribución de Huehuetenango
 Time : Dic 01,1998 08:30:44
 Method : Fast Decoupled
 Constraints : Applied
 Flat start : Yes
 Tcul txfo used as fixed tap : No
 Base power : [MVA] 100.00
 Tolerance : [MVA] 0.100

CYMPSAF REPORT Red Distribución de Huehuetenango

Complete summary report

```

-----
Total generation           [MW]      [MVAR]
    Static loads           3.065      2.400
    Motor loads            3.088      2.397
    Losses                  0.000      0.000
    Mismatches              0.067      0.008

Mismatches                 -0.090     -0.005
    
```

LOAD FLOW STUDY PARAMETERS

Network : Red de Distribución de Huehuetenango
 Time : Dic 01,1998 08:29:51
 Method : Fast Decoupled
 Constraints : Applied
 Flat start : Yes
 Tcul txfo used as fixed tap : No
 Base power : [MVA] 100.00
 Tolerance : [MVA] 0.100

CYMPSAF REPORT Red Distribución de Huehuetenango

Complete summary report

	[MW]	[MVAR]
Total generation	4.025	3.018
Static loads	3.870	3.004
Motor loads	0.000	0.000
Losses	0.113	0.017
Mismatches	0.042	-0.003

LOAD FLOW STUDY PARAMETERS

Network :	Red de Distribución de Huehuetenango
Time :	Dic 01,1998 08:28:02
Method :	Fast Decoupled
Constraints :	Applied
Flat start :	Yes
Tcul txfo used as fixed tap :	No
Base power : [MVA]	100.00
Tolerance : [MVA]	0.100

CYMPSAF REPORT Red Distribución de Huehuetenango

Complete summary report

	[MW]	[MVAR]
Total generation	8.127	5.885
Static loads	7.530	5.844
Motor loads	0.000	0.000
Losses	0.450	0.084
Mismatches	0.147	-0.043

8. Transformadores sobredimensionados

No.	UBICACIÓN	ZONA O ALDEA ¹	KVA INSTALADOS	PROPIEDAD ²	FASES ³	USO ⁴
1	MINUGUA	1	25	P	Mon.	D
2	RADIO CRISTAL	3	15	P	Trif.	T
3	BOMBA LA SALLE	5	30	M	Trif.	T
4	FABRICA DE BLOCK	5	45	P	Trif.	T
5	HOTEL DEL PRADO	5	75	P	Mon.	C
6	HOTEL LOS CUCHUMATANES	7	75	P	Mon.	C
7	FABRICA SHUEIKER	8	30	P	Trif.	T
8	ASERRADERO OVALLE	10	30	P	Trif.	T
9	BODEGA, COCA COLA	11	30	P	Trif.	T
10	BOMBA CAMBOTE	11	30	M	Trif.	T
11	GASOLINERA LC	11	15	P	Mon.	C
12	SERVITECA EL EPIDAURO	11	45	P	Trif.	T
13	BOMBA LOS REGADILLOS	CHIA.	150	M	Trif.	T
14	BOMBA TOJOCÁZ	TOJO.	30	P	Trif.	T

¹ Chia = Chiantla; Tojo = Tojocaz; ² P = Privado; M = Municipal; ³ Mon = Monofásico; Trif = Trifásico

⁴ C = Comercial; D = Diverso; T = Trifásico

9. Resumen del resultado de los parámetros de líneas (propuesta)

LÍNEA INDE - BERL:

ARCHIVO DE ENTRADA

13.8_kV_CIRCUITO_SIMPLE_INDE/BERL_4/0_ACSR_6/1_PENGUIN_SPARROW_2_6/1
4 3 0
100 60
UNICO
UN
-A
1 0 0.563 0.3999 0 0.553 0.0 0.0 29.0 0.0 0.0 0.0
UN
-C
2 0 0.563 0.3999 0 0.553 5.25 0.0 29.0 0.0 0.0 0.0
UN
-B
3 0 0.563 0.3999 0 0.553 2.63 0.0 30.0 0.0 0.0 0.0
NEUTRAL
-
4 0 0.316 1.4541 0 0.652 2.63 0.0 22.0 0.0 0.0 0.0
999

ARCHIVO DE SALIDA

CÁLCULO DE LAS COMPONENTES SIMÉTRICAS

DATOS PRIMARIOS:

Nombre del circuito: 13.8_kV_CIRCUITO_SIMPLE_INDE/BERL_4/0_ACSR_6/1_PENGUIN_SPARROW_2_6/1
No. conductores: 4
No. conductores equivalentes: 3
No. tarjetas de configuración: 0
Resistividad de tierra: 100.000000 ohmios por metro cubico
Frecuencia de la red: 60.00 Hertz

4 ÚNICO

DATOS POR CIRCUITO

UN -A 1 0 0.563000 0.399900 0.000000 0.553000 0.000000 0.000000 29.000000 0.000000 0.000000 0.000000
UN -C 2 0 0.563000 0.399900 0.000000 0.553000 5.250000 0.000000 29.000000 0.000000 0.000000 0.000000
UN -B 3 0 0.563000 0.399900 0.000000 0.553000 2.630000 0.000000 30.000000 0.000000 0.000000 0.000000
NEUTRAL - 4 0 0.316000 1.454100 0.000000 0.652000 2.630000 0.000000 22.000000 0.000000 0.000000 0.000000

CARACTERÍSTICAS DEL CONDUCTOR

Nombre	Nc	Nb	Diámetro	Ri	Xa	Coor.Horiz	Alt.media
NEUTRAL - 1	0.563000	0.399900	0.097628	0.000000	0.000000	29.000000	29.000000
NEUTRAL - 2	0.563000	0.399900	0.097628	5.250000	4.927110	29.000000	29.000000
NEUTRAL - 3	0.563000	0.399900	0.097628	2.630000	2.630000	30.000000	30.000000
NEUTRAL - 4	0.316000	1.454100	0.126544	2.630000	2.630000	22.000000	22.000000

RESULTADOS INTERMEDIOS

de-a	Coef.Potencial	C-1	C-C	Teta/G.	R	X
1 1	87306121.733254	58.000000	0.000000	0.000000	0.399900	0.097628
1 2	26889161.484116	58.237123	5.250000	4.927110	0.000000	0.000000
1 3	34015537.958377	59.058589	2.813699	1.941486	0.000000	0.000000
1 4	21468690.078837	51.067768	7.477760	2.245743	0.000000	0.000000
2 1	26889161.484116	58.237123	5.250000	4.927110	0.000000	0.000000
2 2	87306121.733254	58.000000	0.000000	0.000000	0.399900	0.097628
2 3	34052629.327006	59.058144	2.804354	1.941486	0.000000	0.000000
2 4	21473826.017356	51.067254	7.474249	2.245743	0.000000	0.000000
3 1	34015537.958377	59.058589	2.813699	1.941486	0.000000	0.000000
3 2	34052629.327006	59.058144	2.804354	1.941486	0.000000	0.000000
3 3	87684954.887524	60.000000	0.000000	0.000000	0.399900	0.097628
3 4	20916468.061040	52.000000	8.000000	0.000000	0.000000	0.000000
4 1	21468690.078837	51.067768	7.477760	2.245743	0.000000	0.000000
4 2	21473826.017356	51.067254	7.474249	2.245743	0.000000	0.000000
4 3	20916468.061040	52.000000	8.000000	0.000000	0.000000	0.000000
4 4	90672822.520182	44.000000	0.000000	0.000000	1.454100	0.126544

MATRICES DE AUTOIMPEDANCIA EN SERIE

COMPONENTES ABC

	fase A	fase B	fase C
fase A	0.3999 +j 0.0976	0.0000 +j 0.0000	0.0000 +j 0.0000
fase B	0.0000 +j 0.0000	0.3999 +j 0.0976	0.0000 +j 0.0000
fase C	0.0000 +j 0.0000	0.0000 +j 0.0000	0.3999 +j 0.0976

COMPONENTES SIMÉTRICAS

	CERO	POSITIVAS	NEGATIVAS
CERO	0.3999 +j 0.0976	-0.0000 +j -0.0000	0.0000 +j -0.0000
POSITIVA	0.0000 +j 0.0000	0.3999 +j 0.0976	-0.0000 +j -0.0000
NEGATIVA	0.0000 +j 0.0000	-0.0000 +j -0.0000	0.3999 +j 0.0976

COMPONENTES DE CLARK

	CERO	ALFA	BETA
CERO	0.3999 +j 0.0976	0.0000 +j 0.0000	0.0000 +j 0.0000
ALFA	0.0000 +j 0.0000	0.3999 +j 0.0976	-0.0000 +j -0.0000
BETA	0.0000 +j 0.0000	0.0000 +j 0.0000	0.3999 +j 0.0976

MATRICES DE AUTOADMITANCIA EN PARALELO

COMPONENTES ABC

	fase A	fase B	fase C
fase A	0.0000 +j 5.3732	0.0000 +j -0.8655	0.0000 +j -1.5807
fase B	0.0000 +j -0.8655	0.0000 +j 5.3753	0.0000 +j -1.5841
fase C	0.0000 +j -1.5807	0.0000 +j -1.5841	0.0000 +j 5.6605

COMPONENTES SIMÉTRICAS

	CERO	POSITIVAS	NEGATIVAS
CERO	: 0.0000 +j 2.7828	0.1241 +j 0.0721	-0.1241 +j 0.0721
POSITIVA	: -0.1241 +j 0.0721	0.0000 +j 6.8131	-0.4952 +j -0.2889
NEGATIVA	: 0.1241 +j 0.0721	0.4952 +j -0.2889	-0.0000 +j 6.8131

COMPONENTES DE CLARK

	CERO	ALFA	BETA
CERO	: 0.0000 +j 2.7828	0.0000 +j 0.0721	0.0000 +j 0.1241
ALFA	: 0.0000 +j 0.1442	0.0000 +j 6.5243	0.0000 +j 0.4952
BETA	: 0.0000 +j 0.2482	0.0000 +j 0.4952	0.0000 +j 7.1020

LÍNEAS BERL - BOQUE; BERL - MAIZ; BERL - PINO; PINO - FEDE; PINO - AFRE (PROPUESTAS):

ARCHIVO DE ENTRADA

```

13.8_kv_CIRCUITO_SIMPLE_3/0_ACSR_6/1_PIGEON_SPARROW_2_6/1
4 3 0
100 60
UNICO
UN
-A
1 0 0.502 0.5079 0 0.572 0.0 0.0 29.0 0.0 0.0 0.0
UN
-C
2 0 0.502 0.5079 0 0.572 5.25 0.0 29.0 0.0 0.0 0.0
UN
-B
3 0 0.502 0.5079 0 0.572 2.63 0.0 30.0 0.0 0.0 0.0
NEUTRAL
-
4 0 0.316 1.4541 0 0.652 2.63 0.0 22.0 0.0 0.0 0.0
999
    
```

ARCHIVO DE SALIDA

CÁLCULO DE LAS COMPONENTES SIMÉTRICAS

DATOS PRIMARIOS:

Nombre del circuito: 13.8_kV_CIRCUITO_SIMPLE_3/0_ACSR_6/1_PIGEON_SPARROW_2_6/1
No. conductores: 4
No. conductores equivalentes: 3
No. tarjetas de configuración: 0
Resistividad de tierra: 100.000000 ohmios por metro cubico
Frecuencia de la red: 60.00 Hertz

4 ÚNICO

DATOS POR CIRCUITO

UN -A 1 0 0.502000 0.507900 0.000000 0.572000 0.000000 0.000000 29.000000 0.000000 0.000000 0.000000
UN -C 2 0 0.502000 0.507900 0.000000 0.572000 5.250000 0.000000 29.000000 0.000000 0.000000 0.000000
UN -B 3 0 0.502000 0.507900 0.000000 0.572000 2.630000 0.000000 30.000000 0.000000 0.000000 0.000000
NEUTRAL - 4 0 0.316000 1.454100 0.000000 0.652000 2.630000 0.000000 22.000000 0.000000 0.000000 0.000000

CARACTERÍSTICAS DEL CONDUCTOR

Nombre	Nc	Nb	Diametro	Ri	Xa	Coor.Horiz	Alt.media
NEUTRAL - 1	0.502000	0.507900	0.102712	0.000000	29.000000		
NEUTRAL - 2	0.502000	0.507900	0.102712	5.250000	29.000000		
NEUTRAL - 3	0.502000	0.507900	0.102712	2.630000	30.000000		
NEUTRAL - 4	0.316000	1.454100	0.126544	2.630000	22.000000		

RESULTADOS INTERMEDIOS

de-a	Coef.Potencial	C-1	C-C	Teta/G.	R	X
1 1	88587609.833992	58.000000	0.000000	0.000000	0.507900	0.102712
1 2	26889161.484116	58.237123	5.250000	4.927110	0.000000	0.000000
1 3	34015537.958377	59.058589	2.813699	1.941486	0.000000	0.000000
1 4	21468690.078837	51.067768	7.477760	2.245743	0.000000	0.000000
2 1	26889161.484116	58.237123	5.250000	4.927110	0.000000	0.000000
2 2	88587609.833992	58.000000	0.000000	0.000000	0.507900	0.102712
2 3	34052629.327006	59.058144	2.804354	1.941486	0.000000	0.000000
2 4	21473826.017356	51.067254	7.474249	2.245743	0.000000	0.000000
3 1	34015537.958377	59.058589	2.813699	1.941486	0.000000	0.000000
3 2	34052629.327006	59.058144	2.804354	1.941486	0.000000	0.000000
3 3	88966442.988261	60.000000	0.000000	0.000000	0.507900	0.102712
3 4	20916468.061040	52.000000	8.000000	0.000000	0.000000	0.000000
4 1	21468690.078837	51.067768	7.477760	2.245743	0.000000	0.000000
4 2	21473826.017356	51.067254	7.474249	2.245743	0.000000	0.000000
4 3	20916468.061040	52.000000	8.000000	0.000000	0.000000	0.000000
4 4	90672822.520182	44.000000	0.000000	0.000000	1.454100	0.126544

MATRICES DE AUTOIMPEDANCIA EN SERIE

COMPONENTES ABC

	fase A	fase B	fase C
fase A	0.5079 +j 0.1027	0.0000 +j 0.0000	0.0000 +j 0.0000
fase B	0.0000 +j 0.0000	0.5079 +j 0.1027	0.0000 +j 0.0000
fase C	0.0000 +j 0.0000	0.0000 +j 0.0000	0.5079 +j 0.1027

COMPONENTES SIMÉTRICAS

	CERO	POSITIVAS	NEGATIVAS
CERO	0.5079 +j 0.1027	-0.0000 +j -0.0000	-0.0000 +j 0.0000
POSITIVA	0.0000 +j 0.0000	0.5079 +j 0.1027	-0.0000 +j -0.0000
NEGATIVA	0.0000 +j 0.0000	-0.0000 +j -0.0000	0.5079 +j 0.1027

COMPONENTES DE CLARK

	CERO	ALFA	BETA
CERO	0.5079 +j 0.1027	0.0000 +j 0.0000	-0.0000 +j -0.0000
ALFA	0.0000 +j 0.0000	0.5079 +j 0.1027	0.0000 +j 0.0000
BETA	0.0000 +j 0.0000	0.0000 +j 0.0000	0.5079 +j 0.1027

MATRICES DE AUTOADMITANCIA EN PARALELO

COMPONENTES ABC

	fase A	fase B	fase C
fase A	0.0000 +j 5.2664	0.0000 +j -0.8429	0.0000 +j -1.5276
fase B	0.0000 +j -0.8429	0.0000 +j 5.2683	0.0000 +j -1.5308
fase C	0.0000 +j -1.5276	0.0000 +j -1.5308	0.0000 +j 5.5375

COMPONENTES SIMÉTRICAS

	CERO	POSITIVAS	NEGATIVAS
CERO	0.0000 +j 2.7566	0.1199 +j 0.0697	-0.1199 +j 0.0697
POSITIVA	-0.1199 +j 0.0697	-0.0000 +j 6.6578	-0.4730 +j -0.2759
NEGATIVA	0.1199 +j 0.0697	0.4730 +j -0.2759	0.0000 +j 6.6578

COMPONENTES DE CLARK

	CERO	ALFA	BETA
CERO	0.0000 +j 2.7566	0.0000 +j 0.0697	0.0000 +j 0.1199
ALFA	0.0000 +j 0.1394	0.0000 +j 6.3819	0.0000 +j 0.4730
BETA	0.0000 +j 0.2399	0.0000 +j 0.4730	0.0000 +j 6.9337

10. Resumen del resultado del flujo de carga (propuesta)

LOAD FLOW STUDY PARAMETERS

Network : Red de Distribución de Huehuetenango
Time : Dic 01,1998 08:32:44
Method : Fast Decoupled
Constraints : Applied
Flat start : Yes
Tcul txfo used as fixed tap : No
Base power : [MVA] 100.00
Tolerance : [MVA] 0.100

CYMPSAF REPORT Red Distribución de Huehuetenango

Complete summary report

Total generation [MW] [MVAR] 3.076 2.398
Static loads 3.088 2.397
Motor loads 0.000 0.000
Losses 0.034 0.004
Mismatches -0.091 -0.006

LOAD FLOW STUDY PARAMETERS

Network : Red de Distribución de Huehuetenango
Time : Dic 01,1998 08:34:51
Method : Fast Decoupled
Constraints : Applied
Flat start : Yes
Tcul txfo used as fixed tap : No
Base power : [MVA] 100.00
Tolerance : [MVA] 0.100

CYMPSAF REPORT Red Distribución de Huehuetenango

Complete summary report

	[MW]	[MVAR]
Total generation	3.951	3.011
Static loads	3.870	3.004
Motor loads	0.000	0.000
Losses	0.059	0.009
Mismatches	0.043	-0.007

LOAD FLOW STUDY PARAMETERS

Network : Red de Distribución de Huehuetenango
Time : Dic 01,1998 08:36:02
Method : Fast Decoupled
Constraints : Applied
Flat start : Yes
Tcul txfo used as fixed tap : No
Base power : [MVA] 100.00
Tolerance : [MVA] 0.100

CYMPSAF REPORT Red Distribución de Huehuetenango

Complete summary report

	[MW]	[MVAR]
Total generation	7.842	5.865
Static loads	7.530	5.844
Motor loads	0.000	0.000
Losses	0.230	0.044
Mismatches	0.156	-0.046

11/11/2011 11:11:11 AM