



Universidad de San Carlos de Guatemala
Facultad de Ingeniería
Escuela de Ingeniería Mecánica Eléctrica

**EVALUACIÓN DE LA IMPLEMENTACIÓN DE LIMITADORES DE CORRIENTE EN LA RED
SECUNDARIA DE BAJA TENSIÓN DE UNA EMPRESA DISTRIBUIDORA DE ENERGÍA
ELÉCTRICA EN GUATEMALA PARA LA REDUCCIÓN DE PÉRDIDAS DE ENERGÍA**

Mario Fernando Cedillo De Paz

Asesorado por el Ing. Edgar Florencio Montúfar Urizar

Guatemala, abril de 2013

UNIVERSIDAD DE SAN CARLOS DE GUATEMALA



FACULTAD DE INGENIERÍA

EVALUACIÓN DE LA IMPLEMENTACIÓN DE LIMITADORES DE CORRIENTE EN LA RED SECUNDARIA DE BAJA TENSIÓN DE UNA EMPRESA DISTRIBUIDORA DE ENERGÍA ELÉCTRICA EN GUATEMALA PARA LA REDUCCIÓN DE PÉRDIDAS DE ENERGÍA

TRABAJO DE GRADUACIÓN

PRESENTADO A LA JUNTA DIRECTIVA DE LA
FACULTAD DE INGENIERÍA

POR

MARIO FERNANDO CEDILLO DE PAZ

ASESORADO POR EL ING. EDGAR FLORENCIO MONTÚFAR URÍZAR

AL CONFERÍRSELE EL TÍTULO DE

INGENIERO MECÁNICO ELECTRICISTA

GUATEMALA, ABRIL DE 2013

UNIVERSIDAD DE SAN CARLOS DE GUATEMALA
FACULTAD DE INGENIERÍA



NÓMINA DE LA JUNTA DIRECTIVA

DECANO	Ing. Murphy Olympo Paiz Recinos
VOCAL I	Ing. Alfredo Enrique Beber Aceituno
VOCAL II	Ing. Pedro Antonio Aguilar Polanco
VOCAL III	Inga. Elvia Miriam Ruballos Samayoa
VOCAL IV	Br. Walter Rafael Véliz Muñoz
VOCAL V	Br. Sergio Alejandro Donis Soto
SECRETARIO	Ing. Hugo Humberto Rivera Pérez

TRIBUNAL QUE PRACTICÓ EL EXAMEN GENERAL PRIVADO

DECANO	Ing. Murphy Olympo Paiz Recinos
EXAMINADOR	Ing. Carlos Fernando Rodas
EXAMINADOR	Ing. Esdras Feliciano Miranda Orozco
EXAMINADOR	Ing. Armando Gálvez Castillo
SECRETARIO	Ing. Hugo Humberto Rivera Pérez

HONORABLE TRIBUNAL EXAMINADOR

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

EVALUACIÓN DE LA IMPLEMENTACIÓN DE LIMITADORES DE CORRIENTE EN LA RED SECUNDARIA DE BAJA TENSIÓN DE UNA EMPRESA DISTRIBUIDORA DE ENERGÍA ELÉCTRICA EN GUATEMALA PARA LA REDUCCIÓN DE PÉRDIDAS DE ENERGÍA

Tema que me fuera asignado por la Dirección de la Escuela de Ingeniería Mecánica Eléctrica, con fecha agosto de 2000.


Mario Fernando Cedillo De Paz

Guatemala 27 de Junio 2011.

Ing. Jorge Pérez
Coordinador Área de Potencia
Escuela de Ingeniería Mecánica Eléctrica
Facultad de Ingeniería
Universidad de San Carlos de Guatemala
Su despacho

Respetable Ing. Pérez

Al saludarle, me dirijo a usted para informarle que ha sido concluido satisfactoriamente el trabajo de graduación **EVALUACIÓN DE LA IMPLEMENTACIÓN DE LIMITADORES DE CORRIENTE EN LA RED SECUNDARIA DE BAJA TENSIÓN DE UNA EMPRESA DISTRIBUIDORA DE ENERGÍA ELÉCTRICA EN GUATEMALA PARA LA REDUCCIÓN DE PÉRDIDAS DE ENERGÍA**, elaborado por el estudiante Mario Fernando Cedillo De Paz, tema para el cual fui asignado como asesor.

Considero que se han cumplido las metas propuestas al inicio del trabajo, por lo que recomiendo se apruebe en el entendido que el autor y el suscrito son responsables de lo tratado y de las conclusiones del mismo.

Atentamente;


Ing. Edgar Florencio Montúfar Urizar
Colegiado No. 1907
ASESOR





FACULTAD DE INGENIERIA

Ref. EIME 20. 2012
Guatemala, 03 de MAYO 2012.

Señor Director
Ing. Guillermo Antonio Puente Romero
Escuela de Ingeniería Mecánica Eléctrica
Facultad de Ingeniería, USAC.

Señor Director:

Me permito dar aprobación al trabajo de Graduación titulado:
**EVALUACIÓN DE LA IMPLEMENTACIÓN DE LIMITADORES
DE CORRIENTE EN LA RED SECUNDARIA DE BAJA TENSIÓN
DE UNA EMPRESA DISTRIBUIDORA DE ENERGÍA ELÉCTRICA
EN GUATEMALA PARA LA REDUCCIÓN DE PÉRDIDAS DE
ENERGÍA,** del estudiante Mario Fernando Cedillo De Paz, que
cumple con los requisitos establecidos para tal fin.

Sin otro particular, aprovecho la oportunidad para saludarle.

Atentamente,
D D Y ENSEÑAD A TODOS


Ing. José Luis Pérez Rivera
Coordinador de Potencia

JLPR/sro





FACULTAD DE INGENIERIA

REF. EIME 26. 2012.

El Director de la Escuela de Ingeniería Mecánica Eléctrica, después de conocer el dictamen del Asesor, con el Visto Bueno del Coordinador de Área, al trabajo de Graduación del estudiante; Mario Fernando Cedillo De Paz titulado: **EVALUACIÓN DE LA IMPLEMENTACIÓN DE LIMITADORES DE CORRIENTE EN LA RED SECUNDARIA DE BAJA TENSIÓN DE UNA EMPRESA DISTRIBUIDORA DE ENERGÍA ELÉCTRICA EN GUATEMALA PARA LA REDUCCIÓN DE PÉRDIDAS DE ENERGÍA**, procede a la autorización del mismo.


Ing. Guillermo Antonio Puente Romero



GUATEMALA, 18 DE MAYO 2012.

Universidad de San Carlos
de Guatemala



Facultad de Ingeniería
Decanato

DTG. 295.2013

El Decano de la Facultad de Ingeniería de la Universidad de San Carlos de Guatemala, luego de conocer la aprobación por parte del Director de la Escuela de Ingeniería Mecánica Eléctrica, al Trabajo de Graduación titulado: **EVALUACIÓN DE LA IMPLEMENTACIÓN DE LIMITADORES DE CORRIENTE EN LA RED SECUNDARIA DE BAJA TENSIÓN DE UNA EMPRESA DISTRIBUIDORA DE ENERGÍA ELÉCTRICA EN GUATEMALA PARA LA REDUCCIÓN DE PÉRDIDAS DE ENERGÍA**, presentado por el estudiante universitario: **Mario Fernando Cedillo De Paz**, autoriza la impresión del mismo.

IMPRÍMASE:

Ing. Murphy Olympo Paiz Recinos
Decano

Guatemala, 23 de abril de 2013

/gdech



ACTO QUE DEDICO A:

- Dios** Por haberme dado una vida llena de retos e interminables experiencias.
- Mis padres** Mario Rodolfo Cedillo y María Elena De Paz, por todos sus esfuerzos y su paciencia para ayudarme a salir adelante.
- Mi esposa** Sheyri Jiménez, por ser mi amor, mi compañera, mi apoyo y fortaleza.
- Mis hijos** Sebastián y Andrea Cedillo, por ser la alegría y la razón de mi vida.
- Mis amigos** Oscar Dubón, Eddy Roldán, Rodrigo y Eduardo Almeda, Erick Guzmán, Herbert Peralta, Ludwing Marroquín, Miguel Osorio, Ludwin Quiroa, Luis Mazariegos y todos aquellos que me apoyaron, por haber cambiado mi forma de pensar y haberme ayudado a realizar esta meta.
- Mis catedráticos** Luis y Francisco González, Edgar Montufar, Carlos Rodas, Ángel Polanco, Edgar Carrera y todos los que tuvieron la paciencia para formarme como persona y como profesional.

AGRADECIMIENTOS A:

**Departamento de
Construcción de Líneas
de EEGSA**

Por haberme dado la motivación y los conocimientos para prepararme como profesional.

**Empresa distribuidora
de energía**

Que me permitió conocer mis fortalezas y debilidades, mis aptitudes y cualidades, respaldadas por el mejor equipo de trabajo.

**Los coordinadores y
directivos de las
comunidades**

Quienes participaron en el proceso de regularización, pues sin ellos no hubiera podido entender la importancia que tiene el servicio de energía eléctrica en el desarrollo de mi país.

ÍNDICE GENERAL

ÍNDICE DE ILUSTRACIONES	V
LISTA DE SÍMBOLOS.....	IX
GLOSARIO	XI
RESUMEN	XVII
OBJETIVOS/ HIPÓTESIS	XIX
INTRODUCCIÓN	XXI
1. DESCRIPCIÓN DE LA RED MONOFÁSICA DE BAJA TENSIÓN DE UNA EMPRESA DISTRIBUIDORA DE ENERGÍA ELÉCTRICA	1
1.1. Transformadores de distribución.....	1
1.1.1. Transformadores tipo convencional de poste	2
1.1.2. Transformadores autoprotegidos	4
1.2. Red de distribución de baja tensión	9
1.2.1. Red aérea de distribución en baja tensión	10
1.2.2. Red subterránea de distribución en baja tensión....	11
1.2.3. Redes radiales	13
1.2.4. Redes en anillo	14
1.2.5. Redes malladas	15
1.3. Acometida para el servicio eléctrico.....	17
1.3.1. Suministro e instalación del cable de acometida	19
1.3.2. Medios de desconexión y protección contra sobrecorriente	19
1.4. Estructura de la red actual de baja tensión	21
1.5. Ejemplo de cálculo de fallas en la red actual de baja tensión .	23
1.6. Demanda máxima por usuario según tipo.....	27

2.	CALIDAD DE LA ENERGÍA.....	29
2.1.	Breve historia de la calidad de la energía en Guatemala.....	29
2.2.	Normas técnicas del servicio de distribución	32
2.2.1.	Calidad del producto suministrado por el distribuidor	32
2.2.2.	Incidencia del usuario en la calidad del producto...	32
2.2.3.	Calidad del servicio técnico	33
2.2.4.	Calidad del servicio comercial	33
2.3.	Principios de protección	33
2.3.1.	Protección contra sobrecorrientes	34
2.3.2.	Interruptores automáticos termomagnéticos	35
2.3.3.	Interruptores automáticos limitadores de corriente	36
2.3.4.	Curvas características tiempo-corriente.....	38
2.3.5.	Fusibles tipo Diazed	39
2.3.6.	Fusibles tipo Neozed o NH	40
2.3.7.	Protección contra sobre voltajes.....	41
3.	EVALUACIÓN DEL IMPACTO DE LA IMPLEMENTACIÓN DE LIMITADORES DE CORRIENTE.....	43
3.1.	Factores que motivan el uso de limitadores de corriente en la red de baja tensión	43
3.2.	Análisis y tratamiento de las pérdidas no técnicas de energía eléctrica.....	47
3.3.	Clasificación de las pérdidas no técnicas	47
3.3.1.	Pérdidas por fraude	48
3.3.2.	Pérdidas por hurto o robo	48
3.3.3.	Pérdidas por deficiencias administrativas	49
3.4.	Análisis y tratamiento de fallas en la red de distribución.....	50

3.4.1.	Informe anual de fallas	51
3.5.	Evaluación del costo del servicio de distribución de energía implementando limitadores de corriente	56
3.5.1.	Costos de la energía en asentamientos	56
3.5.2.	Costos de inversión inicial.....	58
3.5.3.	Reducción de pérdidas de energía no técnicas	59
3.5.4.	Costo de reparaciones de emergencia.....	59
3.5.5.	Costo de la energía no vendida.....	60
4.	DISEÑO ADECUADO DE UN PROGRAMA DE REDUCCIÓN DE PÉRDIDAS IMPLEMENTANDO EL SISTEMA DE DISTRIBUCIÓN CON LIMITADORES DE CORRIENTE	69
4.1.	Implementación de un programa para la disminución y control de pérdidas no técnicas	69
4.1.1.	Cuantificación y calificación de las pérdidas no técnicas.....	69
4.1.2.	Censo de áreas marginales	69
4.1.3.	Inspecciones del servicio eléctrico	70
4.2.	Criterios para la elaboración de planes de reducción y control de pérdidas no técnicas	70
4.2.1.	Normalización de zonas marginales con conexiones ilegales.....	70
4.2.2.	Inscripción de clientes.....	71
4.3.	Descripción de los elementos que conformaran la red de bajatensión	72
4.3.1.	Seleccionador fusible para ramales	73
4.3.2.	Portafusibles para acometida de servicio	74
4.3.3.	Caja socket de policarbonato con llave termomagnética	76

4.3.4.	Cable entorchado todo forrado	79
4.3.5.	Conectores dentados	79
4.3.6.	Grapas de sujeción.....	79
CONCLUSIONES		81
RECOMENDACIONES.....		83
BIBLIOGRAFÍA.....		85

INDICE DE ILUSTRACIONES

FIGURAS

1.	Transformador convencional de distribución en poste	3
2.	Diagrama de un transformador convencional de distribución en poste	3
3.	Transformador autoprotegido o tipo CSP	5
4.	Diagrama de conexión de un transformador autoprotegido o tipo CSP.....	5
5.	Dibujo de una red aérea de distribución.....	11
6.	Diagrama unifilar de un sistema de distribución radial	14
7.	Diagrama unifilar de un sistema de distribución en anillo	15
8.	Diagrama unifilar de un sistema de distribución mallado.....	16
9.	Materiales y accesorios de una acometida residencial.....	18
10.	Esquema de una acometida para servicio residencial.....	20
11.	Circuito secundario de distribución	22
12.	Curvas de corrientes de falla de cortocircuito para 120 y 240 voltioscontra la distancia desde las terminales del transformador al punto de falla en pies	26
13.	Representación grafica de las protecciones de un interruptor automático termomagnético	36
14.	Curvas características de disparo para un interruptor automático de caja moldeada.....	39
15.	Fusibles tipo Neozed o NH	41
16.	Diagrama unifilar de una red de baja tensión existente.....	44
17.	Dibujo de una red secundaria con conductores desnudos	50

18.	Estructura que contiene las secciones que componen la red aérea de distribución de energía eléctrica	52
19.	Integración de la tarifa social	56
20.	Diagrama de flujo de capital en un asentamiento antes de ser regularizado.....	63
21.	Diagrama de flujo de capital en un asentamiento después de ser regularizado	64
22.	Curva de retorno de inversión para el proyecto de regularización de asentamientos	67
23.	Seccionador fusible para baja tensión	74
24.	Acometida para usuarios residenciales con el sistema de Limitadores de corriente	76
25.	Llave termomagnética para caja socket.....	77
26.	Caja socket para acometida residencial.....	78
27.	Arreglo de derivación para una acometida residencial.....	80

TABLAS

I.	Niveles de tensión en el primario de un transformador de distribución	6
II.	Calibres y longitudes de conductores que brinda la distribuidora de forma gratuita	19
III.	Impedancias típicas para circuitos con triplex en 120/240 voltios	26
IV.	Demandas máximas activa y aparente por tipo de usuario	27
V.	Factores de coincidencia por tipo de usuario y según el número de usuarios que forman al grupo	28
VI.	Registro de emergencias atendidas de 1999 y el 2005.....	53
VII.	Porcentaje de emergencias atendidas entre el 2002 y el 2005	54

VIII.	Costos anuales por emergencias atendidas entre 2002 y el 2005	55
IX.	Tiempo promedio de duración de fallas entre 2002 y 2005	55
X.	Desglose de la tarifa social aplicada en agosto a octubre de 2007	57
XI.	Consumo promedio para un usuario dentro de la tarifa social	58
XII.	Estimación del costo de reparaciones de emergencia.....	60
XIII.	Consumo promedio por usuarios con tarifa social	62
XIV.	Facturación por año para 10 000 usuarios regularizados	65
XV.	Flujo de caja para el proyecto de regularización de asentamientos.....	66

LISTA DE SÍMBOLOS

Símbolo	Significado
A	Amperio
F	Fusible
°C	Grado Celsius
Hz	Hertz o Hertzio
Z	Impedancia
IT	Interruptor termomagnético
kVA	Kilovolamperio
kV	Kilovoltio
kWh	Kilowatt-hora
Ω	Ohmio
%	Porcentaje
Q.	Quetzales

X Reactancia

R Resistencia

V Voltaje

GLOSARIO

Acometida	Conjunto de conductores y componentes utilizados para transportar energía eléctrica desde las líneas de distribución a la instalación eléctrica del inmueble a servir.
Alto voltaje	Nivel de tensión superior a sesenta mil voltios (60 000 V).
Asentamientos	Zonas marginales, invasiones de terrenos donde comunidades se asientan sin tener certeza jurídica sobre la propiedad del terreno.
Baja tensión	Nivel de tensión menor o igual a mil voltios (1 000 V).
Contador	Término utilizado para el equipo de medición eléctrica que por medio de la inducción electromagnética permite medir el consumo de energía durante un tiempo determinado.
Distribuidora	Es la persona, individual o jurídica, titular o poseedora de instalaciones destinadas a distribuir comercialmente energía eléctrica.

Fusible	Dispositivo constituido por un soporte adecuado, un filamento o lamina de metal de aleación de bajo punto de fusión que se intercala en determinado punto de una red o instalación eléctrica para que se funda por efecto Joule cuando la intensidad de la corriente supere por cortocircuito o sobrecarga un determinado valor que haga peligrar la integridad de los conductores.
Impedancia	Magnitud que establece la relación entre la tensión y la intensidad de la corriente. Es la suma de la resistencia (R) y la reactancia (X). Es la suma vectorial, ya que la impedancia es un número complejo.
Limitación de corriente	Restricción de la magnitud de la corriente que puede circular por un conductor eléctrico.
Media tensión	Nivel de tensión entre mil voltios (1 000 V) y sesenta mil voltios (60 000 V).
Pérdidas no técnicas	Diferencia entre las pérdidas totales del sistema eléctrico y las pérdidas estimadas para el mismo. Se refieren a las pérdidas causadas por robo y hurto de energía, así como errores de lectura de mediciones y errores administrativos.

Reactancia	Oposición ofrecida al paso de la corriente alterna por inductores (bobinas) o capacitores (condensadores), se mide en Ohms.
Resistencia	Oposición ofrecida por un material al paso de la corriente eléctrica.
Servicio eléctrico comercial	Servicio de energía eléctrica solicitado por algún usuario que utilizará la energía eléctrica en uno o más locales comerciales, oficinas de negocios, en centros comerciales o mercados.
Servicio eléctrico gubernamental	Servicio de energía eléctrica solicitado para iluminar edificios gubernamentales, escuelas estatales, fincas propiedad del Estado, equipos de bombeo estatales, entre otros.
Servicio eléctrico industrial	Servicio de energía eléctrica solicitado para fábricas, ingenios azucareros, mineras, zonas francas, granjas agrícolas, entre otros.
Sobrecarga	Un circuito o red eléctrica está sobrecargada cuando la suma de la potencia de los aparatos conectados a él es superior a la potencia para la cual está diseñada.

Tarifa social

Según Decreto 96-2000 del Congreso de la República de Guatemala. Con la finalidad de favorecer al usuario regulado del servicio de distribución final, más afectado por los incrementos en los costos en la producción de energía eléctrica, se autoriza la creación de una tarifa con carácter social, la que será denominada Tarifa Social para el Suministro de Energía Eléctrica, dirigida a usuarios con consumos de hasta 300 kilovatios hora (kWh).

Tarifa municipal

Arbitrio establecido en la factura de consumo de energía de todos los usuarios de la red donde se recauda el consumo por el alumbrado público municipal.

**Transformador
autoprotegido**

Dispositivo eléctrico utilizado para elevar o disminuir la tensión eléctrica, manteniendo la misma frecuencia, pero que además incluye un fusible en serie con el devanado primario y un cortacircuitos en el devanado secundario como protección contra sobrecargas y cortocircuitos.

**Transformador
convencional**

Dispositivo eléctrico que se utiliza para aumentar o disminuir la tensión eléctrica, manteniendo la misma frecuencia. El tipo convencional incluye sólo la estructura básica del transformador sin equipo de protección alguno.

Usuario-consumidor Persona individual o jurídica que recibe el servicio de energía eléctrica del distribuidor en media o baja tensión.

RESUMEN

Las pérdidas totales de energía eléctrica en una red de distribución se pueden separar en: técnicas y no técnicas. Las pérdidas técnicas se refieren a aquellas que se producen por las características físicas de los materiales y equipos conductores de energía eléctrica instalados en la red. Las pérdidas no técnicas son todas aquellas que se originan por hurto o robo de energía, por errores de lectura y penalizaciones, así como por errores administrativos en los procesos de operación y explotación de la red.

En el capítulo I, se describe la red de una empresa distribuidora de energía eléctrica y su condición inicial en el secundario de baja tensión. Se describen también los componentes que integran la estructura de la red y los tipos de red que se utilizan para la distribución de energía eléctrica.

En el capítulo II, se hace un breve resumen de la calidad de la energía en Guatemala, así como se describe la legislación que exige a las empresas distribuidoras mejorar el control sobre sus consumidores fue creada con la Ley General de Electricidad y su reglamento. La empresa está obligada a velar por el buen funcionamiento y operación de la red.

Un usuario que exceda los límites de la demanda mayor a la contratada, puede ser objeto de la suspensión del servicio. Sin embargo, la red debe ser calculada de tal forma que al restringirse el consumo, se tome en cuenta las molestias que pueden ocasionarse al no considerar márgenes apropiados de seguridad, así también, las complicaciones operativas de añadir accesorios de los vehículos de emergencia y del almacén.

En el capítulo III, se evalúa el impacto de utilizar limitadores de corriente. Considerando que cuando se evalúa la posibilidad de restringir el consumo, se puede interpretar como una forma de reducir la venta de energía. Esto se cumple en los casos donde los usuarios son personas de buen proceder y pagan su factura. Para el caso de asentamientos en donde hay usuarios que recurren al robo de energía, se hace necesario evaluar un sistema que permita dicha restricción. Complementando un sistema que permita reducir al mínimo las posibilidades de falla por sobrecarga en la red, fallas a tierra por contactos con objetos metálicos y cortos circuitos entre fases, la única fuente probable de falla será la instalación del consumidor. Si se añade un costo al volumen de fallas, tiempo que se deja de vender energía, así como el valor de la inversión a realizar, se puede establecer un cuadro que permita establecer el retorno de la inversión a realizar, así como una relación costo beneficio.

Por último, en el capítulo IV, se presentan algunos aspectos a considerar para el diseño de un plan de reducción de pérdidas, así como los elementos para realizar los cambios necesarios en la red. Para implementar un programa que permita la reducción de pérdidas no técnicas, requiere no solamente implementar dispositivos de control en la red, si no que es necesario establecer sistemas de negociación con las comunidades para regularizar los servicios. Posterior al tratamiento que se debe aplicar, en el caso de que exista reincidencias o que sea muy necesario, se debe establecer la implementación de dispositivos limitadores de corrientes.

OBJETIVOS

General

Evaluar la implementación de limitadores de corriente en la red secundaria de distribución de baja tensión, para evitar las pérdidas de energía eléctrica.

Específicos

1. Mostrar una breve descripción de la construcción y operación de la red secundaria de baja tensión de una empresa de distribución de energía eléctrica.
2. Dar a conocer el efecto de las pérdidas no técnicas que afectan el servicio de distribución de energía eléctrica.
3. Evaluar un método para la reducción de pérdidas no técnicas, utilizando limitadores de corriente en la red secundaria de baja tensión de una empresa de distribución de energía eléctrica.

HIPÓTESIS

¿Se pueden reducir las pérdidas no técnicas de energía eléctrica utilizando dispositivos técnicos que limiten el consumo al usuario final de una empresa distribuidora de energía eléctrica?

INTRODUCCIÓN

Durante el proceso de la privatización de las empresas distribuidoras de energía eléctrica en Guatemala, se creó la Comisión Nacional de Energía Eléctrica (CNEE), para controlar y auditar la operación y calidad del servicio de la energía eléctrica distribuida a sus usuarios, que antes eran atendidos por una empresa estatal. Esto motivó a las empresas distribuidoras a mejorar sus procedimientos de operación, contratación de servicios, mantenimiento y construcción de líneas de distribución, realizando mejoras en la infraestructura eléctrica para mantener una buena regulación del voltaje y la potencia requeridos de acuerdo con el crecimiento proyectado en la red y reduciendo al mínimo la cantidad de fallas y pérdidas de energía.

Uno de los fenómenos que se incrementó con la privatización de las empresas distribuidoras, fue que cada vez más personas tuvieron acceso a realizar trabajos en la red. Al externalizarse diversas tareas de campo se incrementó la probabilidad de pérdidas de energía eléctrica. Si bien las distribuidoras fueron forzadas a mejorar la calidad del servicio que prestaban, también se vieron forzadas a ser más eficiente y reducir el robo de energía eléctrica.

En el desarrollo de este trabajo de graduación, se detectó que un factor importante para reducir el robo de energía está relacionado con la dignificación de los clientes, mediante la legalización de las conexiones ilegales. Tal legalización implica todo lo relacionado con la regularización de asentamientos. Sin embargo, se ha notado que luego de ésta, siguen presentándose casos de

reincidencia en cuanto al robo de energía, que además de provocar fallas, afectan la calidad del suministro de energía a los demás usuarios.

En los casos en los cuales que para obtener energía sin costo se alteran los medidores y en donde la red regularmente se deja sin restricción alguna, la facturación deja de servir como un instrumento de control del consumo. Los usuarios en su afán de consumir energía de forma ilegal, pueden causar fallas en la red y provocar sobre cargas que terminarán por afectar la regularidad del servicio a los demás usuarios.

Por lo tanto, una forma para reducir la reincidencia en el robo de energía y su impacto en la calidad y eficiencia del suministro, puede ser la propuesta de implementar un limitador de corriente en baja tensión. La aplicación de este limitador se restringe a zonas urbanas donde el alto índice de la actividad económica influye mucho en sus áreas marginales o periféricas, haciendo que gente con escasos recursos las invadan y obtengan los servicios de forma ilegal.

1. DESCRIPCIÓN DE LA RED MONOFÁSICA DE BAJA TENSIÓN DE UNA EMPRESA DISTRIBUIDORA DE ENERGÍA ELÉCTRICA

Básicamente, la red secundaria de distribución de baja tensión que opera una empresa distribuidora de energía eléctrica, se inicia en el lado primario del transformador de distribución, que generalmente es una red multiterrizada de distribución en media tensión con un voltaje entre fases de 13,8 kV. El voltaje primario es reducido al voltajes de utilización que pueden ser 120/240 V o 120/208 V, el cual es distribuido por una red de conductores desnudos hasta la acometida de los usuarios servidos, donde se encuentra instalado el medidor de consumo de energía. En la acometida se encuentra instalado el medidor del consumo de energía, también conocido como contador.

Delimitando la red, únicamente a los componentes que operan directamente en la red de baja tensión, estos básicamente son los siguientes:

- Transformadores de distribución
- Red de baja tensión
- Acometida para servicio de energía eléctrica
- Interruptores de protección

1.1. Transformadores de distribución

En distribución, generalmente se utilizan dos tipos de transformadores para la distribución monofásica, estos son: transformadores de tipo convencional y autoprotegido. En el primero, la protección debe instalarse

por separado, en tanto que el autoprotegido o CSP (*Completely Self Protection*), por sus siglas en inglés, contiene la protección incorporada desde la fábrica.

La desventaja del transformador autoprotegido es que no se puede utilizar para formar centros de transformación en servicios trifásicos.

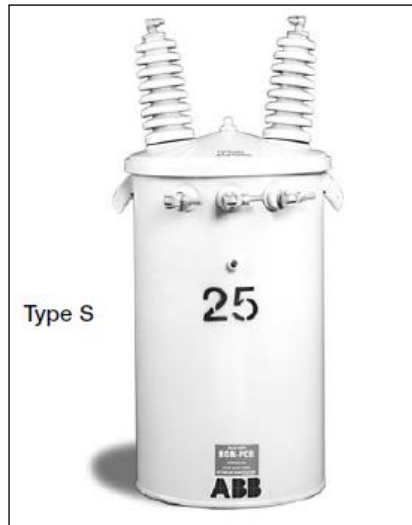
1.1.1. Transformadores tipo convencional de poste

Los transformadores de este tipo constan de núcleo y bobina montados, de manera segura, en un tanque cargado con aceite; llevan hacia afuera las terminales necesarias que pasan a través de bujes apropiados. Los bujes de alto voltaje pueden ser dos, pero lo más común es usar un solo buje, además de una terminal de tierra en la pared del tanque conectada al extremo de tierra del devanado de alto voltaje para usarse en circuitos de varias tierras.

El tipo convencional incluye sólo la estructura básica del transformador sin equipo de protección alguno. La protección deseada por sobrevoltaje, sobrecarga y cortocircuito se obtiene usando apartarrayos e interrupciones primarias de fusibles montados separadamente en el poste o en el crucero, muy cerca del transformador. La interrupción primaria del fusible proporciona un medio para detectar a simple vista los fusibles quemados en el sistema primario, y sirve también para sacar el transformador de la línea de alto voltaje, ya sea manual, o automáticamente en el caso de falla interna de cualquiera de sus devanados.

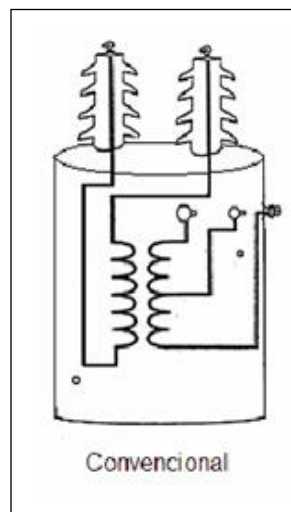
Comúnmente estos transformadores se utilizan en centros de transformación trifásicos conformados a partir de la conexión de tres unidades individuales, por la ventaja que presenta el sustituir cualquiera de los tres transformadores en el momento que uno de estos falle.

Figura 1. **Transformador convencional de distribución en poste**



Fuente: ABB Inc. Catálogo completo. p.80.

Figura 2. **Diagrama de un transformador convencional de distribución en poste**



Fuente: ABB Inc. Guía de transformadores de distribución. p. 21.

1.1.2. Transformadores autoprotegidos

El transformador autoprotegido tiene un cortacircuitos secundario de protección por sobrecarga y cortacircuito, controlado térmicamente y montado en su interior; un fusible protector de montaje interno conectado en serie con el devanado de alto voltaje para desconectar el transformador de la línea en caso de falla interna de las bobinas, y uno o más apartarrayos montados en forma integral en el exterior del tanque para protección por sobrevoltaje.

En casi todos estos transformadores, excepto algunos con capacidad de 5 kVA, en el cortacircuito opera una lámpara de señal cuando se llega a una temperaturapredeterminada en el devanado, a manera de advertencia antes del disparo. Si no se atiende la señal y el cortacircuito externo se dispara, puede restablecerse éste y restaurarse la carga por medio de un asa externa.

Es común que esto se logre con el ajuste normal de los cortacircuitos, pero si la carga se ha sostenido por un tiempo prolongado, de forma tal que haya permitido al aceite alcanzar una temperatura elevada, el cortacircuito no podrá ser restablecido para que permanezca cerrado dando continuidad al servicio.

En tales casos, puede ajustarse la temperatura de disparo por medio de un asa externa auxiliar de control para que pueda volverse a cerrar el cortacircuito por la emergencia hasta que pueda instalarse un transformador de mayor capacidad.

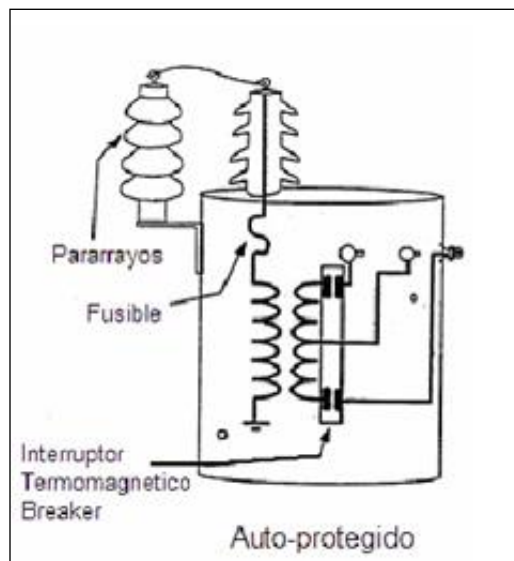
Este tipo de transformadores son los que se utilizan con mayor frecuencia en proyectos rurales de electrificación, donde los usuarios que tienen un bajo consumo, se encuentran muy dispersos.

Figura 3. **Transformador autoprotegido o tipo CSP**



Fuente: ABB Inc. Catálogo completo. p.80.

Figura 4. **Diagrama de conexión de un transformador autoprotegido o tipo CSP**



Fuente: ABB Inc. Guía de transformadores de distribución. p. 21.

Para los dos tipos de transformadores, los rangos de fabricación se encuentran entre 5 y 833 kVA. Una distribuidora de energía, utiliza transformadores en el rango de 5 a 75 kVA en los postes de su red, para potencias mayores se requiere que el solicitante del servicio provea una bóveda en donde se pueda colocar el banco de transformadores. La temperatura normal de operación es de 65 °C. La frecuencia de operación puede ser 50 o 60 Hz. Los voltajes de baja tensión son 120/240 V, 240/480 V y 277 V.

En cuanto a la tensión en el devanado primario, el nivel de aislamiento y el nivel básico de impulso (NBI), se muestra en la tabla I.

Tabla I. **Niveles de tensión en el primario de un transformador de distribución**

Rangos de tensión nominal	Clase de aislamiento	Nivel básico de impulso (kV)
480 – 600	1,2	30
2160 – 2400	5,0	60
4160 – 4800	8,7	75
7200 – 12470 ¹	15,0	95
13200 – 14400	18,0	125
19920 – 22900 ²	25,0	150
- 34400	34,5	200

Fuente: ABB Inc. Guía de transformadores de distribución. p. 4.

Por ejemplo, un transformador típico opera de la siguiente forma:

Considérese la operación de un transformador autoprotegido típico con los parámetros eléctricos que se muestran a continuación, extraída de la referencia bibliografía 5:Guía de transformadores de distribución de ABB.

Parámetros del transformador:

Potencia nominal (S):	25 kVA
Voltaje primario:	7,2 kV
Voltaje secundario:	120/240 V
Pérdidas sin carga (Fe):	104 W
Pérdidas totales con carga (Pe _t):	419 W
Impedancia (Z _{nominal}):	1,6%
Pérdidas en el cobre (Cu):	(Pe _t) – (Fe)

Para este transformador se deben determinar los valores de los siguientes parámetros:

- Reactancia nominal (X)
- Impedancia mínima (Z_{Mínima})
- Eficiencia mínima a plena carga (E)
- Eficiencia esperada al 50% de carga (L)
- Regulación esperada (REG)

El factor de potencia para realizar el siguiente cálculo se asume en atraso inductivo (Cos θ = 0,85).

- Reactancia nominal:

$$R = \frac{(Pe_t) - Fe}{10 \cdot S} = \frac{Cu}{10 \cdot S} \quad (\text{Ecuación 1,1})$$

$$R = \frac{(419 - 104)}{10 \cdot S} = 1,26\%$$

Entonces:

$$X = \sqrt{Z^2 - R^2} \quad (\text{Ecuación 1,2})$$

$$X = \sqrt{1,6^2 - 1,26^2} = 0,99\%$$

- Impedancia mínima:

$$Z_{\text{Mínima}} = (1 - 0,10) \cdot (Z_{\text{nominal}}) \quad (\text{Ecuación 1,3})$$

$$Z_{\text{Mínima}} = (0,9) \cdot (1,6) = 1,44\%$$

- Eficiencia mínima a plena carga:

$$\text{Total de pérdidas } (P_{e_t}) = 1,06 * 419 = 444 \text{ watts} \quad (\text{Ecuación 1,4})$$

$$E = \frac{S \cdot \cos\theta \cdot 10^5}{S \cdot \cos\theta \cdot 10^3 + (P_{e_t})} \quad (\text{Ecuación 1,5})$$

$$E = \frac{(25) \cdot (0,85) \cdot 10^5}{(25) \cdot (0,85) \cdot 10^3 + (444)} = 98,0\%$$

- Eficiencia esperada al 50% de carga:

$$E = \frac{L \cdot S \cdot \cos\theta \cdot 10^5}{L \cdot S \cdot \cos\theta \cdot 10^3 + (Fe+L^2Cu)} \quad (\text{Ecuación 1,6})$$

$$E = \frac{(0,5)(25) \cdot (0,85) \cdot 10^5}{(0,5) (25) \cdot (0,85) \cdot 10^3 + 104 + (0,5)^2 (419 + 104)} = 98,3\%$$

- Regulación esperada:

$$\text{REG} = [R^2 + X^2 + 200 \cdot (X \cdot \text{sen}\theta + R \cdot \text{cos}\theta) + 10000]^{1/2} - 100 \text{ (Ecuación 1,7)}$$

$$\text{REG} = [1,26^2 + 0,99^2 + 200 \cdot (0,99 \cdot 0,53 + 1,26 \cdot 0,85) + 10\,000]^{1/2} - 100$$

$$\text{REG} = 1,596$$

1.2. Transformadores de distribución

La red secundaria de baja tensión está formada por toda la estructura física donde se encuentran instalados los conductores que transportan la energía en niveles de tensión requeridos por la mayor parte de pequeños consumidores servidos.

La red de baja tensión, físicamente puede ser de dos tipos:

- Aérea
- Subterránea

Según el número de alimentadores o puntos de alimentación de tensión pueden ser:

- Abiertas
- Cerradas

Según su forma:

- Radiales
- En anillo
- Malladas

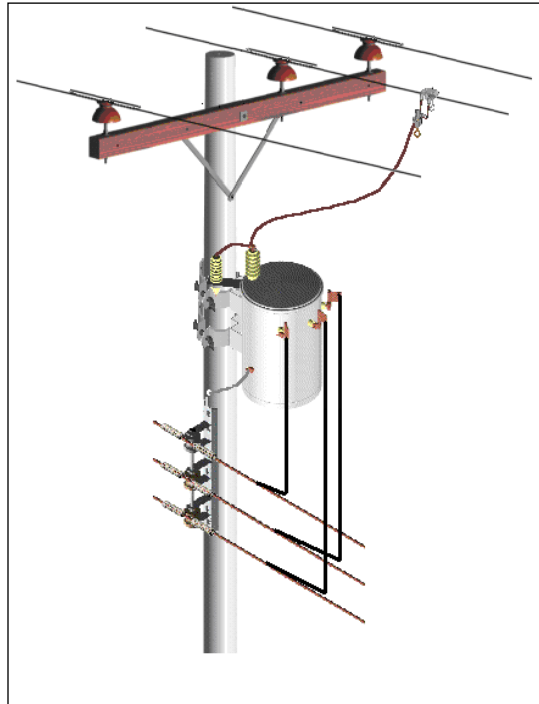
1.2.1. Red aérea de distribución en baja tensión

La red aérea de distribución en baja tensión es la más utilizada en Guatemala para la distribución de energía eléctrica, debido a que el costo de instalación es más bajo que una red de las mismas características eléctricas en el sistema subterráneo. Es fácil de inspeccionar en caso de fallas o robo de energía y su maniobrabilidad no es complicada.

Actualmente, la red secundaria de baja tensión en sistemas aéreos se está cambiando de un sistema de conductores desnudos a uno con conductores completamente aislados. Esto se hace con el fin de reducir al mínimo la cantidad de fallas por cortocircuito en conductores flojos, fallas a tierra en conductores que hacen contacto con ramas y objetos metálicos que puedan rozar con dichos conductores.

La energía eléctrica que deriva de la red secundaria debe subdividirse en cantidades pequeñas de potencia a nivel de usuario, dirigiéndola a cada oficina o residencia por medio de un conjunto de conductores aislados y soportes de sujeción, hasta llegar al equipo de medición de energía eléctrica individual y al tablero de distribución donde se encuentran las protecciones de la instalación eléctrica interior. El dimensionamiento de las protecciones de los circuitos interiores se deja a criterio del diseñador particular quien las dimensiona en base a cargas supuestas, según los usos del inmueble.

Figura 5. **Dibujo de una red aérea de distribución**



Fuente: EEG, S.A. Adaptación de la UBC 2—1600-10, plano 774400.

1.2.2. Red subterránea de distribución en baja tensión

En la red subterránea de baja tensión todos los conductores e incluso los transformadores de distribución están instalados bajo el nivel del suelo. La distribución se hace mediante canalizaciones hasta las cajas de registro en donde se encuentran las terminales para derivar los servicios.

La canalización y la obra civil requerida para la instalación de las cajas de registro y la bóveda del transformador de distribución, así como los materiales utilizados en la red, elevan considerablemente el costo hasta tres veces el costo de una red de distribución aérea.

La red subterránea de distribución, generalmente es utilizada en aquellos lugares en donde se desea mantener la estética de la fachada libre de cualquier obstáculo visual. Actualmente se utiliza en zonas residenciales de alto nivel económico, condominios y zonas históricas de la ciudad capital y Antigua Guatemala.

Debido a que la red subterránea tiene poco o nada que ver con el sistema que se propone evaluar en el presente trabajo, no se profundizará en detalles sobre la construcción y operación de este sistema, ni en los accesorios que lo constituyen.

Para cualquiera de los dos tipos de red, las cargas a servir se pueden clasificar en:

- Residencial
 - Urbana
 - Suburbana
 - Rural

- Comercial
 - Zonas comerciales
 - Centros comerciales
 - Edificios comerciales

- Industrial

- Gubernamental

Por su dependencia del servicio eléctrico:

- Normal
- Crítica
- Emergencias

1.2.3. Redes radiales

En este tipo de redes la energía sólo dispone de un camino desde la subestación hasta los puntos de consumo. Se conocen también como redes en antena. Son simples y de forma sencilla se equipan las protecciones selectivas. Las líneas de derivación son abiertas con cargas en los extremos o repartidas a lo largo de la línea de forma uniforme como arbitraria. El suministro a los distintos centros de consumo con densidad de carga es de baja a media y presentan en ocasiones baja calidad de suministro.

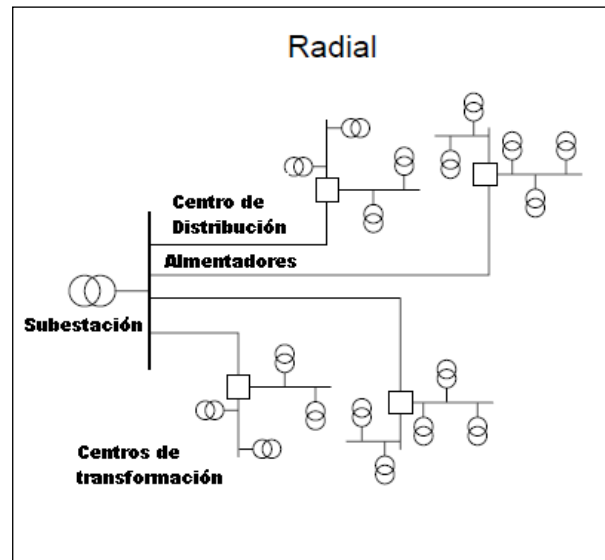
Sus ventajas son:

- Simplicidad de diseño y operación
- Bajo costo por los aparatos de maniobra
- Sencillez de las protecciones
- Localización rápida de averías

Sus desventajas son:

- Poca fiabilidad del suministro
- Alimentación por un único origen
- Grandes caídas de tensión
- Limitaciones para ampliar el suministro

Figura 6. Diagrama unifilar de un sistema de distribución radial



Fuente: GARCÍA BERTRAND, Raquel. Análisis de las instalaciones eléctricas. p.16.

1.2.4. Redes en anillo

Es una línea cerrada que parte de una o varias alimentaciones con carga repartida arbitrariamente. Puede suministrar a diversos centros de consumo alejados entre sí con grandes cargas con alta calidad de suministro. Suelen operarse en forma radial.

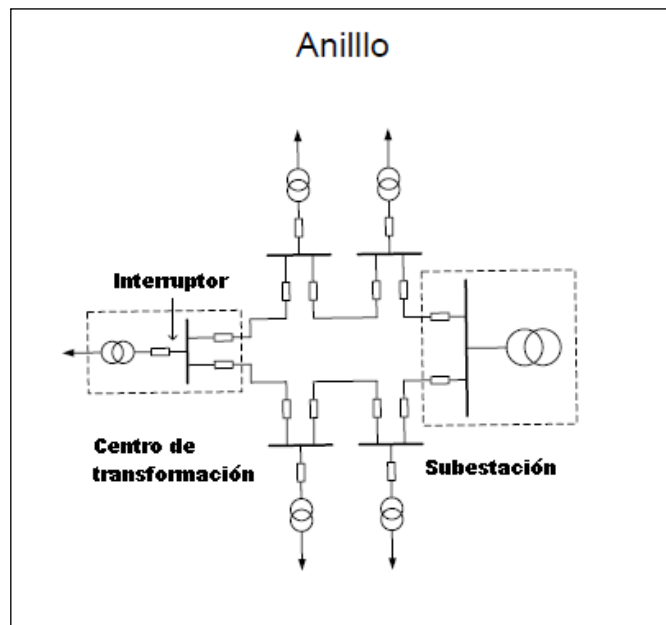
Sus ventajas son:

- Presenta menores caídas de tensión ante variaciones bruscas de carga
- Mayor fiabilidad
- Continuidad de suministro
- Mayor flexibilidad de operación
- Mayor facilidad de mantenimiento

Sus desventajas son:

- Mayor costo de inversión
- Su sistema de protección es más complejo
- Presenta complicaciones para añadir un nuevo centro de transformación
- Si fallan las alarmas no se detectan las faltas

Figura 7. **Diagrama unifilar de un sistema de distribución en anillo**



Fuente: GARCÍA BERTRAND, Raquel. Análisis de las instalaciones eléctricas. p.16.

1.2.5. Redes malladas

Son redes cerradas, unidas en los puntos de concentración de la carga. Pueden suministrar zonas con gran densidad de carga y concentración de usuarios. Presenta una alta seguridad en el suministro. Utiliza líneas cortas y de gran sección transversal en los conductores.

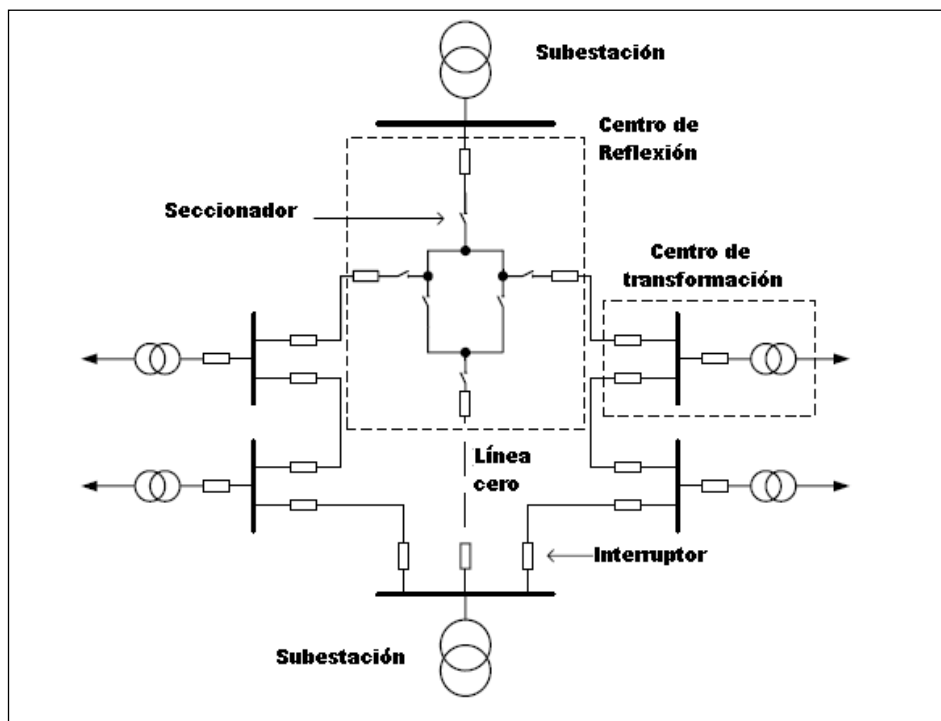
Sus ventajas son:

- Mayor flexibilidad de operación
- Con más fiabilidad
- Calidad del suministro (fiabilidad, regulación de tensión y pérdidas de energía)

Sus desventajas son:

- Mayor costo debido al sistema de protección
- A la gran cantidad de líneas

Figura 8. **Diagrama unifilar de un sistema de distribución mallado**



Fuente: GARCÍA BERTRAND, Raquel. Análisis de las instalaciones eléctricas. p.23.

1.3. Acometida para el servicio eléctrico

Es el conjunto de conductores y componentes utilizados para transportar la energía eléctrica, desde las líneas de distribución a la instalación eléctrica del inmueble servido. Para el presente estudio únicamente se considerarán las acometidas residenciales que se instalan en la red aérea de las distribuidoras más importantes en Guatemala.

Para acometidas del tipo residencial existen dos tarifas aplicables, una es la de los pequeños consumidores que va de 1 hasta 11 kW y la de los consumidores con demanda, que están entre 12 y 40 kW; los servicios mayores de 200 A se consideran servicios especiales y se deben consultar en la Gerencia Comercial o en las agencias de la distribuidora, los requisitos para la instalación de este tipo de servicios.

El voltaje secundario normalizado en el sistema de la empresa, es exclusivo 120/240 V, monofásico, 3 alambres, corriente alterna, 60 Hz. A solicitud del consumidor y después de que la Distribuidora haya evaluado la posibilidad, se puede suministrar el servicio trifásico, 4 alambres, 208Y/120 voltios. Este servicio requiere un banco de transformadores exclusivo. En casos especiales, como en lugares en donde solamente exista un voltaje monofásico 120 V, la distribuidora puede acordar la conexión del servicio luego de evaluar la alternativa de ampliación de la red.

La distribuidora de energía, de acuerdo con las Normas para Acometidas del Servicio Eléctrico, es responsable del diseño con el cual se debe construir la acometida. Existen dos formas de construir una acometida: empotrada y sobrepuesta.

Las Normas de Construcción de acometidas actuales exigen que la acometida esté construida con las medidas y los materiales que a continuación se muestran en la figura 9.

Figura 9. **Materiales y accesorios de una acometida residencial**

- | |
|--|
| <ul style="list-style-type: none">A. Accesorio de entrada si es 120/240V, codo si es 120VB. Gancho galvanizadoC. Conduit galvanizadoD. Alcayatas o abrazaderas galvanizadasE. Anillo de sujeción de contador, salido de la superficieF. Caja tipo socket: Según normas EEI-MSJ-7G. Conduit o poliducto a interruptor principalH. Tablero de interruptor generalI. Conductor de conexión a tierra en conduit de ½ “ <p>Contador eléctrico de consumo en kWh</p> |
|--|

Fuente: EEG, S.A. Normas para acometida de servicio eléctrico. p. 57.

Las alturas normalizadas son las siguientes:

X= 7 metros si cruza calle de doble vía

X= 5,50 metros si cruza calle de una vía

X= 4,50 metros si no cruza calle

La altura del contador generalmente es 2.70 metros \pm 10 centímetros. En modificaciones a la norma de construcción de acometidas, el contador puede instalarse a 1.80 metros del suelo, siempre que existan las garantías necesarias para evitar daños infringidos o el robo del mismo.

El contador lo suministra la distribuidora y es propiedad de la misma. Los contadores se instalarán en el exterior del inmueble, con excepción de los contadores que serán instalados en tableros múltiples y de los contadores demandómetros.

1.3.1. Suministro e instalación del cable de acometida

Cuando la acometida de servicio es aérea, el cable de acometida lo suministra e instala la distribuidora, siempre que la distancia desde el poste de distribución con líneas secundarias hasta el soporte del cable, no exceda la longitud y calibres especificados en la tabla II.

Tabla II. **Calibres y longitudes de conductores que brinda la distribuidora de forma gratuita**

Calibre del cable	2#6	3#4	3#2	3#1/0	3#4/0
Distancia en metros	40	40	30	30	25

Fuente: EEG, S.A. Normas para acometida de servicio eléctrico. p. 13.

La instalación y conexión del cable del servicio única y exclusivamente lo efectúa personal de la empresa distribuidora.

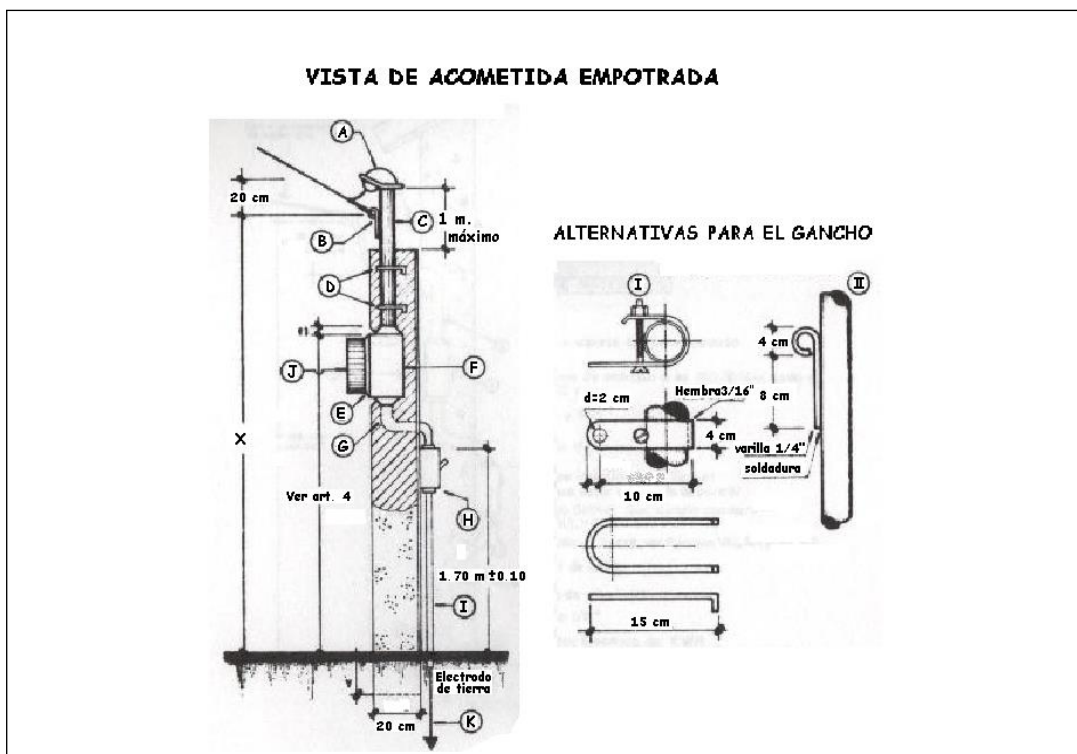
1.3.2. Medios de desconexión y protección contra sobrecorriente

Actualmente el contador debe estar protegido por un medio general de desconexión, el cual debe ser un interruptor termo-magnético (*flip-on*) instalado en la siguiente forma:

- En forma independiente del tablero de distribución interno, si la distancia entre el contador y el tablero es mayor de 10 metros.
- En forma independiente o integrado al tablero de distribución interno, si la distancia entre el contador y el tablero es menor de 10 metros.

En la figura 10 se muestra el esquema de una acometida para el servicio de energía eléctrica; sin embargo, al momento de realizar el presente trabajo ya no estaba vigente, por lo que utiliza solamente como unareferencia de la norma anterior.

Figura 10. Esquema de una acometida para servicio residencial



Fuente: EEG, S.A. Normas para acometida de servicio eléctrico. p. 57.

1.4. Estructura de la red actual de baja tensión

La estructura de la red actual basa su sistema de protección en las protecciones del transformador. Cuando ocurre una sobrecarga, el transformador soporta la falla hasta que opera el elemento termomagnético del secundario del transformador, si la falla persiste dentro del transformador, entonces opera el fusible primario que lo protege.

La distribución secundaria para los servicios residenciales individuales en la red de una distribuidora de energía eléctrica, casi siempre es monofásica de tres conductores operando en 120 V de fase a neutro y 240 V de fase a fase.

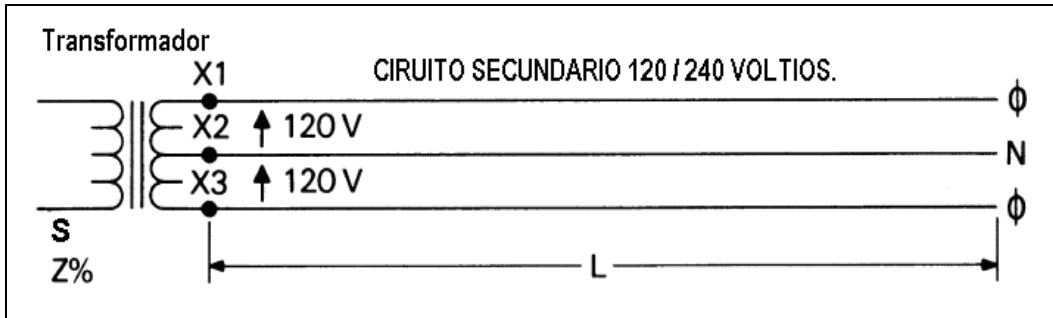
De acuerdo con el servicio requerido se debe seleccionar el equipo de entrada con rangos adecuados de interrupción, o hacer una adecuada coordinación de dispositivos de protección contra sobrecorrientes con el sistema secundario del transformador, por lo que debe conocerse la corriente de cortocircuito.

A continuación se muestran las ecuaciones para calcular las corrientes de falla de corto circuito que pueden presentarse entre fase a fase (240 V) y fase a neutro (120 V), siguiendo la referencia bibliográfica 5.

La figura 11 muestra mediante una referencia conveniente, las ecuaciones necesarias para calcular las corrientes de falla que pueden presentarse para 240 V y 120 V.

Luego de explicar el uso de las ecuaciones se asumirán algunos parámetros para entrar en su discusión.

Figura 11. Circuito secundario de distribución



Fuente: ABB.Guía de transformadores de distribución. p. 27.

$$R_T = 0.0576 \cdot \frac{W_{TOT} \cdot W_{NL}\Omega}{S^2} \quad (\text{ecuación 1,8})$$

$$Z_T = 0.576 \cdot \frac{Z\%}{S} \quad \Omega \quad (\text{ecuación 1,9})$$

$$X_T = \sqrt{Z_T^2 - R_T^2}\Omega \quad (\text{ecuación 1,10})$$

S = potencia nominal en placa, en kVA.

W_{TOT} = pérdidas totales a plena carga, en watts.

W_{NL} = pérdidas sin carga, en watts.

Z% = impedancia indicada en placa, en porcentaje.

R_T = resistencia en el secundario del transformador en ohmios entre las terminales X1-X3.

Z_T = impedancia en Ω de salida en el secundario del transformador entre terminales X1-X3.

X_T = reactancia en Ω de salida en el secundario del transformador entre terminales X1-X3.

L = longitud en pies del circuito del secundario del transformador a la falla en pies.

$$I_{240} = \frac{240}{\sqrt{\left(R_T + \frac{R_S L}{1000}\right)^2 + \left(X_T + \frac{X_S L}{1000}\right)^2}} \text{ Amps}$$

(Ecuación1,11)

$$I_{120} = \frac{120}{\sqrt{\left(.375 R_T + \frac{R_{S1} L}{1000}\right)^2 + \left(.5 X_T + \frac{X_{S1} L}{1000}\right)^2}} \text{ Amps}$$

(Ecuación1,12)

I_{240} = corriente simétrica de falla de fase a fase 240 V en amperios rms.

I_{120} = corriente simétrica de falla de fase a neutro 120 V en amperios rms.

R_s = resistencia del circuito secundario para una falla en 240 V en ohmios por1000 pies.

R_{S1} = resistencia de secundario para una falla en 120 V en ohmios por 1000 pies.

X_s = reactancia de circuito secundario para una falla en 240 V en ohmios por1000 pies.

X_{S1} = reactancia del circuito secundario para una falla en 120 V en ohmios por1000 pies.

1.5. Ejemplo de cálculo de fallas en la red actual de baja tensión

Usar la ecuación de la figura 11 con la siguiente información: un transformador de 50 kVA con pérdidas totales a plena carga de 759 watts, y una pérdida sin carga de 204 watts tiene una impedancia de 1.75%. Se encuentra

alimentando un servicio secundario de 80 pies de longitud usando un conductor tríplex 3/0 aluminio con neutral reducido conectado directamente a las terminales del transformador. ¿Qué corrientes de cortocircuito pueden aparecer para ambos 240 y 120 voltios al final del servicio? Los parámetros del problema:

$$S = 50\text{kVA}$$

$$W_{\text{TOT}} = 759 \text{ W}$$

$$W_{\text{NL}} = 204 \text{ W}$$

$$Z = 1,75\%$$

$$L = 80 \text{ pies}$$

El procedimiento de cálculo se enlista en los pasos siguientes:

- $$R_T = \frac{0,0576 \cdot (759 - 204)}{50^2} = 0,012787 \Omega$$
- $$Z_T = \frac{0,576 \cdot 1,75}{50} = 0,02016 \Omega$$
- $$X_T = \sqrt{0,02016^2 - 0,012787^2} = 0,015586 \Omega$$
- De la tabla II, la resistividad y los componentes reactivos de la impedancia para una falla en 240 voltios con aluminio 3/0 tríplex es:
 - $$R_S = 0,211 \Omega \text{ por } 1000 \text{ pies}$$
 - $$X_S = 0,0589 \Omega \text{ por } 1000 \text{ pies}$$
- Reemplazando los valores de R_T , X_T , R_S , X_S , y L en la ecuación para I_{240} en la ecuación de la figura 10 este da:

$$I_{240} = 6\,676,6 \text{ Arms simétricos}$$

- De la tabla III, la resistencia y la componente reactiva de la impedancia para una falla en 120 voltios con aluminio tríplex 3/0 (neutral reducido) son:

$$R_S = 0,273 \, \Omega \text{ por } 1000 \text{ pies}$$

$$X_S = 0,0604 \, \Omega \text{ por } 1000 \text{ pies}$$

- Reemplazando los valores en la ecuación para I_{120} en la figura 10 da:

$$I_{120} = 4\,071,1 \text{ Arms simétricos}$$

Para este ejemplo, observar que a la distancia de 80 pies del transformador la corriente que se presenta en una falla de cortocircuito a 120 voltios es considerablemente menor que para una falla de cortocircuito en 240 voltios.

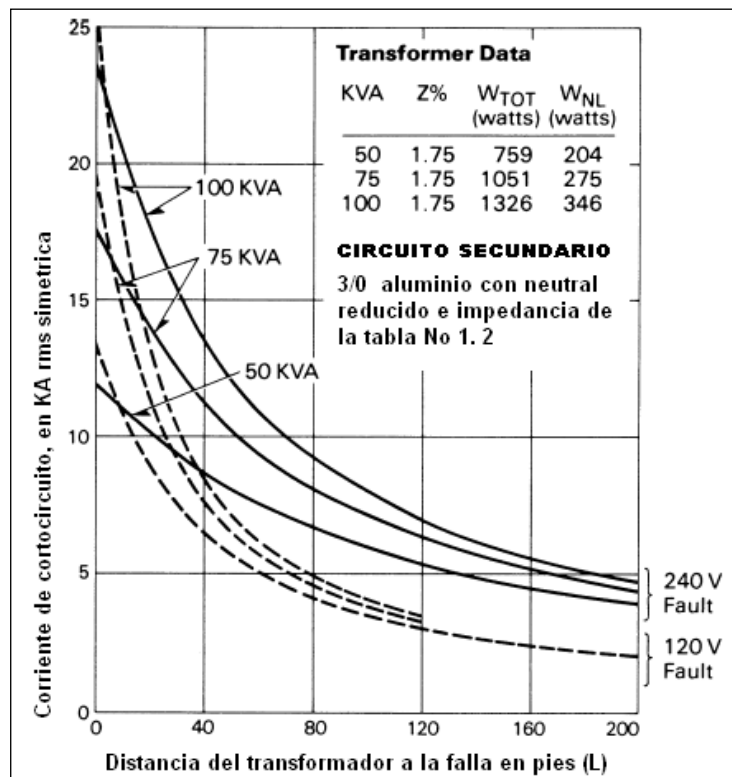
La figura 12 muestra las curvas para transformadores con capacidades nominales de 50, 75 y 100 kVA alimentando un circuito secundario de distribución de energía eléctrica, construido con conductor tríplex aluminio calibre 3/0 con neutral reducido.

De las curvas se puede concluir que:

- La corriente de falla de cortocircuito para ambos voltajes, 120 y 240 voltios, se reduce rápidamente si la falla se mueve a lo largo del conductor, alejándose del transformador.

- Con un conductor de aluminio 3/0, la corriente esperada para una falla en 120 V es menor que una para 240 V a distancias mayores de 10 pies para las capacidades evaluadas 50, 75 y 100 kVA.
- Mientras la distancia de localización de la falla es mayor, la corriente para ambos voltajes, 120 y 240 V, tiende a hacerse independiente de la capacidad del transformador, especialmente para las fallas de cortocircuito en 120 V.

Figura 12. **Curvas de corrientes de falla de cortocircuito para 120 y 240 voltios contra la distancia desde las terminales del transformador a el punto de falla en pies**



Fuente: ABB. Guía de transformadores de distribución. p. 31.

Tabla III. **Impedancias típicas para circuitos con tríplex en 120/240 voltios**

Cond.fase de aluminio		Cond.neutro de aluminio		Falla a 120 voltios		Falla a 240 voltios	
Calibre (AWG o MCM)	No. hilos	Calibre (AWG o MCM)	No. hilos	R_{S1} ($\Omega/1000'$)	X_{S1} ($\Omega/1000'$)	R_S ($\Omega/1000'$)	X_S ($\Omega/1000'$)
2	7	4	7	.691	.223	.534	.217
1	19	3	7	.547	.217	.424	.212
1/0	19	2	7	.435	.211	.335	.204
2/0	19	1	19	.345	.205	.266	.199
3/0	19	1/0	19	.273	.199	.211	.193
4/0	19	2/0	19	.217	.193	.167	.188
250	37	3/0	19	.177	.189	.142	.184
350	37	4/0	19	.134	.182	.102	.176
500	37	300	37	.095	.174	.072	.168

Fuente: ABB Inc. Guía de transformadores de distribución. p. 32.

1.6. Demanda Máxima por usuario según tipo

La Norma MT 1.50.01 autorizada por la Comisión Nacional de Energía Eléctrica (CNEE), define siete tipos de usuario según la demanda máxima individual, identificados por las características de sus viviendas y de su ubicación. En la tabla IV se muestra la demanda máximas activa, el consumo mensual estimado, factor de potencia y demanda aparente por cada tipo de usuario, en función de una estratificación de usuarios basada en las dimensiones del área de construcción.

Tabla IV. **Demandas máximas activa y aparente por tipo de usuario**

TIPO DE USUARIO	AREA CONSTRUIDA (m ²)	DESCRIPCION DE UBICACIÓN	DEMANDA (kW)	CONSUMO (kWh/mes)	FACTOR DE POTENCIA	DEMANDA (kVA)
A	≤ 40	Asentamientos, caceríos, aldeas	0.25	≤ 100	0.79	0.32
B	41 - 80	Barrios populares	0.60	101 - 300	0.88	0.68
C	81 - 150	Colonias	1.30	301 - 617	0.88	1.48
D	151 - 250	Colonias con ingreso restringido	2.20	618 - 964	0.88	2.50
E	251 - 350	Condominio	3.80	965 - 1,526	0.88	4.32
F	351 - 550	Condominio con servicios exclusivos	6.00	1,527 - 2,190	0.88	6.82
G	> 550	Condominio de lujo	8.50	> 2,190	0.88	9.66

Fuente: EEGSA Manual MT.1.50.02. p.4.

En la tabla V se muestran los factores de coincidencia por tipo de usuario y según el número de usuarios que conforman el grupo. Es importante mencionar que el factor de coincidencia se refiere a la razón entre la demanda máxima coincidente de un grupo de usuarios y la suma de las demandas máximas individuales.

Tabla V. Factores de coincidencia por tipo de usuario y según el número de usuarios que forman el grupo

Tipo de usuarios	Factores de coincidencia			
	De 2 a 4	De 5 a 15	De 16 a 25	Más de 25
A	1	0.9	0.75	0.65
B	1	0.9	0.75	0.65
C	1	0.88	0.74	0.64
D	1	0.88	0.74	0.64
E	1	0.8	0.7	0.63
F	1	0.8	0.7	0.63
G	1	0.8	0.7	0.63

Fuente: EEGSA Manual MT.1.50.02. p.4.

Con estas tablas se puede determinar la cantidad de transformadores necesarios en cualquier proyecto de construcción de líneas de distribución del servicio de energía eléctrica.

2. CALIDAD DE LA ENERGÍA

2.1. Breve historia de la calidad de la energía en Guatemala

Debido a la necesidad de mejorar y ampliar el alcance del servicio eléctrico, llevándolo a las comunidades más alejadas y con un estándar de calidad que permitirá la instalación de cualquier clase de equipos eléctricos, se publica el 21 de noviembre de 1996 en el Diario de Centroamérica la Ley General de Electricidad, Decreto No. 93-96 del Congreso de la República.

En esta Ley se establecen varios entes que organizarán, supervisarán, controlarán y fiscalizarán a todas aquellas personas que están involucradas en el sector eléctrico.

Se crea la Comisión Nacional de Energía Eléctrica, como un órgano técnico del Ministerio de Energía y Minas, cuyas funciones serán hacer cumplir la ley y sus reglamentos, imponer sanciones a los infractores y emitirá normas técnicas relativas al sector eléctrico.

Junto a la ley, se creó el Reglamento de la Ley General de Electricidad, donde se regulan las funciones, obligaciones y mecanismos de funcionamiento del Mercado Mayorista y del Administrador del Mercado Mayorista.

El Administrador del Mercado Mayorista tiene como función principal, la de regular la compra y venta de energía eléctrica, en un sector eléctrico separado en generadores, comercializadores, distribuidores, transportistas y grandes usuarios.

Dentro del Reglamento de la Ley General de Electricidad, también se establecieron las condiciones generales para el servicio de distribución (título IV). Debido a esto, la Comisión de Normas Técnicas, entre las cuales están las Normas Técnicas de Diseño y Operación de las instalaciones de Distribución (NTDOID) y las Normas Técnicas del Servicio de Distribución (NTSD).

El 7 de abril de 1999 se publican según resolución CNEE No. 09-99 de la Comisión Nacional de Energía Eléctrica, las Normas Técnicas del Servicio de Distribución (NTSD), para establecer un servicio eléctrico de distribución con calidad, continuidad y sin distorsiones que menoscaben la calidad del servicio al usuario final.

El 27 de octubre de 1999 entran en vigencia la Normas Técnicas de Diseño y Operación de las Instalaciones de Distribución (NTDOID), las que incluyen todos los requerimientos necesarios para el diseño y operación de las instalaciones de distribución, que permitan la protección de las personas y bienes, así como el régimen de inhabilitación y penalización cuando no se cumpla lo establecido en estas normas.

El objetivo de estas normas es establecer las disposiciones, criterios y requerimientos mínimos para asegurar que las mejoras y expansiones de las instalaciones de distribución de energía eléctrica, se diseñen y operen, garantizando la seguridad de las personas, los bienes públicos y privados, así como la calidad del servicio.

La aparición de estas Normas obligan al Distribuidor a mantener la medición de los parámetros de Calidad de Servicio, lo cual, a su vez, genera la necesidad de establecer un control sobre los miles de usuarios pequeños conectados a la red de distribución. En virtud de esto, las distribuidoras de

energía eléctrica en Guatemala optaron por evaluar un método que permita mediante la limitación de corriente, el establecimiento de bloques de usuarios, determinando que cada usuario sea responsable de su propio consumo, sin exceder la potencia contratada al momento de solicitar el servicio.

Para poder realizar cambios en la estructura física de la red, que muy probablemente alterarán la forma como hasta ahora se ha prestado el servicio de distribución de la energía eléctrica, una distribuidora debe apoyarse en la legislación vigente que respalde tales cambios. Los siguientes artículos de la Ley y de su Reglamento, apoyan los cambios propuestos:

Artículo 49 de la Ley General. “El Usuario no podrá utilizar una demanda mayor que la contratada dentro de los límites máximos de variación que el Distribuidor permita. En caso de superar el límite, el Distribuidor podrá suspender el servicio y cobrar el exceso de demanda según la tarifa aplicable al Usuario, de acuerdo con las condiciones que fije el Reglamento”.

Artículo 50 de la Ley General. “El Usuario que tenga pendiente el pago del servicio de distribución final de dos o más facturaciones, previa notificación, podrá ser objeto de corte inmediato del servicio por parte del Distribuidor. Cuando se consuma energía eléctrica sin previa aprobación del Distribuidor o cuando las condiciones del suministro sean alteradas por el Usuario, el corte del servicio podrá efectuarse sin la necesidad de aviso previo al Usuario; sin perjuicio de las sanciones a que se haga acreedor de conformidad con esta Ley y su Reglamento”.

Artículo 76 del Reglamento. “Corte del suministro. Los Distribuidores podrán efectuar el corte inmediato del servicio por los causales y en las condiciones previstas en el Artículo 50 de la Ley”.

2.2. Normas técnicas del servicio de distribución

Las Normas Técnicas del Servicio de Distribución (NTSD) tienen por objetivo establecer los derechos y obligaciones de los prestatarios y usuarios del servicio eléctrico de distribución, índices o indicadores de referencia para calificar la calidad con que se prevean los servicios de energía eléctrica, tanto en el punto de entrega como en el punto de utilización de tales servicios, tolerancias permisibles, métodos de control, indemnizaciones, sanciones y/o multas, respecto de los siguientes parámetros:

2.2.1. Calidad del producto suministrado por el distribuidor

Los indicadores que se incluyen dentro de la calidad del producto suministrado son:

- Regulación de tensión
- Desbalance de tensión en servicios trifásicos
- Distorsión de armónica
- *Flicker*
- Frecuencia de suministro

2.2.2. Incidencia del usuario en la calidad del producto

Los índices de la incidencia del usuario que pueden incidir sobre la calidad del producto son:

- Distorsión de armónica
- *Flicker*
- Factor de potencia

2.2.3. Calidad del servicio técnico

Los índices de la incidencia del usuario sobre la calidad del servicio técnico son:

- Interrupciones

2.2.4. Calidad del servicio comercial

Los índices de la incidencia del usuario sobre la calidad del servicio comercial son:

- Calidad del servicio comercial del distribuidor
- Calidad de la atención al usuario

2.3. Principios de protección

Uno de los aspectos importantes en la calidad del servicio técnico de distribución de energía eléctrica es la protección de los sistemas de distribución y la coordinación de los dispositivos empleados en este proceso. Esto con el fin de restringir a un mínimo el área total afectada por el corte de energía eléctrica y el tiempo total para realizar las reparaciones de emergencia, para restituir el servicio.

El presente trabajo de investigación propone la aplicación de los principios de coordinación de protecciones enfocados a la baja tensión. Los objetivos de cualquier distribuidor son: servir a sus consumidores de tal forma que se aprovechen al máximo los equipos instalados en la red y comercializar el producto de forma tal que se obtengan las mayores ganancias.

Estos dos objetivos se cumplen manteniendo una continuidad en el servicio a través de un sistema de distribución protegido contra condiciones de falla por sobrecorrientes y sobrevoltajes. Uno de los aspectos importantes en la implementación de limitadores de corriente en la red secundaria de baja tensión es el de restringir las sobrecargas al sistema que puedan ocasionar los usuarios conectados de forma ilegal a la red.

Un sistema protegido experimenta un número mínimo de salidas en períodos mínimos de tiempo, además sectoriza las fallas dentro la red, haciendo más fácil su detección. El mismo requiere menor mantenimiento y menor costo de reparación; consecuentemente, el sistema produce un máximo de eficiencia en operación.

2.3.1. Protección contra sobrecorrientes

La protección contra sobrecorrientes se provee con un sistema de dispositivos individuales que funcionan como las compuertas lógicas *and* y *or*, que actúan en condiciones de corrientes excesivas que pueden ser producidas por condiciones anormales de operación.

Una falla en cualquier línea puede producirse por el contacto entre conductores debido al viento, contactos con árboles, o fallas a tierra, o por rayos que impactan en la línea. Las sobrecorrientes en la línea se pueden producir, también por incrementos imprevistos en la carga, daños en el equipo por rayos, aisladores deteriorados, instalaciones o aplicaciones inapropiadas del equipo de la red.

Entre los dispositivos que ofrecen protección contra sobrecorrientes se incluyen interruptores de aire (*circuitbreakers*), restauradores (*reclosers*) para el

primario y cortacircuitos fusibles, fusibles de línea e interruptores termomagnéticos para la red de baja tensión. El dispositivo seleccionado para una instalación particular depende de las características del sistema en el punto de aplicación. Entre estas características están:

- Voltaje
- Corriente de carga
- Rango probable de la corriente de falla
- Parámetros del sistema

Otras consideraciones en la selección de un dispositivo de protección contra sobrecorrientes es la coordinación con otros equipos instalados en la red.

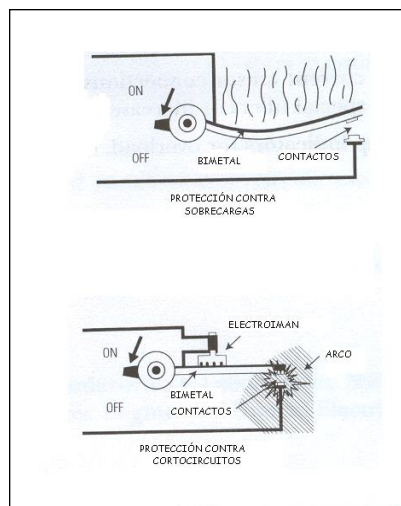
2.3.2. Interruptores automáticos termomagnéticos

Los interruptores automáticos termomagnéticos de circuito proporcionan dos formas de protección contra sobrecorrientes. La primera es la protección contra sobrecargas, la cual se logra por medio de una pieza bimetálica que da lugar a una respuesta inversa de tiempo contra corriente. La segunda es la protección contra sobrecorrientes, que se logra magnéticamente.

El disparo por sobrecarga se obtiene a través de la deflexión de la pieza bimetálica, la cual se calienta por la corriente de sobrecarga. Durante una condición de sobrecarga, la pieza bimetálica se curva, lo que causa que el interruptor se dispare o abra mecánicamente. Entre mayor sea la sobrecarga, más rápido será el disparo del interruptor automático; entre menor sea la sobrecarga, más tarda en dispararse el interruptor. Comúnmente, esto se conoce como el principio del tiempo inverso.

La protección contra sobrecorrientes (cortocircuito) se obtiene a través de la acción electromagnética de disparo, sin retraso intencional alguno en el tiempo. Una condición de sobrecorriente se debe interrumpir con rapidez (por lo común en menos de 20 milisegundos), para proteger el equipo. Durante las condiciones de sobrecorriente, se mueve una armadura por la fuerza electromagnética y se inicia la acción de disparo.

Figura 13. **Representación gráfica de las protecciones de un interruptor automático termomagnético**



Fuente: General Electric Company. Catálogo interruptores automáticos de caja moldeada. p. 4.

2.3.3. Interruptores automáticos limitadores de corriente

En el Código Eléctrico Nacional (National Electric Code) o por sus siglas en inglés NEC, se define un dispositivo de protección contra sobrecorrientes, limitador de corriente, como: un dispositivo que, cuando interrumpe la corriente en su rango de limitación de la misma, reducirá el flujo de corriente en el circuito que ha fallado, hasta una magnitud considerablemente menor que la que se

puede obtener en el mismo circuito si se reemplazara dicho dispositivo con un conductor macizo que tenga una impedancia comparable.

En forma adicional, los laboratorios Underwriters Laboratories Inc (UL), dan la siguiente definición de interruptor automático de circuito, limitador de corriente: los interruptores automáticos de circuito, limitadores de corriente, no sólo dan lugar a una alta capacidad de interrupción sino también, limitan la corriente y energía que dejan pasar hacia los aparatos corriente abajo. Una expresión I^2t , está relacionada con la energía que resulta del flujo de la corriente. Se deben consultar las publicaciones específicas del fabricante, para buscar información relativa a las características de limitación de la corriente y de limitación de la energía de sus interruptores automáticos en particular.

Los interruptores automáticos de circuito, limitadores de corriente, dotan al diseñador de sistemas con un medio para reducir la corriente de falla y los niveles de energía en los componentes corriente abajo del sistema, conservando al mismo tiempo las ventajas, como el disparo común y la posibilidad de volverse a usar, de la protección con interruptor automático. Estos interruptores automáticos limitadores de corriente se pueden reponer y reintegrar al servicio de la misma manera que los interruptores automáticos termomagnéticos convencionales. No hay que reemplazarlos, incluso después de disparar corrientes de máxima falla.

Actualmente, el interruptor termomagnético lo coloca el usuario en su instalación, de acuerdo a las normas de acometida vigentes. El problema que presenta este procedimiento es que si el usuario requiere mayor capacidad que la que posee el interruptor, utilizará uno de mayor capacidad, o bien, conectará la carga directamente del medidor sin ninguna protección. Esto agrega un

riesgo de sobrecarga al cable de acometida, al ramal secundario y seguidamente al transformador.

Las fallas que frecuentemente ocurren cuando un usuario sobrecarga la capacidad nominal de su instalación pueden ser:

- Disparo del flipón del transformador por sobrecarga
- Incendio del aislamiento de los conductores por sobrecalentamiento
- Derretimiento o fundición de las bases de la caja del medidor
- Daño del medidor
- Si el transformador se encuentra defectuoso puede estallar

En el capítulo tres de este trabajo se listan las fallas más frecuentes que se presentan en la red de baja tensión, algunos casos son atribuibles a sobrecargas ingresadas por los usuarios al violar la protección del interruptor normado.

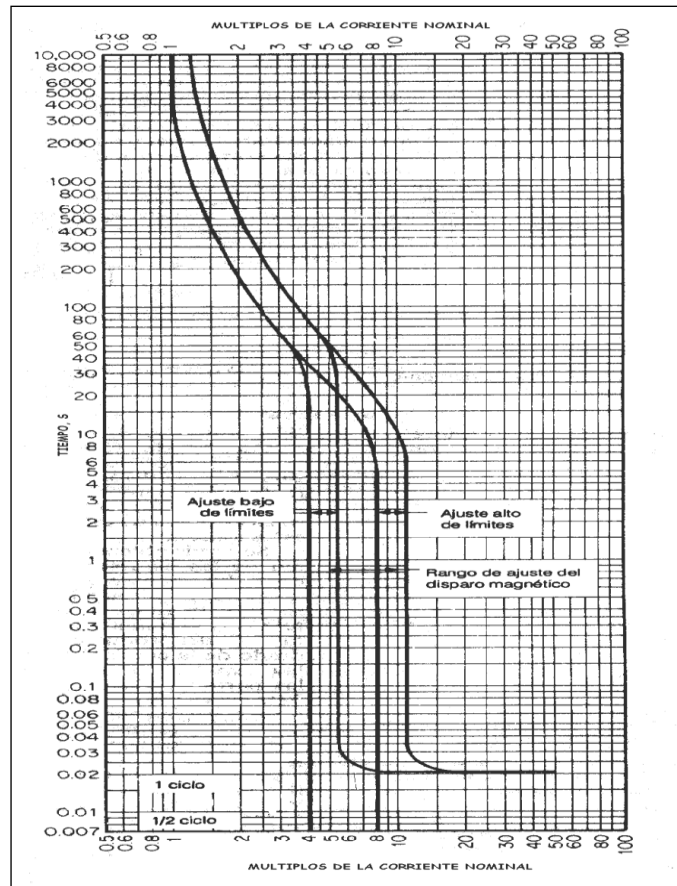
2.3.4. Curvas características tiempo-corriente

Las curvas tiempo-corriente entregadas por los fabricantes muestran los tiempos de operación de los elementos de protección para valores diferentes de corrientes. El valor de tiempo indicado para las curvas pueden corresponder al tiempo mínimo, o bien el tiempo promedio, o el tiempo total de apagado de la corriente. En caso de no indicarse específicamente a que valor corresponde, se asume un valor promedio de tiempo de operación.

Las curvas características de un interruptor automático de circuito son del tipo de función de disparo y sus ajustes asociados. En la figura 14 se muestra la curva característica típica tiempo-corriente, para un interruptor

automático termomagnético de circuito con caja moldeada, de bastidor y de 40 amperios.

Figura 14. **Curvas características de disparo para un interruptor automático de caja moldeada**



Fuente: General Electric Company. Catálogo interruptores automáticos de caja moldeada. p. 45.

2.3.5. Fusibles tipo Diazed

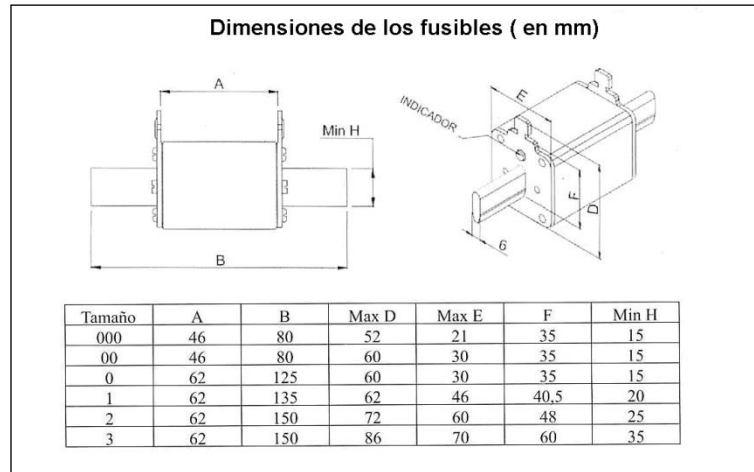
Los fusibles tipo Diazed se construyen para aislamientos del orden de 500 V en corriente alterna y con una corriente máxima de ruptura de 75 kA.

Existen cuatro medidas físicas: DI, DII, DIII y DIV y se coloca en porta fusibles con tapaderas especiales. Estos fusibles proveen una protección contra cortocircuitos y sobre corrientes que se puedan presentar en el cable de acometida que deriva del ramal hacia el medidor. Como se explicará en esta propuesta, es necesario restringir la cantidad de fallas por cortocircuito o sobrecarga que un usuario pueda hacer ingresar al ramal secundario de distribución, esto con el fin de mantener coordinado el sistema, restringiendo a un mínimo el área de la red afectada por cualquier falla.

2.3.6. Fusibles tipo Neozed o NH

En la protección de cada ramal secundario de distribución se instalarán fusibles secundarios de tipo Neozed o NH. Siendo estas últimas las iniciales de NiederspannungsHochleitungen, que en español significan, baja tensión y alta capacidad de interrupción. Deben cumplir las Normas IEC 60 269-1 y IEC 60 269-2-1, así como ser aprobados por UL de los Estados Unidos, ya que estos fusibles son fabricados bajo norma europea. Tienen una capacidad de interrupción de 120 kA para los tamaños 000, 00 y 0, y 200 kA para los tamaños 1, 2 y 3. La tensión nominal es de 500 V; sin embargo, en las pruebas de interrupción que obedecen a las exigencias de IEC, se realizan con 550 V. Los fusibles son montados en ligas de cobre de conductividad eléctrica elevada, con tratamiento superficial de las partes conductivas con estaño y en plata para tamaños 000, 00 y 0 y en los tamaños 1, 2 y 3. El cuerpo cerámico es de material denominado esteatite, que cumple una serie de requisitos de los esfuerzos mecánicos y térmicos que ocurren durante las sobrecorrientes. Los fusibles están rellenos con arena de cuarzo de alta pureza química y de distribución granulométrica controlada. Este material conduce parte del calor del elemento para el cuerpo y desempeña un papel fundamental en el proceso de extinción del arco.

Figura 15. Fusibles tipo Neozed o NH



Fuente: Bussmann de Brasil. Catálogo de fusibles tipo NH. p. 3.

2.3.7. Protección contra sobre voltajes

Cualquier sistema puede estar sujeto a sobrevoltajes debido a una pobre regulación de voltaje, fallas en el sistema, operaciones de *switches* o por descargas atmosféricas. Los primeros tres factores no afectan el aislamiento de los equipos en el sistema, pero sí pueden operar los dispositivos de protección. La mayor parte de los sobrevoltajes que se protegen en una red, son los producidos por descargas atmosféricas. Cuando se aplican adecuadamente los pararrayos apropiados, se provee a la red de una protección contra descargas, conduciendo el potencial peligroso a tierra sin ocasionar daños a la misma.

Un apartarrayos se selecciona para una instalación particular con base en el voltaje del sistema, a su ubicación en la red, y a los dispositivos de protección instalados. El apartarrayos es un sumidero de descarga segura para

una sobretensión, antes de que ésta venza el aislamiento de los aisladores de la línea o de los equipos instalados y los dañe. De este modo puede realizarse la coordinación de un apartarrayos con las características de los aisladores de la línea o del aislamiento de los equipos.

Para el presente trabajo de investigación, la única protección contra sobre voltajes por descargas atmosféricas en la red secundaria de baja tensión, será el aislamiento del conductor entorchado tríplex 1/0 ASCR, la cual se menciona en el capítulo cuatro.

3. EVALUACIÓN DEL IMPACTO DE LA IMPLEMENTACIÓN DE LIMITADORES DE CORRIENTE

3.1. Condiciones que motivan el uso de limitadores de corriente en la red de baja tensión

Las condiciones que deben prevalecer para la implementación del sistema son:

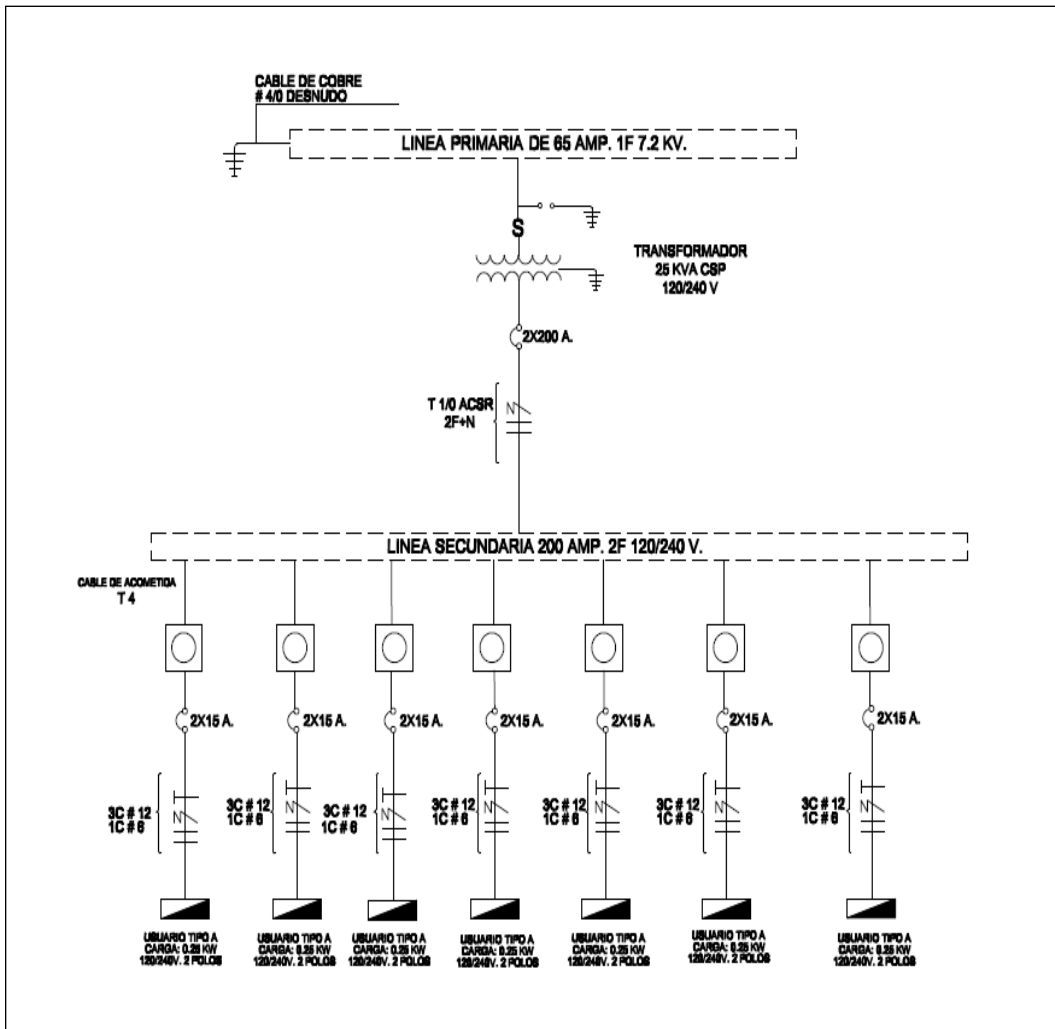
- Sobrecargas debido al incremento descontrolado de la demanda de un usuario
- Sobrecargas debidas al robo de energía en el secundario de baja tensión.

El sistema propuesto básicamente es un sistema de distribución secundaria de baja tensión con limitadores de corriente, que comprende un arreglo de conductores secundarios completamente aislados y un conjunto coordinado de dispositivos de protección contra sobre corrientes, instalados en los ramales que derivan del transformador, fusibles en las derivaciones de los cables de las acometidas que derivan hacia los respectivos medidores y de una llave termomagnética reinicialable que se instalará antes del medidor de energía, todo con el fin de evitar que ingresen sobrecargas no deseadas que puedan provocar daños en la red.

Se pretende reducir al mínimo la posibilidad de que exista una falla que no sea atribuida a la instalación de los usuarios conectados a la red secundaria de baja tensión.

En la figura 16 se muestra el diagrama unifilar de una red de baja tensión, con los dispositivos en el esquema de protección actual, en el cual se aprecia que una falla en la línea secundaria o en el cable de conexión de acometida provoca que actúe el dispositivo de protección del transformador; dejando sin servicio a todos los usuarios conectados al mismo.

Figura 16. Diagrama unifilar de una red de baja tensión existente



Fuente: elaboración propia.

La posibilidad de aplicación del sistema de limitadores de corriente resulta adecuada en lugares donde es común que los usuarios del servicio recurran al robo, hurto o fraude de energía, lo cual se traduce en un sin número de sobrecargas imprevistas en la red de distribución.

Las zonas donde ocurren estos ilícitos, generalmente, son extensiones territoriales invadidas que no cuentan con certeza jurídica sobre la propiedad de las mismas, en Guatemala son conocidos como asentamientos. Las personas que realizan estas invasiones son de muy escasos recursos, las condiciones de vida del lugar son infrahumanas, pues carecen de los servicios públicos formalmente establecidos tales como: drenajes, agua potable, pavimentación de calles, energía eléctrica, los cuales suplen informalmente sin cumplir ninguna normativa urbanística y, generalmente, las viviendas están construidas con materiales de desecho. Las pérdidas de energía eléctrica, se conocen comúnmente como pérdidas no técnicas y como se verá más adelante impactan en los costos de distribución.

Para la distribuidora de energía eléctrica no es conveniente restringirle el consumo de energía eléctrica a cualquier usuario del servicio conectado a su red, dado que, mientras más energía eléctrica se consume, el índice de venta de energía será mayor y por tanto, obtendrá mayores ganancias. Esto sólo es válido cuando este consumo de energía está siendo medido, facturado y cancelado con regularidad por todos los usuarios de la red. En los casos en los que los usuarios recurren al fraude de energía eléctrica, o en los casos como los asentamientos, existe una gran cantidad de energía eléctrica que no puede ser cobrada y vale la pena evaluar dicha restricción. Asimismo, cuando son los usuarios los que construyen la red de distribución, lo hacen en la medida de sus posibilidades, en el caso de los asentamientos resulta insegura, de baja

calidad y con mala regulación de voltaje, causando pérdidas de energía y perjudicando la calidad del suministro.

Otra condición que motiva la aplicación de limitadores en la red de distribución que actualmente operan las distribuidoras en Guatemala, es el hecho de que éstas están construidas utilizando un sistema conductores desnudos para la baja tensión. Debido a esta condición, la red está expuesta a una cantidad considerable de fallas.

En la red de baja tensión de conductores desnudos no es posible identificar rápidamente el tipo de falla que puede hacer operar a un elemento de protección instalado en la red.

En el caso de que alguno de los conductores de fase se encuentre destensado o como para que un soplo de viento lo haga oscilar, podría provocar un cortocircuito entre fases, o bien, una falla a tierra por el contacto con algún objeto o rama cercanos al conductor. También, existe la posibilidad de que la misma oscilación haga fallar el conductor por fatiga mecánica, cayendo éste al suelo en algún punto del ramal. Esto accionaría el elemento de protección del transformador, sin definir claramente en qué ramal de la red secundaria se presentó la falla, mientras que si existiera un limitador de corriente por ramal sólo actuaría el limitador del ramal, librando los demás ramales de la falla presentada.

Si se modifica la red secundaria de conductores desnudos por un sistema de conductores entorchados completamente aislados, las fallas más frecuentes serían las producidas en las acometidas de los usuarios conectados a dicha red. No obstante, el limitador de corriente sería útil en ramales de sectores con alta posibilidad de causar sobrecargas fraudulentas.

A continuación se muestra un estudio sobre pérdidas no técnicas y los aspectos socioeconómicos a considerar para reducirlas.

3.2. Análisis y tratamiento de las pérdidas no técnicas de energía eléctrica

Anteriormente se definió el término pérdidas no técnicas, como la diferencia entre las pérdidas totales del sistema eléctrico y las pérdidas técnicas estimadas para el mismo.

Luego de la privatización de las empresas distribuidoras de energía eléctrica en Guatemala, las pérdidas no técnicas se convirtieron en una variable importante a minimizar por su impacto en el balance financiero de las mismas.

Por ello las empresas distribuidoras de energía eléctrica se propusieron enfrentar con más seriedad este problema, realizando inversiones destinadas a programas encaminados a resolver y reducir las pérdidas no técnicas, desarrollando conjuntamente con los proveedores de materiales y de servicios, los elementos técnicos a fin de restringir las posibilidades de los usuarios de acceder en forma fraudulenta a la energía eléctrica.

3.3. Clasificación de las pérdidas no técnicas

Las pérdidas no técnicas se pueden clasificar o dividir según su causa en:

- Pérdidas por fraude
- Pérdidas por hurto o robo
- Pérdidas por administración

3.3.1. Pérdidas por fraude

Son las provocadas por clientes que poseen medición y que al alterar el funcionamiento del medidor o en las conexiones, logran evitar el total registro de los consumos de energía. Existen muchas formas de alterar los equipos de medición, pero no se deben divulgar.

Basados en la experiencia de la empresa distribuidora, con promedio de conexiones fraudulentas por año de aproximadamente 1100 usuarios residenciales, implica que la energía que se dejó de facturar tiene aproximadamente un costo de Q. 2758 141,00. La detección de estos usuarios permite la posibilidad de recuperación de este costo. Sin embargo, en un plazo de seis meses sólo se recuperó en un 52,89%.

La existencia de estos fraudes, apoya la idea de un sistema que restrinja el consumo de un usuario con antecedentes de recurrir a conexiones fraudulentas de energía como una alternativa.

3.3.2. Pérdidas por hurto o robo

Son conexiones realizadas por usuarios que directamente toman energía de la red, en algunas ocasiones produciendo daños a la red, ya sea porque es alterada, o bien, porque es excedida en sus límites de capacidad conductiva.

Se estima que al momento de realizar el presente estudio existían un aproximado de 10000 usuarios conectados ilegalmente en la red de las distribuidora de energía eléctrica en estudio, distribuidos en 150 asentamientos diferentes. Para efectos de estudio, se supondrá que la distribución de usuarios por asentamiento es uniforme.

De una muestra de 68 asentamientos inspeccionados por la distribuidora de energía eléctrica, en 8 de ellos existían reportes previos de cortes frecuentes del suministro de energía.

En los 68 asentamientos normalizados, se contrataron 4493 nuevos usuarios y durante los primeros ocho meses acumularon un consumo de 5610 986,40 kWh, que a un precio de Q. 1,20 por kWh permitió la facturación por el servicio de Q. 6 733 183,68, cantidad que da una idea de lo que se perdía antes de la normalización.

3.3.3. Pérdidas por deficiencias administrativas

Pérdidas cuyo origen es la incorrecta gestión comercial y administrativa de la empresadistribuidora, y pueden ser por:

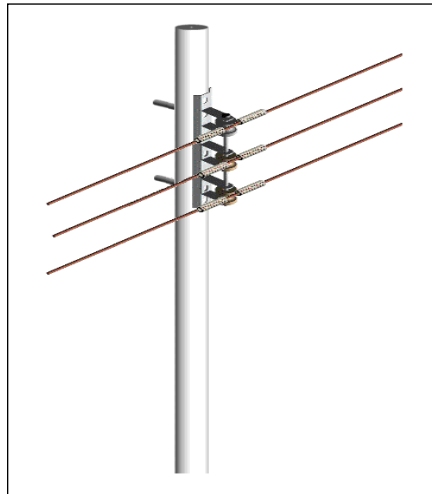
- Errores de lectura
- Clientes sin identificación comercial
- Falta de registro de los consumos propios
- Retrasos de facturación
- Errores en los factores de multiplicación de los equipos de medición
- Equipos de medición obsoletos, incompletos e inadecuados para el tipo de cliente
- Medidores fuera de curva (en retraso)
- Demoras en las reconexiones de servicios
- Suspensiones erróneas

Estas pérdidas por deficiencias administrativas se pueden cuantificar restando a las pérdidas no técnicas, las pérdidas por fraude y las pérdidas por hurto o robo.

3.4. Análisis y tratamiento de fallas en la red de distribución

Actualmente, la red de distribución de baja tensión en las empresas distribuidoras de energía eléctrica, están construidas con un sistema de conductores desnudos sostenidos por aisladores de carrizo instalados en soportes metálicos, que mediante tornillos se sujetan al poste. En la figura 17 se muestra el tipo constructivo de red. Es importante indicar que el sistema de limitadores de corriente pretende mejorar la protección de la red de baja tensión.

Figura 17. Dibujo de una red secundaria con conductores desnudos



Fuente: EEGSA. Adaptación de norma para acometidas aéreas para rótulos luminosos, cabinas telefónicas y aparatos de captación de señal satelital. p. 68.

Para implementar el sistema de limitadores de corriente, es necesario reducir la probabilidad de que ocurran fallas en la red de baja tensión, por lo que se propone aislarla y reducir la probabilidad de fallas a tierra o cortocircuito entre líneas.

A continuación se presenta un estudio elaborado con la información de la Unidad de Calidad del Servicio, en el cual se podrá establecer la cantidad de fallas que pueden incidir en la red actual de la distribuidora.

3.4.1. Informe anual de fallas

La figura 17 muestra una estructura que describe las secciones que constituyen la red aérea de distribución de energía eléctrica y los materiales que se deben instalar para que funcione: una red primaria, un transformador para reducir el voltaje, un poste de concreto y conductores secundarios desnudos.

En esta figura se pueden observar las secciones de las que se compone la red de distribución actualmente en la distribuidora. Básicamente estas secciones son:

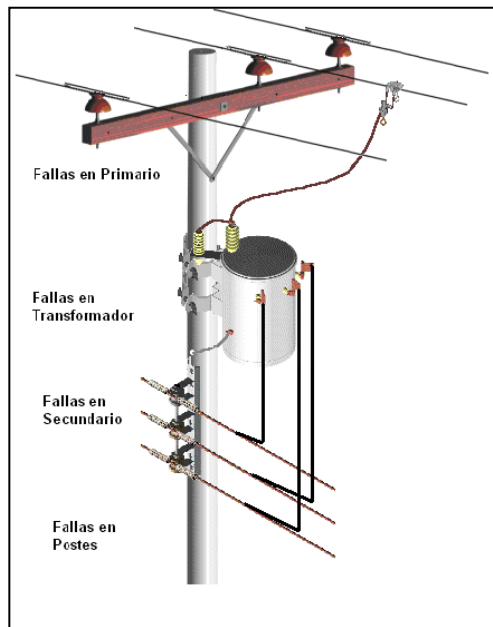
- Red primaria
- Transformador
- Red secundaria
- Postes de la red
- Acometida del servicio

Para el análisis propuesto, únicamente se tomarán las fallas en el transformador, la red secundaria y la acometida, ya que éstas son las que se pueden reducir implementando el nuevo sistema de limitadores de corriente y conductores aislados.

En la tabla VII se observa el registro de fallas que se atendieron como emergencias desde 1999 al 2005, para el total de usuarios conectados a la red de la distribuidora en evaluación. Se puede observar que la mayor cantidad de

emergencias atendidas fueron fallas que se produjeron en la acometida del servicio con un 36% del promedio de fallas registradas. Otra sección importante de la red es el transformador. La mayoría de los transformadores fallan por sobrecarga, por sobrecalentamiento o por cortocircuito cuando el aislamiento interno pierde sus cualidades dieléctricas. El porcentaje de fallas en el transformador representa el 20% del total de fallas en la red. Para un transformador, la mayor cantidad de fallas se van a producir en el lado secundario de la red, por lo que el sistema de limitadores de corriente, reduce de manera considerable la cantidad de fallas que ingresan al transformador.

Figura 18. **Estructura que contiene las secciones que componen la red aérea de distribución de energía eléctrica**



Fuente: EEGSA, adaptación de la UBC 2—1600-10,plano 774400.

Otra sección a considerar en este estudio, es la línea secundaria en sí, las fallas en la línea representan el 8% del total de fallas. Entonces, de acuerdo

con lo observado en la tabla VII, con la implementación de limitadores de corriente en la línea, conductor de acometida y la llave limitadora, se espera reducir el 64% del total de fallas que ocurren en la red de distribución.

Tabla VI. Registro de emergencias atendidas de 1999 y el 2005

		AÑO	Promedio
		Elemento	No. Boletas
Línea Primaria		Recloser	0%
		Fusibles	16%
		Cortacircuitos y Portafusibles	1%
		Seccionalizador Inteligente	0%
		Pararrayos	0%
		Aisladores	1%
		TOTAL	19%
Transformador		Transformador	20%
Línea Secundaria		Línea	8%
Postes		Poste	2%
Acometida		Acometida	28%
		Contador	8%
		TOTAL	36%
		Otros Desperfectos	15%
		TOTAL	100%

Fuente: EEGSA. Datos parciales. Unidad de Calidad del Servicio. 1999-2005.

Si se observa la tabla VII, donde se encuentra el cuadro de porcentajes de emergencias atendidas, se puede notar que las fallas residenciales o en viviendas, son las más frecuentes, presentado un promedio de 41% del total de emergencias atendidas. Puede ser que algunas fallas que se registraron como sectores, hayan sido provocadas por alguna vivienda o algún cliente industrial, pero para este caso, consideraremos las fallas en sectores como independientes o ajenas a los usuarios pero que si afectan el consumo de los usuarios al provocar una apertura por un tiempo determinado.

Se considera que un sector está conformado por 20 viviendas conectadas al secundario de distribución.

Tabla VII. Porcentaje de emergencias atendidas entre el 2002 y el 2005

PRIORIDAD	Promedio
Apertura de Bancos	1%
Casas	41%
Industriales	7%
No Aplica	4%
Sectores	32%
Voltaje Defectuoso	15%
Total	100%

Fuente: EEGSA. Datos parciales. Unidad de Calidad del Servicio. 2002-2005.

En la tabla VIII se presenta el costo anual por emergencias atendidas, para el total de usuarios servidos por la distribuidora.

El costo promedio hora en reparaciones de emergencia es aproximadamente: Q. 1 044,66. El costo promedio por año que se debe invertir, se calcula en Q. 9 000 000,00 para el total de emergencias atendidas en la red.

Tabla VIII. **Costos anuales por emergencias atendidas entre 2002 y 2005**

ESTIMACIÓN DEL COSTO POR HORA DE REPARACIONES DE EMERGENCIA		
SALARIOS	HORA	
OPERADOR LOCAL 1 (1.5%)	Q	15,67
OPERADOR LOCAL 2 (1.5%)	Q	15,67
INSUMOS		
COMBUSTIBLE (45%)	Q	470,10
MANTENIMIENTO (15%)	Q	156,70
DEPRECIACIONES	Q	1,97
MULTAS	Q	18,93
IMPREVISTOS (5%)	Q	52,23
GASTOS ADMINISTRATIVOS (10%)	Q	104,47
IMPUESTOS (5%)	Q	52,23
UTILIDAD CALCULADA (15%)	Q	156,70
COSTO ESTIMADO POR HORA	Q	1 044,66

Fuente: EEGSA. Datos parciales. Unidad de Calidad del Servicio. 2002-2005.

El tiempo promedio de duración de una falla es el tiempo que se registra desde que ingresa la llamada al Centro de Información y Operación de la distribuidora, el operador que la recibe debe llenar un informe y asignar una unidad de reparaciones de acuerdo con la ubicación de la falla. Esta unidad de reparaciones soluciona el desperfecto y avisa la hora de restitución del servicio.

Tabla IX. **Tiempo promedio de duración de fallas entre 2002 y 2005**

PRIORIDAD	PROMEDIO
Casa	03:00:23
Industria	02:38:35
Sector	02:47:33
Voltaje defectuoso	02:57:38
Promedio anual	02:51:02

Fuente: EEGSA. Datos parciales. Unidad de Calidad del Servicio. 2002-2005.

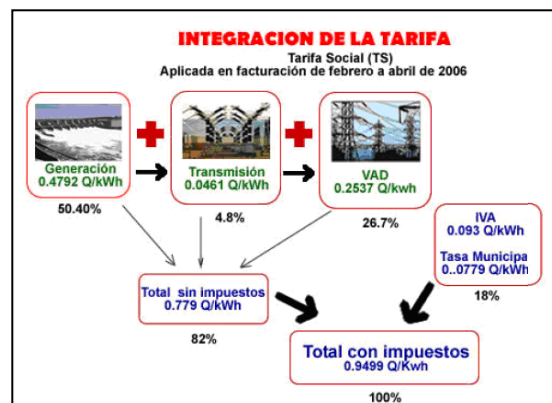
3.5. Evaluación del costo del servicio de distribución de energía implementando limitadores de corriente

Dentro del estudio de la utilización de limitadores de corriente y utilización de conductores forrados completamente aislados en el secundario, se pretende demostrar que se puede mejorar la eficiencia de un sistema de distribución de energía eléctrica, al reducir: las pérdidas por robo de energía eléctrica y el número de emergencias por corte del servicio debido a fallas.

3.5.1. Costo de la energía en asentamientos

De acuerdo con la información de la Unidad de Construcción de Líneas, en un reciente estudio sobre la rentabilidad de la regularización de asentamientos, se estableció que el consumo promedio de un usuario que reside en asentamientos es 73,73 kWh en un mes. La tarifa que establece la Comisión Nacional de Energía Eléctrica para usuarios con este consumo se conoce como tarifa social y sus componentes se muestran en la figura 19.

Figura 19. Integración de la tarifa social



Fuente: <http://www.cnee.gob.gt>. Consulta: 15 de junio de 2006.

Entonces, de acuerdo con la figura 19 se puede establecer que el precio para el kilowatt-hora es de Q. 0,9499 para usuarios que consumen menos de 100 KWh al mes.

Existe una resolución por parte de la Comisión Nacional de Energía Eléctrica (CNEE), la cual determina que por cada nuevo usuario la distribuidora recibirá Q. 8,9260 como cuota fija, el cargo por energía será Q.1,2623 por kWh consumido y un aporte de Q. 0,4833 para fijar la tarifa social en Q.0,7790 por kWh.

La tabla X muestra la descripción de la resolución CNEE-72-2007, manteniendo los porcentajes que se indican en la figura 19.

Tabla X. Desglose de la tarifa social aplicada de agosto a octubre 2007

EEGSA TARIFA SOCIAL	
PARA FACTURAR	AGO-OCT 2007
RESOLUCION NUMERO	CNEE-72-2007
CARGO POR CONSUMIDOR (Q/Usuario -mes)	8,926
CARGO POR ENERGIA (Q/Usuario -mes)	12,623
APORTE INDE AL CARGO POR ENERGIA (Q/kWh)	-0,4833
TARIFA SOCIAL APLICADA	0,779

Fuente: <http://www.cnee.gob.gt>. Consulta: 5 de Septiembre 2007

Con la información de la tabla X se puede establecer el consumo en quetzales por usuario que se detalla en la tabla XI.

Tabla XI. Consumo promedio para un usuario dentro de la tarifa social

CONSUMO POR USUARIO (Q.)	
CARGO POR CONSUMIDOR (Q/Usuario)	8,926
CONSUMO PROMEDIO (kWh)	73,73
TARIFA SOCIAL APLICADA	0,779
CARGO GENERACION 50.40%	28,95
CARGO TRANSMISION 4.8%	2,76
CARGO DISTRIBUCION 26.7%	15,34
TOTAL POR CONSUMO (Q.)	57,44
IVA 12%	6,89
TASA MUNICIPAL 13%	7,47
TOTAL IMPUESTOS (Q.)	14,36
TOTAL A FACTURAR (Q.)	71,79

Fuente: <http://www.cnee.gob.gt>. Consulta: 15 de junio de 2006.

Es importante hacer mención que la distribuidora es como un agente recaudador del sector eléctrico, ya que también recauda el arbitrio municipal conocido como Tasa Municipal y depende del porcentaje o monto fijo a cada municipio, dentro del área de concesión de la distribuidora. Por esto varía el porcentaje mostrado en la figura 19.

3.5.2. Costo de inversión inicial

Actualmente, no se cuenta con un inventario de todos los proyectos de asentamientos que existen y de los que se encuentran robando energía de la red de la distribuidora. Para el presente estudio se pretende realizar una evaluación económica del sistema de limitadores de corriente realizando una simulación. En dicha simulación, se propone reducir en un período de 5 años, el estimado de 10 000 usuarios que existen ilegalmente conectados a la red de baja tensión y distribuidos de forma aleatoria dentro de un grupo de

asentamientos donde el costo de usuario contratado será el promedio. El costo medio para regularizar a un usuario, construyendo una extensión de red es de Q. 1 241,00 de acuerdo con la Unidad de Construcción de Líneas de la Distribuidora. Se debe construir un equivalente a 10000 veces el costo promedio, teniendo una inversión inicial de Q.12 410 000,00.

3.5.3. Reducción de pérdidas de energía no técnicas

Para fines del presente estudio se estima que la reducción de pérdidas por robo de energía eléctrica en asentamientos regularizados con el sistema de limitadores de corriente, puede reducir un 15% del total de la energía perdida.

El total de la energía robada por un usuario no es posible calcularse puesto que cuando la red es precaria, de baja calidad en regulación y de alto riesgo de fallas, los vecinos no conectan el total de sus electrodomésticos a la red.

3.5.4. Costo por reparaciones de emergencia

Los costos por reparaciones de emergencia son todos aquellos que se generan debidos a fallas que ocurren en la red. Se estima que el total de emergencias que se atienden en promedio por año es igual a 21,339. La distribuidora en el 2005 contaba con 700 000 usuarios contratados. La relación entre la población del modelo propuesto de 10 000 usuarios nuevos, con el universo de clientes contratados por la distribuidora, es 1 a 70 por una simple regla de 3. La probabilidad que el modelo propuesto a evaluar exista dentro del universo de usuarios que la distribuidora posee es igual al 1,43%.

La cantidad de fallas probables, al completar el total de clientes contratados dentro de los asentamientos construidos es igual a 305 fallas, las cuales si se considera el costo promedio por emergencia atendida de Q. 422,97, se tendría un costo equivalente a Q. 129 005,85 al año, con 10 000 usuarios. De la tabla VII se puede obtener el porcentaje de fallas que ocurren en usuarios individuales, siendo el 41%, y las fallas que ocurren por sector es, el 32%.

Tabla XII. **Estimación del costo de reparaciones de emergencia**

ENERGÍA NO VENDIDA POR AÑO		
FALLAS TOTALES		305
FALLAS POR USUARIO (41%)		125
COSTO POR HORA	Q	1 044,66
TIEMPO MEDIO POR FALLA (HORAS)		3,00
COSTO ANUAL USUARIO INDIVIDUAL	Q	391 747,50
FALLAS POR SECTOR (32%)		98
COSTO POR HORA	Q	1 044,66
TIEMPO MEDIO POR FALLA (HORAS)		2,78
COSTO ANUAL POR SECTORES	Q	284 607,17
COSTO TOTAL	Q	676 354,67

Fuente: EEGSA. Datos parciales. Unidad de Calidad del Servicio. 1999-2005.

3.5.5. Costo por energía no vendida

El costo de la energía no vendida se puede establecer mediante la suma de la energía anual que se deja de vender por cada falla en usuarios individuales y la energía que se deja de vender por sector. La energía que se deja de vender por usuario, está determinada por el porcentaje de fallas, que de

acuerdo con la tabla VII es el 41% del total; para la muestra utilizada, esto se aproxima a 125 fallas que ocurren en las residencias.

Según la tabla IX, el tiempo promedio para una falla residencial es de 3:00:23 y de la tabla IV demandas máximas activa y aparente por tipo de usuario, se puede obtener la demanda promedio individual para cada usuario en un asentamiento, que es de 250 W para usuarios tipo A. Entonces, con los datos anteriores se puede obtener la energía en kWh de la fórmula del manual MT 1.50.01, la cual es la siguiente:

$$D(n,X) = (n - X) * D(n , X) * FC(n , X) + D (n - 1, X) \text{ (ecuación 1.13)}$$

Siendo:

$D(n , X)$: demanda máxima del conjunto de n usuarios del tipo X

$D(n -1, X)$: demanda máxima de un usuario tipo X

$FC(n , X)$: factor de coincidencia que corresponde al grupo de n usuarios del tipo X

La demanda máxima para un usuario tipo A de asentamientos es 0,25 kW, el factor de coincidencia para un usuario individual es 1, como se deduce de la ecuación anterior:

$$D (1,A) = (1 -1) * 0,25 * 1 + 0,25 = 0,25 \text{ kW}$$

El costo de las pérdidas de energía eléctrica se pueden observar en la tabla XIII.

Tabla XIII. **Consumo promedio para usuarios con tarifa social**

ENERGIA NO VENDIDA POR AÑO	
FALLAS TOTALES	305
FALLAS POR USUARIO (41%)	125
DEMANDA POR USUARIO (kW)	0,25
TIEMPO MEDIO POR FALLA (HORAS)	3,00
ENERGIA POR USUARIO (kWh)	93.75
FALLAS POR SECTOR (32%)	98
USUARIOS POR SECTOR	20
DEMANDA POR USUARIO (kW)	0,25
TIEMPO MEDIO POR FALLA (HORAS)	2,95
ENERGIA POR SECTOR (kWh)	1 445,50

Fuente: elaboración propia.

Las pérdidas administrativas que se refieren a fallas, éstas pueden ser gastos por atención a emergencias, energía que se deja de vender por cortes del servicio y, por último, están las pérdidas que por las multas en las que se incurre al rebasar el índice de fallas que establece la Comisión Nacional de Energía Eléctrica. Estas pérdidas se propone reducirlas en un 10% para el total de fallas individuales; un 20% para las fallas en sectores, puesto que las fallas ingresadas por usuarios que recargan el servicio desaparecerán; un 5% en el presupuesto de atención a reparaciones de emergencia. No se tiene un modelo o prototipo de prueba de donde se puede obtener esta información, por lo que los datos anteriores son únicamente para efecto de este estudio.

Las fallas en transformadores debidas a usuarios son el 10% del total de fallas registradas y el 30% corresponden a fallas en el secundario que disparan al transformador.

Para establecer un modelo en el que se pueda basar para establecer el flujo de efectivo en un asentamiento, se puede apreciar el diagrama de la figura 20. Cuando en el asentamiento se encuentran los vecinos robando

energía eléctrica, a la Distribuidora le representa una considerable pérdida de energía eléctrica al acumular el total de los robos individuales, a la vez, originan un descontrolado ingreso de fallas a la red en su lado de baja tensión.

En este caso, la empresa se encarga de cubrir el pago por transporte y generación, así también cubre el costo de las reparaciones en la red y las pérdidas por efecto Joule ocasionadas por la carga que representan estos usuarios.

Figura 20. **Diagrama del flujo de capital en un asentamiento antes de ser regularizado**

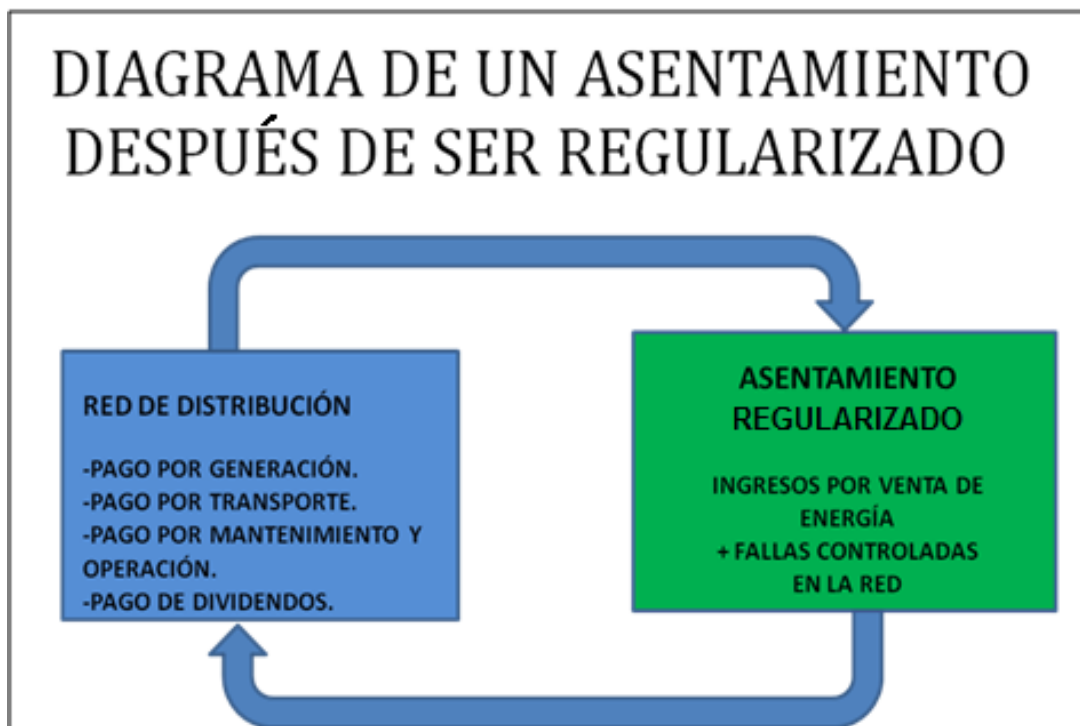


Fuente: elaboración propia.

Cuando el asentamiento es regularizado, para la empresa distribuidora representa un ingreso por venta de energía y un sistema controlable de fallas.

En los casos donde se regularizaron varios asentamientos, el ingreso por venta de energía alcanza a pagar el costo de la generación y transporte de la energía, el costo de mantenimiento y operación, pues se reduce el número de fallas, y se genera una utilidad para pagar dividendos por la inversión realizada.

Figura 21. **Diagrama del flujo de capital en un asentamiento después de ser regularizado**



Fuente: elaboración propia.

Si se multiplican los datos de la tabla XII, por los 10 000 usuarios analizados en un período de un año, se puede obtener la tabla XIV en donde se muestra que el ingreso bruto anual equivale a Q. 8 127 092,06. Con esta información se puede establecer el ingreso neto para el distribuidor quien es el que realiza la inversión en la infraestructura de la red.

Una vez construida la red como cualquier activo fijo, tiene una depreciación. Esta depreciación está establecida por la Comisión Nacional de Energía Eléctrica como 1/30 del valor de la red por cada año de funcionamiento.

Tabla XIV. **Facturación por año para 10 000 usuarios regularizados**

FACTURACION POR AÑO (Q.)	
CARGO POR 10,000 CONSUMIDORES (Q/Usuario al año)	Q 1071 120,00
CONSUMO PROMEDIO (kWh)	8847 600,00
CARGO GENERACIÓN 50.40%	Q 3473709,32
CARGO TRANSMISIÓN 4.8%	Q 330 829,46
CARGO DISTRIBUCIÓN 26.7%	Q 1840 238,87
TOTAL POR CONSUMO (Q.)	Q 5644 777,65
IVA 12%	Q 677 373,32
TASA MUNICIPAL 13%	Q 733 821,09
TOTAL IMPUESTOS (Q.)	Q 1411 194,41
TOTAL A FACTURAR (Q.)	Q 8127 092,06

Fuente: elaboración propia.

Tabla XV. Flujo de caja para proyecto de regularización de asentamientos

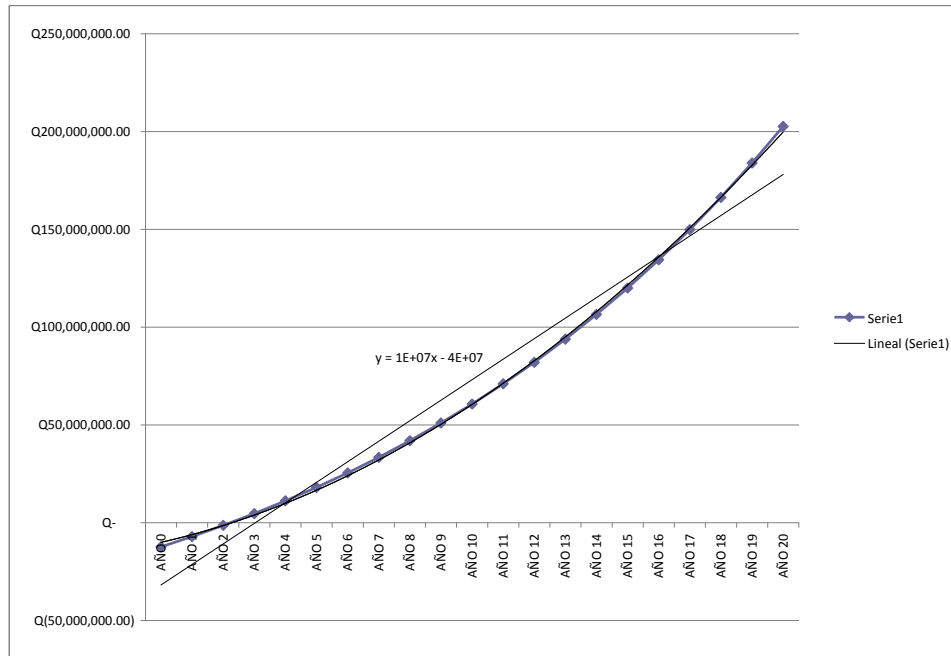
	AÑO 0	AÑO 1	AÑO 2	AÑO 3	AÑO 20
CRECIMIENTO DE LA DEMANDA		3%				
TASA DE RENDIMIENTO MINIMO ACEPTABLE		14%				
INVERSIÓN INICIAL	Q (12,410,000.00)					
INGRESOS BRUTO POR VENTAS	Q 8,127,092.06	Q 8,370,904.82	Q 8,622,031.97	Q 14,250,905.12	
AHORRO DE PERDIDAS	Q 3,804,538.78	Q 3,918,674.94	Q 4,036,235.19	Q 6,671,281.78	
TOTAL DE INGRESOS	Q 11,931,630.84	Q 12,289,579.76	Q 12,658,267.16	Q 20,922,186.90	
INSUMOS						
COSTO POR GENERACION 50.40%	Q (3,473,709.32)	Q (3,577,920.60)	Q (3,685,258.22)	Q (6,091,170.32)	
COSTO POR TRANSMISION 4.8%	Q (330,829.46)	Q (340,754.34)	Q (350,976.97)	Q (580,111.46)	
IVA (12%)	Q (975,251.05)	Q (1,004,508.58)	Q (1,034,643.84)	Q (1,710,108.61)	
TASA MUNICIPAL (13%)	Q (1,056,521.97)	Q (1,088,217.63)	Q (1,120,864.16)	Q (1,852,617.67)	
DEPRECIACIONES	Q (413,666.67)	Q (413,666.67)	Q (413,666.67)	Q (413,666.67)	
COSTO DE REPARACIONES DE EMERGENCIA	Q (129,005.85)	Q (132,876.03)	Q (136,862.31)	Q (226,212.54)	
TOTAL DE COSTOS:	Q (6,378,984.31)	Q (6,557,943.84)	Q (6,742,272.16)	Q (10,873,887.27)	
INGRESOS NETOS	Q 5,552,646.53	Q 5,731,635.92	Q 5,915,995.00	Q 10,048,299.63	
IMPUESTO SOBRE LA RENTA 30 % IN	Q (1,665,793.96)	Q (1,719,490.79)	Q (1,774,798.50)	Q (3,014,489.89)	
UTILIDAD NETA TOTAL:	Q 3,886,852.57	Q 4,012,145.15	Q 4,141,196.50	Q 7,033,809.74	
VAN ACUMULADO	Q (8,523,147.43)	Q 4,012,145.15	Q 4,141,196.50	Q 7,033,809.74	
VAN		Q41,180,310.02				
RELACIÓN BENEFICIO / COSTO:		3.32				
TIR		50.2%				

Fuente: elaboración propia.

Luego de analizar la tabla XIII, se puede establecer que el valor actual neto de la inversión sería de Q. 41 180 310,02. La tasa interna de retorno de 50,2% es muy superior a la tasa de rendimiento mínimo. La relación beneficio/costo es de 3,32, lo que demuestra que la regularización de asentamientos es un proyecto bastante rentable para una empresa distribuidora de energía eléctrica, es importante darle el énfasis necesario para la reducción de cualquier tipo de pérdidas.

La curva de retorno de inversión para el proyecto de regularización de asentamientos, se muestra en la figura 22. El retorno de la inversión se completaría antes de que finalizará el año 2.

Figura 22. Curva de retorno de inversión para el proyecto de regularización de asentamientos



Fuente: elaboración propia.

4. DISEÑO ADECUADO DE UN PROGRAMA DE REDUCCIÓN DE PÉRDIDAS IMPLEMENTANDO EL SISTEMA DE DISTRIBUCIÓN CON LIMITADORES CORRIENTE

4.1. Implementación de programas para la disminución y control de las pérdidas no técnicas

Cualquier programa de este tipo, deberá involucrar a la totalidad de los integrantes de la distribuidora, tanto el área directamente implicada como otras que prestan soporte, entre las que se pueden mencionar son: la División Comercial, Facturación y el Departamento Jurídico.

4.1.1. Cuantificación y calificación de las pérdidas no técnicas

El primer paso para el desarrollo de un plan de reducción de pérdidas en empresas distribuidoras de energía eléctrica, en donde estos programas no se han realizado o han fracasado, es el de cuantificar las de pérdidas e identificar las áreas de mayor incidencia.

4.1.2. Censo de áreas marginales

El censo de estas áreas comprende básicamente:

- El estado y el tipo de líneas de distribución existentes
- Nivel de tensión
- Porcentaje de conexiones directas
- Cantidad aproximada de usuarios

- Grado de marginalidad y peligrosidad de los habitantes

De este censo se podrán identificar áreas en las cuales se proyectarán obras de infraestructura adecuadas, teniendo en cuenta principalmente, el estado de las líneas existentes y el nivel de tensión.

4.1.3. Inspecciones de servicio eléctrico

En este caso, se podrán realizar inspecciones de suministros por barrido completo y/o dirigido.

En cualquiera de los dos métodos es imprescindible que esta tarea sea realizada por personal idóneo que pueda transmitir información precisa para lograr una efectiva detección de irregularidades, ya que las mismas no siempre son de fácil detección debido a que los usuarios tienden a ocultar el ilícito.

4.2. Criterios para la elaboración de planes de reducción y control de pérdidas no técnicas

Los criterios para elaborar planes de reducción y control de pérdidas no técnicas deben definirse en función de la ubicación, la cantidad de usuarios, el acceso y el nivel de peligrosidad que presenta. Existen zonas marginales consideradas zonas rojas por sus altos índices de delincuencia.

4.2.1. Normalización de zonas marginales con conexiones ilegales

En el caso de usuarios clandestinos en un área con condiciones y nivel de tensión adecuado, es conveniente realizar modificaciones técnicas,

complementadas con medidas comerciales como planes especiales de facilidades de pagos a deudas acumuladas, condonación de deudas, entre otras.

En el caso de usuarios clandestinos sin red de distribución o con una red precaria con bajo nivel de tensión, existen diversas opciones en cuanto a la elección del modelo de red a reemplazar, entre las más usuales se pueden mencionar:

- Los limitadores de corriente por ramal y por servicio, instalando conductor coaxial por cada uno de los servicios, utilizando postes de 30 pies.
- Distribución en media tensión con transformadores tipo rurales. Este modelo presenta gran ventaja en cuanto al acceso a la red, que se está hablando de media tensión lo cual torna como peligrosa cualquier manipulación. Sin embargo, el costo respecto al modelo anterior es considerablemente más elevado.
- El grado de peligrosidad en estas áreas determinará la implementación de acciones correctivas para evitar el acceso a la red y la tarea de suspender los servicios.

4.2.2. Inscripción de Clientes

El objetivo de cualquier plan de reducción de pérdidas en zonas marginales es el ingreso al sistema como clientes de los usuarios que se encuentran fuera del sistema, por lo tanto es conveniente minimizar y facilitar los requisitos para la inscripción. En muchos casos la inscripción de clientes se

ve dificultada por el requerimiento de documentación perteneciente a la propiedad, la gran mayoría de estos usuarios se aloja en terrenos fiscales, viviendas usurpadas, sin títulos de propiedad alguno.

Es conveniente asesorar en el uso racional de la energía, a fin de lograr que el cliente una vez ingresado modere sus consumos, evitando así abonar abultadas facturas con las posibles consecuencias de suspensiones de servicios, avisos de corte, entre otras.

4.3. Descripción de los elementos que conformarán la red de baja tensión

Los elementos que se proponen para conformar la red de baja tensión de una empresa distribuidora, utilizando el sistema de limitadores de corriente, se pueden clasificar en elementos principales del sistema y complementarios.

Los elementos principales del sistema son aquellos que permitirán a través de la coordinación de protecciones, la limitación eficiente de la corriente disponible en la red secundaria de una Distribuidora. Éstos son los siguientes:

- Porta fusible para servicio.
- Seccionador fusible para ramales
- Caja de policarbonato con Interruptor termomagnético

Los elementos complementarios son aquellos que se utilizarán para una mejor aplicación del sistema de limitadores de corriente.

Estos son:

- Cable entorchado todo forrado
- Conectores dentados
- Grapas de sujeción para neutro forrado

4.3.1. Seccionador fusible para ramales

El seccionador fusible que se proponen en este trabajo, se especifica en la Norma: Seccionador fusible para baja tensión, (NE 22.00.02).

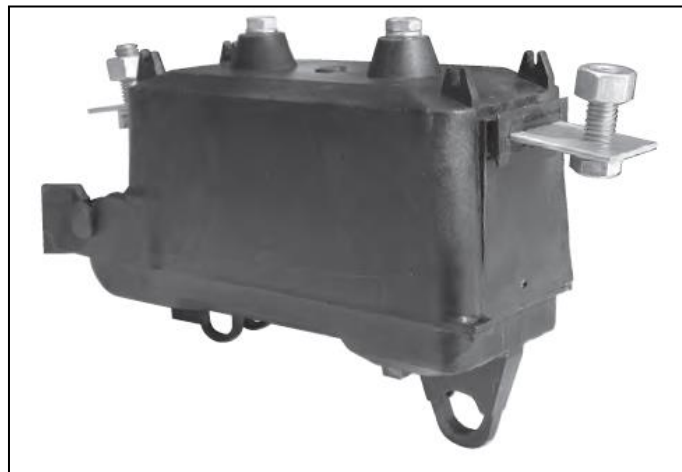
Algunas de sus características constructivas y de utilización descritas en la Norma son:

- El seccionador fusible tendrá como función principal, proteger cada uno de los ramales que se deriven del transformador de distribución y servir como dispositivo de maniobra de la red de baja tensión. El régimen de utilización será continuo; estará sometido a maniobras de apertura y cierre, así como esfuerzos térmicos, mecánicos y electrodinámicos, usuales en este tipo de servicio.
- El seccionador fusible constará de un cuerpo, en el cual incorporará las clavijas de contacto que reciben a un brazo porta fusible con el elemento fusible. El elemento fusible va instalado y montado sobre el brazo. El elemento fusible estará constituido por fusible tipo NH descritos en la Norma de la distribuidora: Elemento fusible tipo NH para baja tensión (NE 22.01.02).
- El seccionador fusible se instalará en el poste de distribución por medio de un angular de fijación, en el espacio entre el transformador y las líneas secundarias de baja tensión. En condiciones normales de

instalación se accionará por medio de pértigas o en forma manual y directa, por lo que el brazo deberá estar provisto de dos ojales que permitan el enganche con la pértiga en forma lateral, uno para realizar la operación de apertura y el cierre y otro para la operación de montaje y desmontaje del mismo.

- Las clavijas y otras piezas de contacto eléctrico deberán ser estañadas con un espesor mínimo de 5 micrones. Las piezas de acero deberán estar protegidas superficialmente por galvanizado por inmersión en caliente de acuerdo a la Norma: Recubrimientos galvanizados en caliente para piezas y artículos de hierro (NE 00.06.10).

Figura 23. **Seccionador fusible para baja tensión**



Fuente: REPROEL, S.A.. Catálogo de seccionadores fusibles para líneas aéreas. p. 12.

4.3.2. Porta fusible para servicio

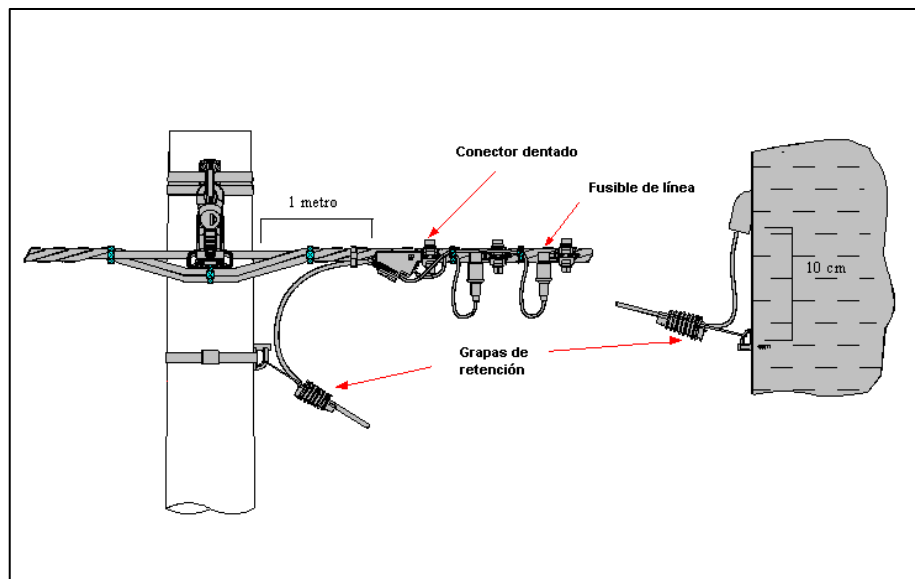
Este dispositivo no se encuentra normado actualmente por la Distribuidora en estudio, debido a que su aplicación representa, probablemente, un incremento en el costo de mantenimiento en una red estándar, no ha sido sometido a una prueba que determine su aplicabilidad. Su funcionamiento y operación únicamente, sería la de proteger el ramal secundario y limitar la corriente que se deriva mediante el conductor del servicio hacia el medidor de energía y la carga instalada por el usuario, impidiendo que se derive otro servicio desde el conductor de acometida. Algunas de sus características constructivas y de utilización serían las siguientes:

- El portafusible de servicio se utilizará para la protección de un ramal principal de cualquier falla que pueda ocurrir en el tramo de conductor que se deriva del ramal hacia la carga instalada por los usuarios del servicio. Las condiciones de trabajo serían las mismas que para el seccionador fusible para ramal.
- Los portafusibles propuestos, utilizarían fusibles tipo Diazed, en los rangos de corrientes requeridos para las tarifas establecidas por la Comisión Nacional de Energía Eléctrica. Estos fusibles no se encuentran normados por la distribuidora en estudio.
- El portafusible para servicios, se instalaría en el conductor de fase del secundario de distribución por medio de conectores dentados, los cuales se describen más adelante como elementos complementarios de la red.
- Las piezas metálicas y de contacto eléctrico, tendrían que cumplir con lo requerido para seccionadores fusibles.

La figura 24 muestra como se instalarían los portafusibles en un ramal de distribución secundario, para derivar un cable de acometida sujetado por una grapa de sujeción amarrada al poste y como se sujetaría el conductor por medio de una grapa de suspensión a una fachada.

Este esquema muestra el sistema de limitadores de corriente utilizado para usuarios residenciales.

Figura 24. **Acometida para usuarios residenciales con el sistema de limitadores de corriente**



Fuente: Cavanna, S.A.. Catálogo de accesorios para baja tensión. Adaptado del esquema de instalación del Kit KC04.

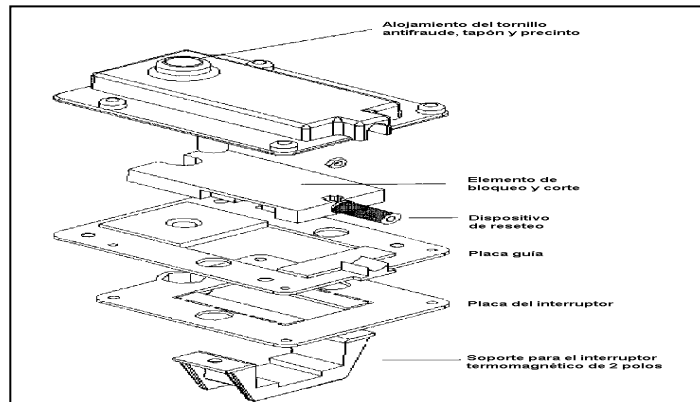
4.3.3. Caja socket de policarbonato con llave termomagnética

Este dispositivo se encuentra actualmente normado por la Comisión Nacional de Energía Eléctrica, aunque su utilización está en fase de prueba. La Norma que describe su fabricación, las pruebas de tipo y su modo de instalación es: Caja socket de policarbonato (NE 56.04.02). Se tiene

contemplada la aplicación futura de cajas del material policarbonato, en proyectos habitacionales con construcciones en serie, donde se requieran dos o más contadores, centralizando puntos de medición como paneles de contadores. Algunas de sus características son:

- La caja socket, se instalará totalmente a la intemperie o parcialmente embutida en concreto o similar, en las columnas de acometida destinadas a tal efecto, quedando la tapa exterior a la intemperie en todos los casos, con exposición a las radiaciones solares durante lapsos prolongados.
- El material de las cajas será policarbonato auto-extinguible. La fabricación será por el método de inyección en matriz. La tapa será fabricada en una sola pieza, con la superficie correspondiente al visor incoloro y transparente, el resto de las superficies estarán opacas.
- La tapa dispondrá de un dispositivo para el montaje de un interruptor termomagnético de dos polos, con un mecanismo que permita el recierre en caso de apertura adicional al sistema de bloqueo en la posición abierta, tal como se indica en la figura 25.

Figura 25. Llave termomagnética para caja socket

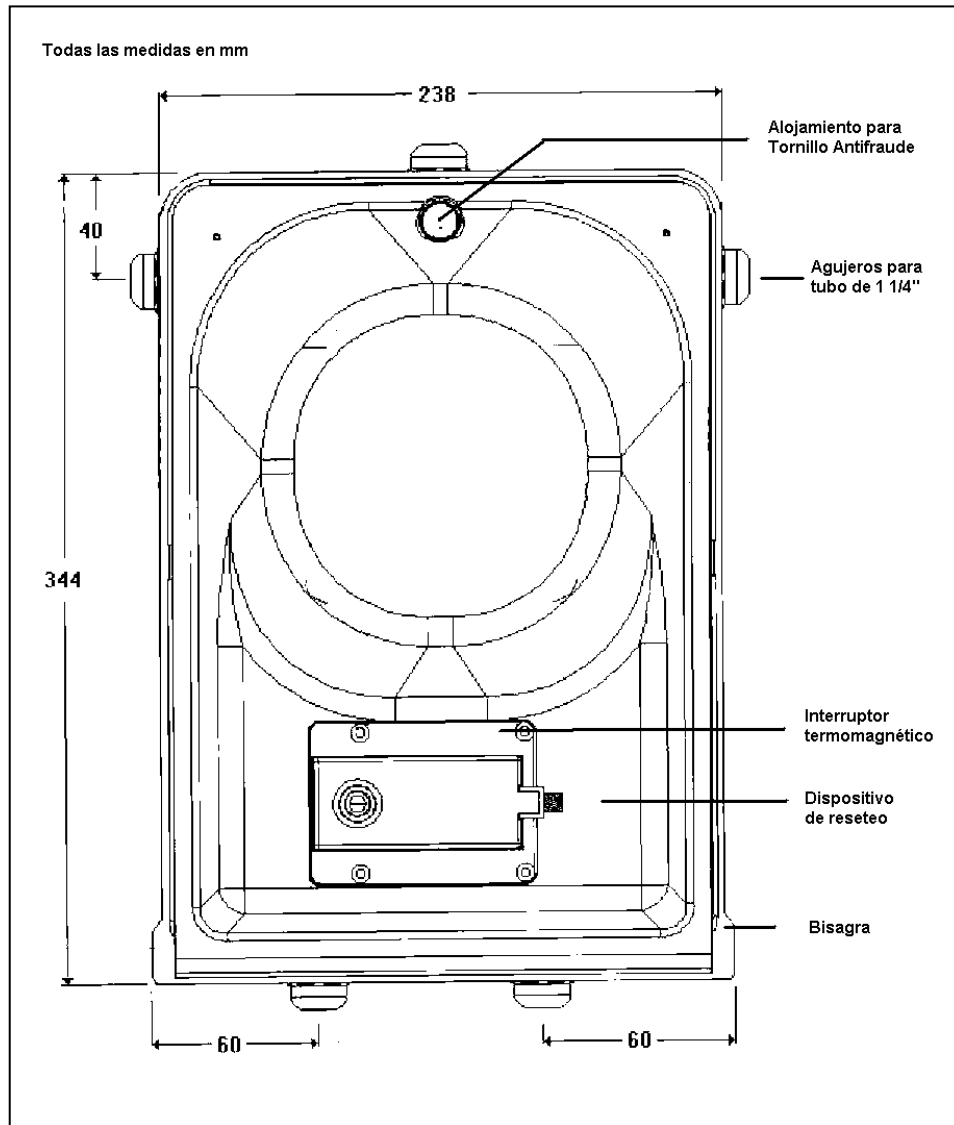


Fuente: Empresa Eléctrica de Guatemala, S.A. Norma NE 56.04.02. p. 3.

- El cierre de la tapa se efectuará mediante un sistema de tornillo antifraude de 1¼" X ¼". Todas las piezas deberán ser rigurosamente intercambiables.

La figura 26 muestra la forma de la caja estándar de policarbonato.

Figura 26. Caja socket para acometida residencial



Fuente: Empresa Eléctrica de Guatemala, S.A. Norma NE 56.04.02. p. 6.

4.3.4. Cable entorchado todo forrado

El conductor de aluminio forrado que actualmente está sustituyendo al conductor de aluminio desnudo, ya se encuentra normado por la CNEE para la instalación de servicios. La norma que describe sus características de fabricación y de instalación es: Conductores de aluminio para redes secundarias e instalación de servicios (NE 05.02.01). La condición de forrar todos los

conductores, incluso el neutral, corresponde a la confiabilidad que presenta en los casos en los cuales los conductores se llegan a unir por causas imprevistas, tales como choques de postes, vientos muy fuertes, contactos con objetos u otros. Aun y cuando los conductores cayeran a tierra, la energía seguiría fluyendo pues el aislamiento impediría que se produzcan cortocircuitos.

4.3.5. Conectores dentados

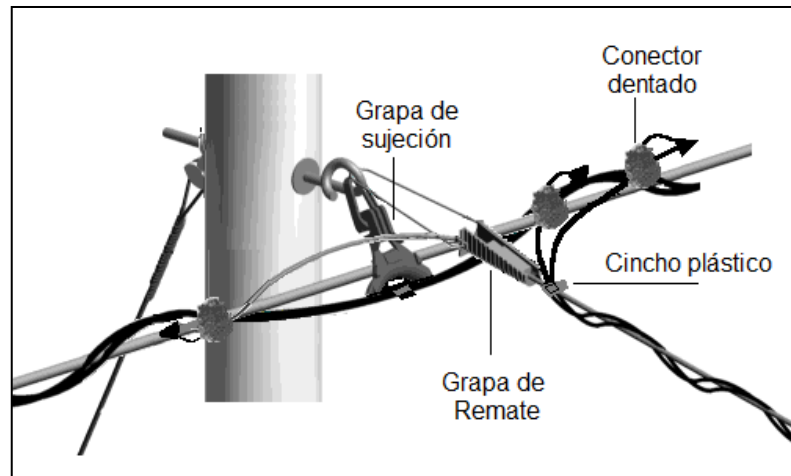
Los conectores dentados que se proponen para las derivaciones en la red, poseen la cualidad de que no dañan considerablemente el aislamiento del conductor, por lo que las características de la red completamente aislada se mantienen. Estos conectores se encuentran normados por CNEE en: “Conectores Dentados (NE 08.05.01). Los conectores dentados están diseñados para cumplir con un buen contacto eléctrico, no así, presentan baja resistencia al esfuerzo mecánico, por lo que requieren la adición de cinchos plásticos para asegurar su resistencia.

4.3.6. Grapas de sujeción

Las grapas de sujeción son los elementos de la red que harán la función de sostener y mantener la tensión mecánica en la línea. Para la red secundaria de distribución, existen dos tipos de grapas de suspensión y la de remate. La primera se encuentra descrita en la Norma Grapa de suspensión para neutro (NE 08.06.02). La segunda se encuentra descrita en la Norma Grapa de remate para neutro (NE 08.06.03).

Las características de todo el conjunto: cable tríplex todo forrado, conectores dentados y grapas de suspensión y remate, se muestran en la figura 27.

Figura 27. Arreglo de derivación para una acometida residencial



Fuente: Empresa Eléctrica de Guatemala, S.A.. Unidad de Construcción UBC 2—0652-10.
Plano 771042.

CONCLUSIONES

1. Un sistema de conductores forrados o aislados, tiene más ventajas que uno de conductores desnudos, ya que reduce en gran medida la probabilidad de corto circuito entre líneas, fallas a tierra por contactos con objetos metálicos y ramas. Si éste se complementa con un sistema

de limitadores de corriente se pueden reducir las pérdidas y fallas ocasionadas por usuarios ilegales que roban energía eléctrica de la red.

2. El único dispositivo de protección, cuando el transformador no es autoprotegido en el secundario de baja tensión es el interruptor termomagnético que instala cada usuario en su instalación particular, si éste no se dimensiona adecuadamente, podrá ocasionar daños en la red y provocar la salida de algún sector afectando a varios usuarios.
3. Para la reducción de pérdidas no técnicas fue necesario implementar un programa coherente a las necesidades, tanto de la comunidad como de la empresa distribuidora. En la mayoría de los casos basta con la regulación del asentamiento que dignifica a los consumidores ilegales, para evitar cualquier tipo de robo de energía eléctrica.
4. El programa de regularización de asentamientos, demostró ser promotor de desarrollo humano, a la vez ha reducido considerablemente las pérdidas por robo de energía eléctrica en la red. Sin embargo, se considera que el limitador de corriente no es necesario en todos los casos, puesto que en determinado momento su utilización presenta mayores problemas que los que resuelve.

RECOMENDACIONES

1. Usar el limitador de corriente, en dónde se puede mejorar considerablemente la confiabilidad de la red. Su implementación debe ir

condicionada a un programa de control de existencias de materiales y auditorías de construcción que asegure la existencia del dispositivo en almacén de la distribuidora de servicios de mantenimiento, así como supervisar su correcta instalación y operación del mismo.

2. El Uso del limitador de corriente puede ser implementado y evaluado en un proyecto piloto. Aunque en la actualidad se deben considerar el uso de nuevas tecnologías como los medidores inteligentes, que ayudan a registrar acciones no autorizadas por el usuario en el desempeño de los mismos.
3. Darle continuidad al estudio socioeconómico, enfocado en el desarrollo humano que se produce en estos lugares, luego de la regularización de los servicios de energía, ya que se ha observado que el nivel de vida de los usuarios crece con relación a su sentimiento de seguridad y pertenencia, que se representa por una vivienda que ante la distribuidora de energía se registra de forma legal.

BIBLIOGRAFÍA

1. ABB. *Catálogo completo*. Pittsburgh, Estados Unidos: ABB, 2003. 580 p.

2. .División de transformadores. *Guía de transformadores de distribución*. Missouri, Estados Unidos: ABB, 1979. 92 p.
3. BUSSMAN. *Catálogo de fusibles tipo NH*. Brasil: Bussmann, 2003. 6 p.
4. CAVANNA. *Catálogo de materiales de conexión y protección para redes de baja tensión*. Buenos Aires: Cavanna. 40 p.
5. Empresa Eléctrica de Guatemala. *Normas para acometidas de servicio eléctrico*. 12a. ed. Guatemala: EEGSA, 1998. 117 p.
6. . Unidad de Normalización. *Manual de acometidas*. Guatemala: EEGSA, 2004. 62 p.
7. . *Manual Técnico NE 1.50.01: estimación de la demanda de energía eléctrica en usuarios residenciales*. 3a. ed. Guatemala: EEGSA, 2009. 11 p.
8. . *Manual Técnico NE 05.02.01: conductores de aluminio para redes secundarias e instalaciones de servicios*. Guatemala: EEGSA, 2001. 7 p.
9. . *Manual Técnico NE 08.05.01: conectores dentados*. Guatemala: EEGSA, 2001. 10 p.
10. . *Manual Técnico NE 08.06.02: grapa de suspensión para neutro*. Guatemala: EEGSA, 2002. 11 p.
11. . *Manual Técnico NE 08.06.0: grapa de remate para neutro*. Guatemala: EEGSA, 2003. 13 p.

12. .*Manual Técnico NE 56.04.02: Caja socket de policarbonato*. Guatemala: EEGSA, 2002. 14 p.
13. GARCÍA BERTRAND, Raquel. *Análisis de las instalaciones eléctricas. Curso de tecnología eléctrica*. España: Universidad Castilla de la Mancha, 2010. 225 p.
14. Guatemala. Comisión Nacional de Energía Eléctrica. *Normas Técnicas de Diseño y Operación de las instalaciones de distribución, NTDOID:Resolución CNEE No. 47-99*. Guatemala: CNEE, 1999. 170 p.
15. . *Normas Técnicas del Servicio de Distribución, NTSD:Resolución CNEE No. 09-99*. Guatemala: CNEE, 1999.118 p.
16. . Congreso de la República.*Ley General de Electricidad:Decreto93-96*. Guatemala: Congreso de la República, 1996. 18 p.
17. . Presidencia de la República. *Reglamento de la Ley General de Electricidad:Acuerdo Gubernativo 256-97*. Guatemala: Presidencia de la República, 1997. 62 p.
18. NEAGU BRATU, Serban; CAMPERO LITTLEWOOD, Eduardo. *Instalaciones Eléctricas: conceptos básicos y diseño*. 2a. ed. México: Alfaomega, 1995. 208 p.
19. REPROEL. *Catálogo de seccionadores fusibles para líneas aéreas*. Buenos Aires, Argentina: Reproel, 2005. 43 p.

20. SAPAG CHAIN, Nassir. *Proyectos de inversión, formulación y evaluación*. México: Prentice-Hall, 2007. 486 p.