



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

**PROPUESTA DE AUTOMATIZACIÓN DE LA RED DE DISTRIBUCIÓN DE LA
EMPRESA ELÉCTRICA MUNICIPAL DE SAN PEDRO SACATEPÉQUEZ**

Jorge Luis Miranda Orozco

Asesorado por el Ing. Gustavo Benigno Orozco

Guatemala, mayo de 2010

UNIVERSIDAD DE SAN CARLOS DE GUATEMALA



FACULTAD DE INGENIERÍA

**PROPUESTA DE AUTOMATIZACIÓN DE LA RED DE DISTRIBUCIÓN DE LA
EMPRESA ELÉCTRICA MUNICIPAL DE SAN PEDRO SACATEPÉQUEZ**

TRABAJO DE GRADUACIÓN

PRESENTADO A LA JUNTA DIRECTIVA DE LA
FACULTAD DE INGENIERÍA

POR:

JORGE LUIS MIRANDA OROZCO

ASESORADO POR EL ING. GUSTAVO BENIGNO OROZCO GODINEZ

AL CONFERÍRSELE EL TÍTULO DE
INGENIERO ELECTRICISTA

GUATEMALA, MAYO DE 2010

UNIVERSIDAD DE SAN CARLOS DE GUATEMALA

FACULTAD DE INGENIERÍA



NÓMINA DE JUNTA DIRECTIVA

DECANO	Ing. Murphy Olympto Paiz Recinos
VOCAL I	Ing. Glenda Patricia García Soria
VOCAL II	Ing. Alba Maritza Guerrero de López
VOCAL III	Ing. Miguel Ángel Dávila Calderón
VOCAL IV	Br. Luis Pedro Ortiz de León
VOCAL V	Br. José Luis Ortiz Herincx
SECRETARIA	Ing. Marcia Ivonne Véliz Vargas

TRIBUNAL QUE PRACTICÓ EL EXAMEN GENERAL PRIVADO

DECANO	Ing. Murphy Olympto Paiz Recinos
EXAMINADOR	Ing. Enrique Edmundo Ruiz Carballo
EXAMINADOR	Ing. Otto Fernando Andrino González
EXAMINADOR	Ing. Armando Gálvez Castillo
SECRETARIA	Ing. Marcia Ivonne Véliz Vargas

HONORABLE TRIBUNAL EXAMINADOR

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

PROPUESTA DE AUTOMATIZACIÓN DE LA RED DE DISTRIBUCIÓN DE LA EMPRESA ELÉCTRICA MUNICIPAL DE SAN PEDRO SACATEPÉQUEZ,

tema que me fuera asignado por la Dirección de la Escuela de Ingeniería Mecánica Eléctrica, el veinticinco de mayo de 2009.

Jorge Luis Miranda Orozco

Guatemala, 22 de enero de 2010

Ingeniero
Otto Fernando Andrino Gonzales
Coordinador del Área de Electrotecnia
Escuela Mecánica Eléctrica
Facultad de Ingeniería
USAC

Estimado Ingeniero Andrino:

De acuerdo con la designación hecha por la Dirección de Escuela, me permito informarle que he tenido a bien asesorar el Trabajo de Graduación titulado: **PROPUESTA DE AUTOMATIZACION DE LA RED DE DISTRIBUCION DE LA EMPRESA ELÉCTRICA MUNICIPAL DE SAN PEDRO SACATEPÉQUEZ**, desarrollado por el estudiante **JORGE LUIS MIRANDA OROZCO**, carné 1999-11345 y, luego de revisarlo, lo encuentro satisfactorio en su contenido y resultados, por lo cual me permito dar aprobación al mismo, remitiéndole a esa coordinación para el trámite pertinente, en el entendido que el Autor y este Asesor somos responsables del contenido y conclusiones del Trabajo.

Sin otro particular, me es grato suscribirme.

Atentamente,



Ing. Gustavo Benigno Orozco Godínez.

ASESOR

ING. GUSTAVO B. OROZCO
COLEGIADO 1879

UNIVERSIDAD DE SAN CARLOS
DE GUATEMALA



FACULTAD DE INGENIERIA

Ref. EIME 14.2010
Guatemala, 22 de FEBRERO 2010.


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:
PROPUESTA DE AUTOMATIZACIÓN DE LA RED DE
DISTRIBUCIÓN DE LA EMPRESA ELÉCTRICA MUNICIPAL DE
SAN PEDRO SACATEPEQUEZ, del estudiante, Jorge Luis
Miranda Orozco, que cumple con los requisitos establecidos para tal
fin.**

Sin otro particular, aprovecho la oportunidad para saludarle.

Atentamente,
ID Y ENSEÑAD A TODOS


Ing. Otto Fernando Andriano González
Coordinador del Área de Potencia

OFAG/sro

UNIVERSIDAD DE SAN CARLOS
DE GUATEMALA



FACULTAD DE INGENIERIA

REF. EIME 15. 2010.

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; Jorge Luis Miranda Orozco titulado: **PROPUESTA DE AUTOMATIZACIÓN DE LA RED DE DISTRIBUCIÓN DE LA EMPRESA ELÉCTRICA MUNICIPAL DE SAN PEDRO SACATEPEQUEZ**, procede a la autorización del mismo.

Ing. Guillermo Antonio Puente Romero

A handwritten signature in black ink, appearing to be 'G. Puente Romero'.



GUATEMALA, 7 DE ABRIL 2010.



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: **PROPUESTA DE AUTOMATIZACIÓN DE LA RED DE DISTRIBUCIÓN DE LA EMPRESA ELÉCTRICA MUNICIPAL DE SAN PEDRO SACATEPÉQUEZ**, presentado por el estudiante universitario **Jorge Luis Miranda Orozco**, autoriza la impresión del mismo.

IMPRÍMASE.



Ing. Murphy Olympo Paiz Recinos
Decano

Guatemala, mayo de 2010

/cc
cc. archivo

DEDICATORIA A

- DIOS** Mi eficiente y suficiente fuente de energía, sabiduría y conocimiento; por regalarme vida para ver realizado este sueño, que un día puse en sus manos.
- Mis padres** Moisés Miranda y Odilia Orozco de Miranda, por el amor y apoyo que siempre me han manifestado, que este triunfo pueda recompensar en parte todos sus esfuerzos y sacrificios.
- Mi esposa:** Gabriela Cardona, por su amor, apoyo y comprensión.
- Mis hermanos** Idalia, Mynor, Julieta y Elmer, por su apoyo incondicional y consejos oportunos que nunca me han faltado.
- Mis sobrinos:** Por su amor y carisma; y recordarme que aún llevo un niño dentro.
- Mis amigos:** Jorge, Moisés, Pedro, Carlos, Mónica, Miguel y Raquel
Que la amistad sea perdurable.

AGRADECIMIENTOS A

Empresa Eléctrica Municipal

San Pedro Sacatepèquez, S. M. :

Por concederme la informacion técnica necesaria para la realizar el trabajo de graduación.

Ingeniero Gustavo Orozco:

Por la asesoria y aporte técnico en el trabajo realizado.

**Universidad de San Carlos
de Guatemala:**

Por ser un centro educativo de oportunidades y forjador de grandes profesionales.

ÍNDICE GENERAL

ÍNDICE DE ILUSTRACIONES	V
GLOSARIO	IX
RESUMEN	XI
OBJETIVOS	XIII
INTRODUCCIÓN	XV
1. GENERALIDADES	
1.1 Qué es un sistema de distribución	1
1.2 Clasificación de los sistemas de distribución	3
2. LA EMPRESA ELÉCTRICA MUNICIPAL	
2.1 Historia	5
2.2 Área de concesión	6
2.3 Modelo administrativo	8
2.4 Cantidad de usuarios	10
3. EL SISTEMA DE DISTRIBUCIÓN	
3.1 Diagrama unifilar de la salida de media tensión	
San Pedro	13
3.2 Perfil de carga	15
3.3 Capacidad instalada	16

3.4	Consumo	16
4.	AUTOMATIZACIÓN DE PROCESOS	
4.1	Qué es un sistema automatizado	21
4.2	Componentes de un sistema automatizado	22
4.3	Ventajas de un sistema automatizado	24
4.4	La automatización y la sociedad	25
5.	CALIDAD DEL SERVICIO	
5.1	Comisión Nacional de Energía Eléctrica	27
5.2	Índices de calidad del servicio técnico	29
5.3	Cálculo de indemnizaciones a usuarios	33
6.	ELEMENTOS DE UNA RED DE DISTRIBUCIÓN	
6.1	Definición y clasificación de líneas de distribución	37
6.1.1	Línea de media tensión	38
6.1.2	Línea de baja tensión	38
6.2	Reconectores	39
6.3	Dispositivos de protección	
6.3.1	Cortacircuitos y fusibles	43
6.3.2	Pararrayos	47
6.4	Transformador	51
6.5	Aislamiento	56

6.6	Conectores	60
6.7	Acometidas	62
7.	AUTOMATIZACIÓN DE LA RED DE DISTRIBUCIÓN	
7.1	Filosofía de la automatización en distribución	65
7.2	Sistema de información y base de datos de la red	66
	7.2.1 Estructura del sistema	67
	7.2.2 Jerarquía y funciones de la automatización en un sistema de distribución	74
	7.2.3 Opciones del sistema	78
7.3	Lazo de Control de un sistema automatizado	79
7.4	Criterios de identificación y codificación de los elementos del sistema	81
	7.4.1 Identificación y codificación de estructuras	82
	7.4.2 Identificación y codificación de líneas de media tensión	86
	7.4.3 Identificación y codificación de seccionamientos	89
	7.4.4 Identificación y codificación de transformadores	91
	7.4.5 Identificación y codificación de líneas de baja tensión	92
7.5	Parámetros de análisis del sistema y datos topológicos	94
	7.5.1 Subestación alta tensión/media tensión	95

7.5.2	Longitudes de línea de media y baja tensión	96
7.5.3	Tipología de los tramos	97
7.5.4	Niveles de tensión	98
7.5.5	Información general de cada uno de los elementos	99
7.5.6	Potencia instalada	102
7.6	Integración de la información del usuario con respecto a la red de baja tensión y media tensión	105
7.7	Sistemas de comunicación	107
7.8	Control en sistemas automatizados	108
7.9	Cronograma de elaboración del sistema	109
7.10	Costo de implementación y operación	112
7.11	Beneficios	114
	CONCLUSIONES	117
	RECOMENDACIONES	119
	BIBLIOGRAFÍA	121
	ANEXOS	123

ÍNDICE DE ILUSTRACIONES

FIGURAS

1.	Red de distribución típica	4
2.	Área de cobertura de Empresa Eléctrica Municipal	7
3.	Organigrama Empresa Eléctrica Municipal	9
4.	Cantidad de usuarios por área	11
5.	Cantidad de usuarios por tipo de tarifa	12
6.	Ejemplo de un diagrama unifilar	14
7.	Curva de carga diaria	15
8.	Componentes de un sistema automatizado	23
9.	Partes de un reconectador	42
10.	Gráfico comparativo de velocidades entre distintas curvas mínimas de fusión en una misma corriente nominal de elemento fusible	45
11.	Cortacircuitos de expulsión	46
12.	Diagrama de conexión de un pararrayos	48
13.	Pararrayos de carburo de silicio y MOV	50
14.	Pérdidas de energía en transformadores monofásicos	55
15.	Aislamiento tipo poste de porcelana	59
16.	Aislamiento tipo poste de composite	59
17.	Aislamiento de suspensión de composite	60
18.	Conector de prolongación	61
19.	Conector de derivación	61
20.	Conector de cuña	62
21.	Elementos de una acometida	64

22.	Entorno de un SIG	72
23.	Actividades de un centro de control	74
24.	Esquema de las jerarquías de la automatización en distribución	77
25.	Lazo de control de un sistema automatizado	80
26.	Codificación de líneas de media tensión	88
27.	Ilustración de codificación de seccionamientos	90
28.	Codificación de líneas de baja tensión	94
29.	Comportamiento del factor de potencia diario	104
30.	Crecimiento de demanda	105

TABLAS

I.	Especificación del porcentaje de pérdidas	18
II.	Compra de energía y potencia	19
III.	Partes de un reconectador	42
IV.	Características eléctricas de aisladores	57
V.	Características radioeléctricas de aisladores	58
VI.	Características mecánicas de aisladores	58
VII.	Código de aldeas de San Pedro Sacatepéquez	83
VIII.	Información de seccionamientos	100
IX.	Información de transformadores	100
X.	Información de tramos	101
XI.	Información de estructuras	101
XII.	Información de reconectores	102
XIII.	Costo de inversión	113
XIV.	Costo de operación	114

GLOSARIO

CNEE:	Comisión Nacional de Energía Eléctrica.
Geocodificación:	Es el proceso de asignar coordenadas geográficas (latitud-longitud) a un punto de interés.
Geodatabase:	Base de datos creada por medio de software SIG, donde los registros se generan por cada una de las geometrías que se vectoriza en la aplicación.
KV:	Kilovoltios.
NTSD:	Documento elaborado por la CNEE, con el objetivo de regular la calidad del servicio de distribución de energía eléctrica.
Proyección de Mercator:	Proyección geográfica tipo cilíndrica, inventada por Gerardus Mercator en 1569. Es famosa en todo el mundo y es muy utilizada en la navegación por la facilidad de trazar rutas de rumbo.
SIG:	Sistema de Información Geográfica: es una integración de un componente geográfico, con un componente descriptivo.

Sistema Automatizado: La automatización es un sistema en donde se transfieren tareas de producción, realizadas habitualmente por operadores humanos, a un conjunto de elementos tecnológicos.

SMT: Salida de media tensión.

Software: Programa por medio del cual se puede ejecutar alguna función específica o realizar algún tipo de proceso en las computadoras.

UTM: Es un sistema de coordenadas basado en la proyección geográfica transversa de Mercator, que se construye como la proyección de Mercator normal, pero en vez de hacerla tangente al ecuador, se la hace tangente a un meridiano.

UTR: Unidad de terminal remota.

Vectorización: Expresión de las características geográficas por medio de vectores, manteniendo las características geométricas de las figuras.

RESUMEN

La Empresa Eléctrica Municipal de San Pedro Sacatepéquez, San Marcos, cuenta a la fecha con una salida de media tensión (SMT) con un voltaje de 13.8 KV que se origina de la Subestación San Marcos, posee una potencia instalada de 11250 KVA y un consumo promedio mensual de 1.4 Megavatio-hora, para satisfacer a un total de 12259 usuarios distribuidos en la cabecera municipal y en 9 de sus 17 aldeas.

Con respecto a la normativa e implementación de las exigencias de la Comisión Nacional de Energía Eléctrica, la empresa se encuentra en la etapa de Transición que es la tercera de las cuatro que se establecen dentro del proceso de adecuación gradual a la medición de la calidad del servicio, tomando en cuenta que la adecuación implica cambio y automatización de todos los procesos tanto del área técnica como comercial.

Actualmente, el departamento técnico maneja manualmente toda la información relacionada con las características propias de la red, lo que impide que se puedan presentar a cabalidad los informes requeridos para evaluar la calidad del servicio, debido a que hasta el momento no se cuenta con una base de datos o sistema de control que contenga información codificada sobre los equipos e instalaciones que abastecen a cada usuario, hasta el grado de poder vincular cada acometida o número de cuenta con la media tensión a través de un centro de transformación y por lo tanto realizar el cálculo de las indemnizaciones e indicadores individuales no es posible.

El desarrollo del presente trabajo de graduación, se divide en tres partes principales que comprenden: La historia e información básica del sistema de distribución y cantidad de usuarios de la Empresa Eléctrica Municipal de San Pedro Sacatepéquez, San Marcos, parámetros y componentes de una red de distribución de energía eléctrica y la propuesta de la automatización de la red de distribución; esta última a su vez, se divide en la elaboración del catastro, el sistema de información georeferenciado (SIG) y los criterios de elección del sistema de comunicación a utilizar.

Básicamente la fase que se propone realizar para dar inicio a la automatización de la red de distribución es la georeferenciación y codificación de cada uno de los elementos del sistema, con el objetivo de que se tenga un código único para cada elemento que pueda ser el enlace entre cualquier sistema de control que se sugiere durante el desarrollo del presente trabajo y el sistema de distribución.

Con el catastro de red, se tiene previsto que las entregas de los reportes mensuales de interrupciones del servicio relacionadas con las instalaciones y los usuarios afectados, a partir de lo cual se determinaran indicadores individuales y/o globales de estas interrupciones sea más confiable y se pueda determinar en cualquier momento que sea requerido.

OBJETIVOS

General

- Elaborar un sistema que constituya una herramienta útil y eficaz en la operativa de la Red de distribución de la Empresa Eléctrica Municipal de San Pedro Sacatepéquez, San Marcos, que facilite la información necesaria para la determinación de los indicadores de calidad del servicio técnico y el cálculo de las indemnizaciones a los usuarios de forma confiable e inmediata.

Específicos:

1. Mejorar la operatividad de la red y las condiciones de trabajo del personal técnico, incrementando la seguridad en las maniobras a realizar en los diferentes elementos de la red.
2. Mejorar la productividad de la empresa, reduciendo los costes de la producción y mejorando la calidad de la misma.
3. Mejorar la disponibilidad de la red eléctrica, pudiendo proveer la potencia necesaria en el momento preciso.
4. Determinar con exactitud y de forma inmediata aspectos importantes de la red de distribución tales como: Kilómetros de línea de media y baja tensión, potencia instalada, y la ubicación georeferenciada de cada uno de los componentes de la red.

INTRODUCCIÓN

Ante la necesidad que existe de que todo distribuidor de Energía Eléctrica disponga de un sistema auditable que permita el análisis y el tratamiento de todas las interrupciones que registre su red, para la verificación de la calidad del producto y del servicio técnico, se hace indispensable contar con un sistema de control en el que se registre como mínimo lo siguiente: La potencia instalada, La identificación de los componentes de la red, tales como: Conductor de baja y media tensión, transformador media/baja tensión, transformador alta/media tensión, así como la cantidad de usuarios asociados a cada sector de baja tensión.

Es así como la Empresa Eléctrica Municipal de San Pedro Sacatepéquez, San Marcos no está exenta de lo emitido por la Comisión Nacional de Energía Eléctrica y existe un interés de parte del Consejo Municipal por cumplir con lo requerimientos técnicos teniendo en cuenta que también será una herramienta útil para la institución debido a que a partir de un sistema de información pueden elaborarse de mejor forma planes de mantenimiento preventivo y de ampliación de la red.

El estudio de los sistemas de distribución eléctrica es de especial interés para las empresas distribuidoras, interesadas en aumentar su eficiencia y mejorar la operación y distribución de la red.

Habiendo observado esta necesidad, se elabora la presente propuesta, que contiene los parámetros y criterios técnicos que deben tomarse en cuenta para la elaboración del catastro de la red de distribución de energía eléctrica.

Dentro de los beneficios de la propuesta se pueden mencionar el que la institución contara con información confiable e inmediata, además dispondrá de una base histórica de datos que ayudaran a tener el criterio de decidir sobre donde realizar ampliaciones de red, balances de carga, y la instalación de equipos de medición con el objetivo de fortalecer el sistema de distribución, tomando en cuenta que la creciente demanda de energía eléctrica del municipio exige un sistema robusto, que ofrezca continuidad y calidad en el servicio.

1. GENERALIDADES

El marco regulatorio del sector eléctrico guatemalteco se basa en un modelo de mercado competitivo a nivel de generación y comercialización, en el cual se ha privilegiado el libre acceso y la existencia de un sistema de precios que refleja equilibrios libres de oferta y demanda, debido a que en estos segmentos pueden darse condiciones efectivas de competencia. En aquellos segmentos en que la presencia de economías de escala da lugar a la existencia de monopolios naturales, los precios son fijados por el ente regulador (Comisión Nacional de Energía Eléctrica) sobre la base de costos económicos eficientes.

1.1 Qué es un sistema de distribución

Un sistema de distribución es el conjunto de elementos que permiten el transporte de energía eléctrica, comprendidos desde las subestaciones primarias que es donde se transforman los niveles de tensión de transporte a niveles de distribución, para que luego de esto a través de transformadores se logre llegar hasta cada uno de los usuarios del servicio de energía eléctrica.

Un sistema de distribución normalmente consta de redes de subtransmisión, subestaciones de distribución o de switcheo que son las que transforman los niveles de voltaje a uno más bajo, adecuado para la distribución a los abonados y centros de transformación.

La función esencial de un sistema de distribución es recibir la energía eléctrica de las centrales de producción o estaciones primarias a través de subestaciones de transformación para distribuir a los usuarios una tensión adecuada de consumo, con la conveniente calidad y continuidad de suministro para los diferentes usos.

Las líneas de distribución presentan algunas características particulares que las diferencian de las de transporte, dentro de las cuales figuran:

- ✓ Poseen cargas de distinta naturaleza (domiciliares, industriales, etc.)
- ✓ Topologías radiales
- ✓ En su mayoría las líneas no presentan transposiciones de fases
- ✓ Relación $x/r < 1$, es decir que las líneas de distribución tienen un valor de resistencia comparable a la reactancia, contrario a las de transmisión en donde la reactancia es la parte dominante de la impedancia y determina el efecto sobre la capacidad de transmitir y la caída de tensión.
- ✓ Múltiples configuraciones, tales como líneas trifásicas, monofásicas y bifásicas, de las cuales predominan la trifásica y monofásica debido al tipo de carga que poseen los usuarios finales y a la necesidad de las distribuidoras de equilibrar las cargas. Para el caso de las líneas bifásicas es frecuente encontrarlas en áreas rurales, en donde las cargas más comunes son molinos que son alimentados por bancos conectados en delta abierta.

Los componentes de un sistema de distribución suelen variar de acuerdo a la longitud de la red de distribución y a la potencia instalada; generalmente los componentes que no pueden faltar en una red son los siguientes: Transformadores, equipos de protección, capacitores, cables, seccionamientos, pararrayos, cortacircuitos, fusibles, acometidas, medidores de energía y postes.

Los sistemas de distribución, ya sea que pertenezcan a empresas privadas o estatales, deben proyectarse de modo que puedan ser ampliados progresivamente, con escasos cambios en las construcciones existentes tomando en cuenta ciertos principios económicos, con el fin de asegurar un servicio adecuado y continuo para la carga presente y futura al mínimo costo de operación.

1.2 Clasificación de los sistemas de distribución

Los sistemas de distribución pueden ser clasificados de varias formas tomando en cuenta que las características de la red van a varias de acuerdo a las condiciones geográficas y climáticas del área de cobertura de las distribuidoras. Dentro de las formas de clasificación pueden considerarse las siguientes:

Según su topología:

- ✓ Radial
- ✓ Anillo
- ✓ Malla

Según el nivel de tensión

- ✓ Distribución primaria
- ✓ Distribución secundaria

Según tipo de carga

- ✓ Industrial
- ✓ Comercial

- ✓ Residencial
- ✓ Mixta
- ✓ Alumbrado publico

Según el tipo de instalación

- ✓ Aérea
- ✓ Subterránea

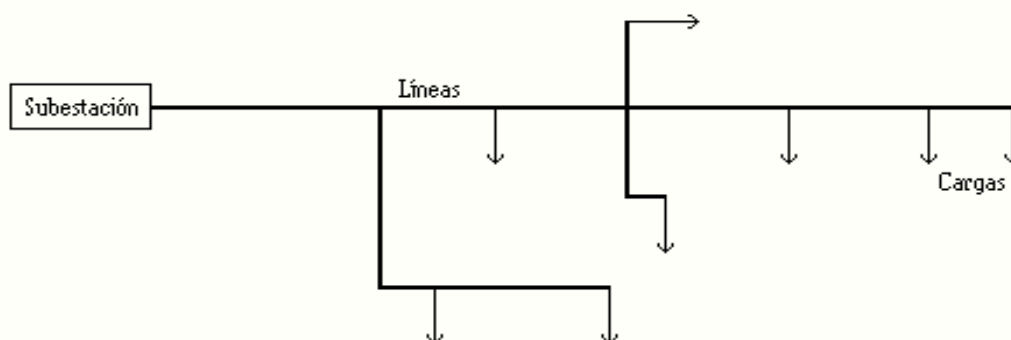
Según el número de conductores

- ✓ Monofásicas
- ✓ Bifásicas
- ✓ Trifásica

Según su ubicación geográfica

- ✓ Urbanas
- ✓ Rurales

Figura 1. Red de distribución típica



Fuente: Sanabria, Vilcahuamán. **Análisis interactivo gráfico de sistemas eléctricos de distribución primaria**, Pág. 9

2. EMPRESA ELÉCTRICA MUNICIPAL

Debido a que las empresas eléctricas municipales son dependencias del gobierno municipal del lugar donde operan, sus usuarios tienen la convicción de que estas pertenecen a la comunidad y por lo mismo es común verlos participar en la toma de decisiones a través de los Consejos de Administración. Actualmente existen 13 empresas eléctricas municipales operando en el país y uno de los mayores retos que tienen es mejorar la calidad del servicio y asegurar la continuidad del mismo para estar al nivel de las distribuidoras con capital privado.

2.1 Historia

A inicios de la tercera década del siglo pasado la ciudad de San Pedro Sacatepéquez se abastecía del fluido eléctrico juntamente con la ciudad de San Marcos utilizando una planta hidroeléctrica ubicada sobre el río Nahuatlá, en el lugar denominado la Vega con una capacidad era de 84 KW. La estructura organizativa de la Empresa Eléctrica estaba integrada por un comité administrativo, un gerente, un tesorero, maquinistas y peones.

A mediados de la década de los años 30, surgió la iniciativa de establecer una segunda planta de energía, la cual se llevó a cabo con gente de origen alemán, esta tenía una capacidad de 125 KW.

Esta planta quedo funcionando únicamente en jornada nocturna y abasteciendo las principales calles de San Pedro y San Marcos, debido a que la capacidad era insuficiente para cubrir por completo las dos ciudades. La separación de la distribución de energía en las ciudades de San Marcos y San Pedro se debió principalmente a que fue construida la hidroeléctrica La Castalia, la cual se destino al abastecimiento de la ciudad de San Marcos y las dos plantas existentes se asignaron a la ciudad de San Pedro Sacatepéquez.

Alrededor del año de 1973 se determino que las dos plantas existentes ya no eran suficientes para satisfacer la creciente demanda del municipio, por lo que se hizo necesario iniciar la compra de energía al Instituto Nacional de Electrificación (INDE). El 4 de febrero de 1976 las plantas hidroeléctricas existentes dejaron de funcionar, debido a que un terremoto sacudió el país en esta fecha destruyendo parcialmente la infraestructura de las mismas, por lo que se determino desde entonces comprar toda la energía al INDE. Actualmente la Empresa Eléctrica de San Pedro cuenta con una salida de media tensión (SMT) que tiene como punto de entrega la Subestación Eléctrica ubicada en Aldea Champollap del municipio de San Pedro. Adicionalmente a esto cuenta con otro punto de entrega ubicado en Aldea Santa Teresa, para llevar energía a una parte de esta aldea.

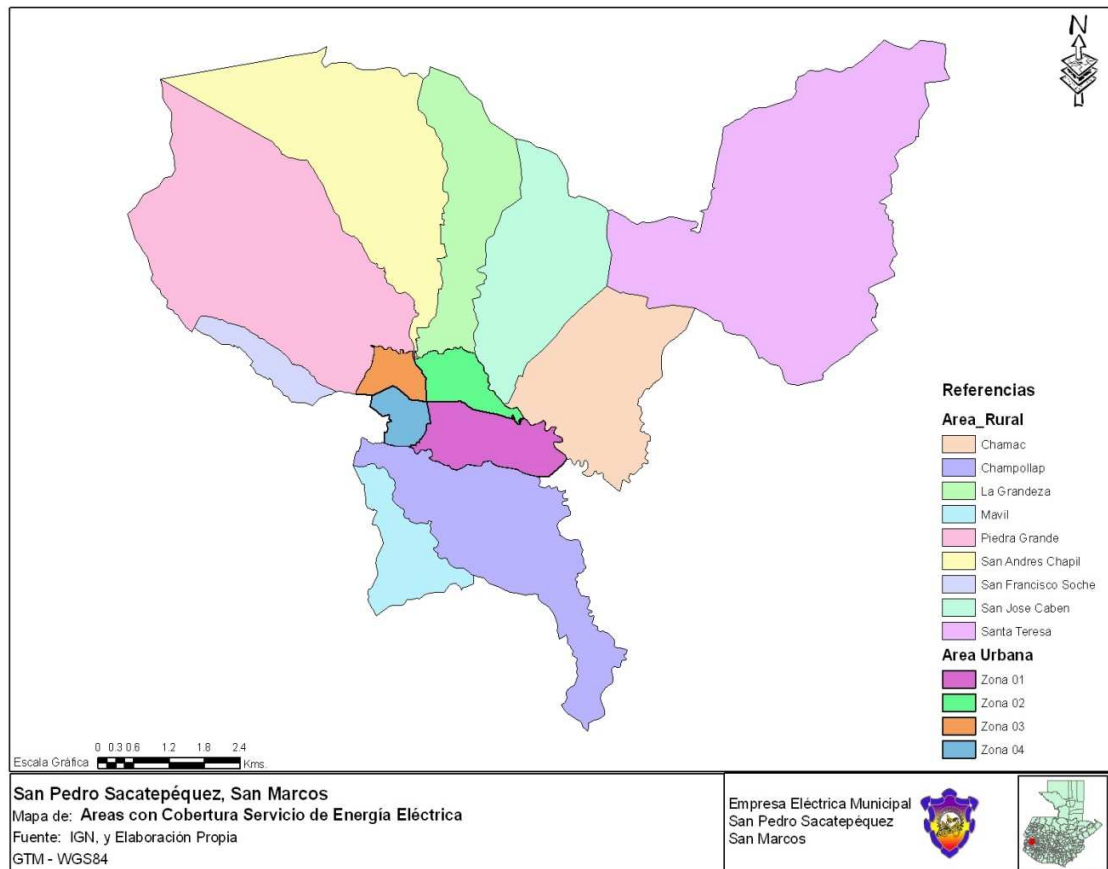
2.2 Área de concesión

El Ministerio de Energía y Minas a través del Acuerdo No. AG-295-99 con fecha 18 de noviembre de 1999, otorga autorización definitiva a la Empresa Eléctrica Municipal de San Pedro Sacatepéquez para prestar el servicio de distribución final de electricidad.

El área de cobertura asignada es el casco urbano del municipio y las aldeas: Piedra Grande, La Grandeza, San José Caben, Santa Rita, San Isidro Chamac, San Andrés Chapil, San Francisco Soche, Champollap. Mávil, Santa Teresa y Chim, pertenecientes al municipio de san Pedro Sacatepéquez, cumpliendo con las obligaciones contenidas en la Ley General de Electricidad y su Reglamento. Así como en las demás leyes de aplicación vigentes.

Es así como la Empresa Eléctrica Municipal cubre el centro urbano del municipio, el cual está dividido a su vez en 4 zonas y 10 de las 17 aldeas que lo conforman. El área de cobertura de la empresa se representa en la gráfica siguiente.

Figura 2. Área de cobertura de Empresa Eléctrica Municipal



2.3 Modelo administrativo

La estructura organizacional actual de la Empresa Eléctrica Municipal de San Pedro Sacatepéquez está conformada de la siguiente manera:

Consejo de Administración: Es la autoridad suprema de la institución y está conformado por miembros del consejo municipal y por representantes de la sociedad civil del área urbana y rural, que tienen la función de dirigir la empresa a través del análisis de la información financiera y comercial, plantear las metas estratégicas y la aprobación de presupuestos generales entre otras.

Gerencia: Es el órgano ejecutor de la institución, tiene a su cargo la dirección y administración de la misma y debe llevar a cabo todas las instrucciones y decisiones que emanen del Consejo de Administración.

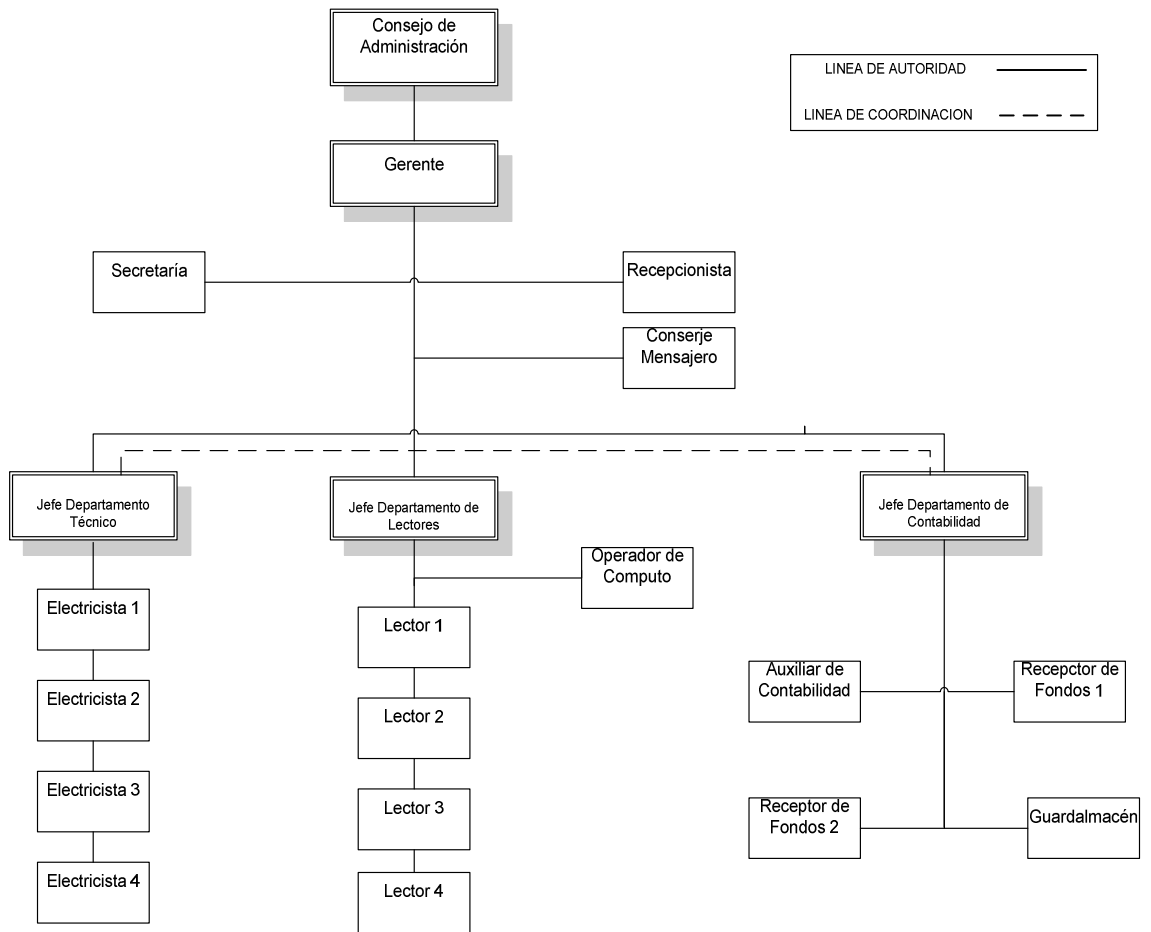
Departamento de Lectores: La función principal de este departamento es la de recolectar todas las lecturas reportadas por cada uno de los medidores de los usuarios, emisión de facturas y distribución de las mismas.

Departamento Técnico: Tiene a su cargo el mantenimiento preventivo y correctivo de la red de distribución de media y baja tensión, inspección e instalación de nuevos servicios, ampliaciones y mejoramientos de red así como la ejecución de nuevos proyectos.

Tesorería: Es el departamento encargado de llevar el control de ingresos y egresos de la empresa así como de coordinar los pagos de planilla y compras previamente autorizadas por el consejo de administración.

El organigrama general de la empresa es de tipo vertical y se presenta a continuación:

Figura 3. Organigrama Empresa Eléctrica Municipal



Fuente: **Empresa Eléctrica Municipal, San Pedro Sacatepéquez.**

2.4 Cantidad de usuarios

El servicio de distribución final de Energía Eléctrica, es un servicio regulado que debe prestarse en condiciones de calidad y precios aprobados por la Comisión Nacional de Energía Eléctrica, quien a su vez es la encargada de definir las tarifas de distribución y la metodología para el cálculo de las mismas. Razón por la cual se emitió la resolución No. CNEE -57-2005 con fecha 28 de abril de 2005 para definir las tarifas a implementar en la Empresa Eléctrica de San Pedro Sacatepéquez San Marcos.

Condiciones generales Resolución No. CNEE 57-2005:

Usuario: Titular o poseedor del bien inmueble que recibe el suministro de energía eléctrica. Únicamente el usuario o su representante legal podrán ampliar, renegociar, modificar o formular reclamos relacionados con el servicio con el servicio contratado.

Para efectos del pliego tarifario, los usuarios del servicio de energía eléctrica se clasifican en tres categorías: a) Usuarios con servicio en baja tensión cuya demanda de potencia es menor o igual a once kilovatios (11 KW); b) Usuarios con servicio en baja o media tensión, cuya demanda de potencia es mayor de once kilovatios (Kw); y c) Usuarios con servicio en baja tensión, media tensión y alta tensión cuya demanda de potencia sea mayor a cien kilovatios (100 Kw), quienes no están sujetos a regulaciones de precio de acuerdo a lo establecido en la Ley General de Electricidad y su Reglamento.

El Congreso de la República a través del Decreto 96-2000, establece la Tarifa Social, la cual es una tarifa aplicada al suministro de energía dirigida a usuarios regulados conectados en baja tensión sin cargo por demanda.

Se reconoce como usuario de tarifa social a todo usuario que consuma la cantidad igual o inferior a 300 Kwh en un período de facturación mensual o consuma un promedio diario de hasta 10 Kwh, para lo cual la Comisión Nacional deberá emitir y determinar las normas, metodología, procedimientos y fuente energética necesarios para la implementación de esta tarifa.

Es así como a continuación se clasifican a los 12,259 usuarios de la Empresa Eléctrica Municipal de San Pedro Sacatepéquez, registrados al mes de junio de 2009.

Figura 4. Cantidad de usuarios por área

Área	Área
urbana	rural
6464	5795

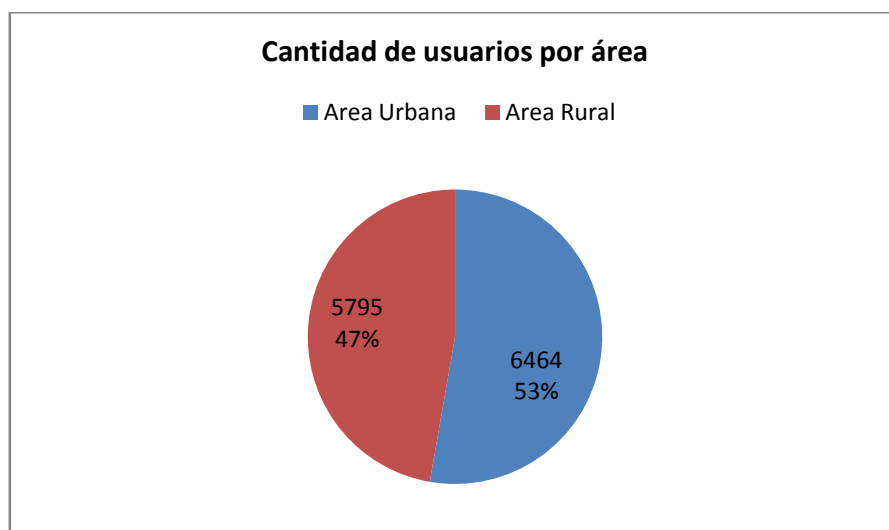
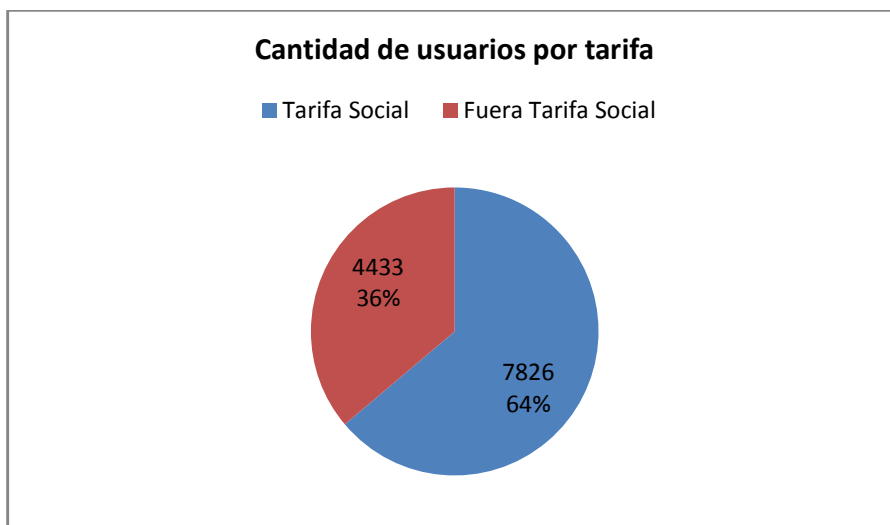


Figura 5. Cantidad de usuarios por tipo de tarifa

Tarifa social	Fuera tarifa social
7826	4433



3. EL SISTEMA DE DISTRIBUCIÓN

El proceso de abastecimiento eléctrico consta de tres etapas: generación, transmisión y distribución. Este último es el que suministra energía eléctrica para el consumo de ciudades y poblados, el cual es realizado a través de redes de alimentación y subestaciones que son continuamente modificados para lograr una mejor operación del sistema.

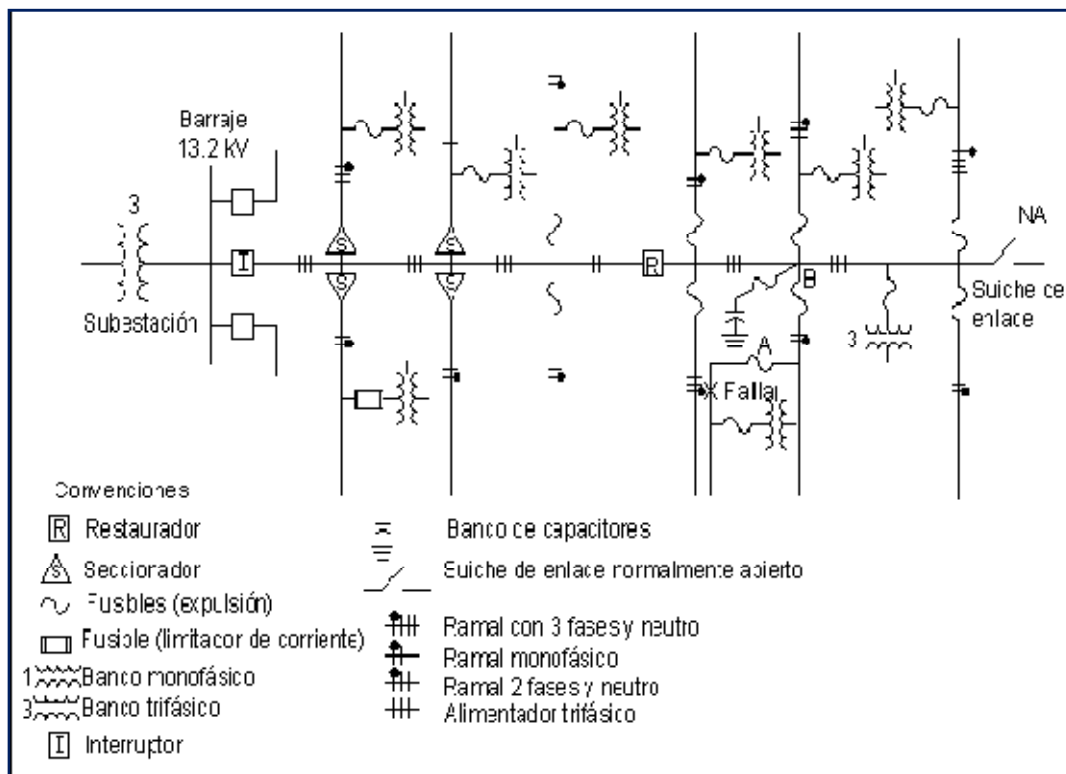
3.1 Diagrama unifilar de la salida de media tensión San Pedro

A medida que se va extendiendo la red de distribución de energía eléctrica se hace más difícil documentar de manera adecuada cada uno de los cambios realizados en la instalación. Razón por la cual es importante contar con un Diagrama Unifilar suficientemente detallado para una buena comprensión del sistema, ya que en él se indican todos los puntos de interconexión entre las instalaciones, que después serán la base para poder programar revisiones y mantenimiento y con ello disminuir riesgos de fallas en la instalación.

Los diagramas unifilares son la representación abstracta de una línea de distribución en una sola fase. En él se muestran las conexiones entre dispositivos componentes, partes de un circuito eléctrico o de un sistema de circuitos representados mediante símbolos. El propósito de estos diagramas es el de suministrar en forma concisa, información significativa acerca del sistema.

En los anexos se pueden observar los diagramas unifilares de las salidas de media tensión de la red de distribución de la Empresa Eléctrica Municipal, los cuales se han denominado San Pedro I, San Pedro II y San Pedro III, los primeros dos son en voltaje 13.2 KV, y el último de 34.5 KV. Se ha optado por dividir en dos diagramas la salida de media tensión en 13.2 KV, debido a que la Empresa Eléctrica esta por habilitar una nueva salida y ya se tiene bien definida la infraestructura para poder dividir las cargas entre ambos ramales.

Figura 6. Ejemplo de un diagrama unifilar



Fuente: Harper, Gilberto. **Fundamentos de instalaciones eléctricas mediana y alta tensión.**

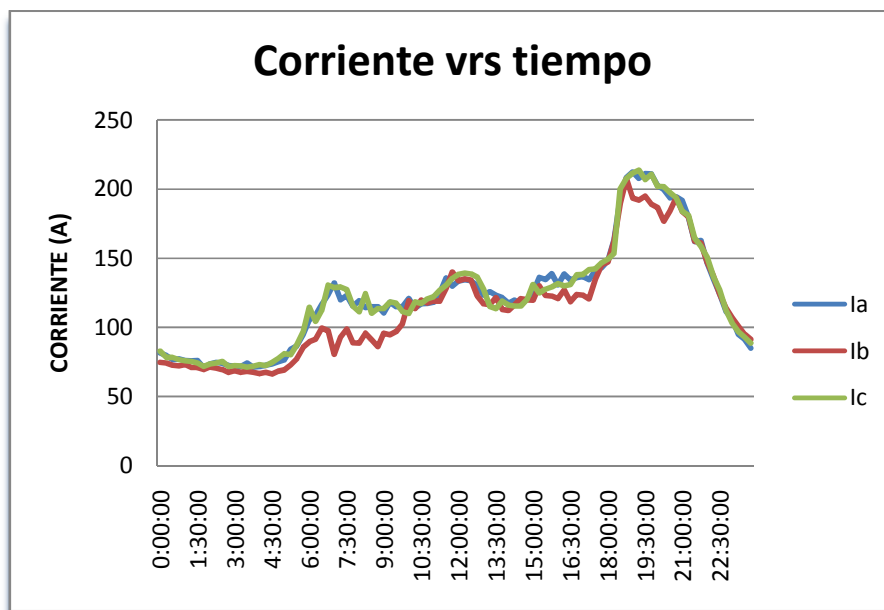
Pág. 30

3.2 Perfil de carga

La salida de media tensión San Pedro con origen en la subestación San Marcos, posee un equipo de medición del cual se obtienen los datos del perfil de carga de la SMT y el comportamiento de las corrientes a lo largo del día, estableciendo así mismo el período de mayor demanda y el índice de crecimiento del consumo de la red. Es así como se establece que el horario de mayor demanda o período de pico está comprendido entre las 18:30 a 21:30 horas, alcanzando niveles de corriente promedio del orden de los 220 amperios por fase.

También se puede verificar que el mayor desbalance de corrientes es el alcanzado en el período comprendido de 6:30 a 9:30 horas, con un porcentaje del 22% de desbalance de la fase b con respecto a las fases a y c.

Figura 7. Curva de carga diaria



3.3 Capacidad instalada

La Red de distribución de la Empresa Eléctrica se divide en dos partes; que comprende la salida trifásica principal que alimenta el centro del municipio y 9 de sus aldeas con un voltaje de 13.2 KV que se origina de la subestación San Marcos, y otra extensión monofásica que alimenta parte de los caseríos de la aldea Santa Teresa con un voltaje de 34.5 KV, que es alimentada por la línea que parte de la subestación La Esperanza y finaliza en la subestación San Marcos.

La salida 13.2KV cuenta con un total de 430 transformadores 13.2Kv/120-240V con una capacidad promedio de 25 KVA y 10 bancos trifásicos de diferentes capacidades para dar una capacidad total instalada de 11250 KVA, mientras la derivación monofásica cuenta con un total de 10 transformadores 34.5Kv/120-240V que suman un total de 250 KVA, según datos que maneja el departamento técnico de la empresa.

3.4 Consumo

En cuanto al consumo de la SMT San Pedro se cuenta con los datos de compra de energía y potencia, los cuales son reportados por el equipo de medición que tiene instalados el proveedor que en este caso es el Instituto Nacional de Electrificación (INDE). Es prudente hacer notar que estos registros incluyen las pérdidas de distribución que son inherentes al sistema.

Las pérdidas en un sistema de distribución pueden clasificarse en Técnicas y Comerciales.

Pérdidas técnicas:

- ✓ Fugas de corriente por bajo aislamiento
- ✓ Fugas de corriente por falta de mantenimiento
- ✓ Fugas de corriente por envejecimiento de los materiales y equipos
- ✓ Uso de equipos ineficientes
- ✓ Transformadores y redes sobrecargadas

Pérdidas comerciales:

- ✓ Robos de energía
- ✓ Errores en los sistemas de medición
- ✓ Errores en el sistema de facturación

En el caso específico de la Empresa Eléctrica Municipal de San Pedro, la Comisión Nacional de Energía Eléctrica (CNEE), debita trimestralmente un monto por concepto de pérdidas de energía reales de la distribuidora, el cual se calcula semestralmente de la siguiente forma:

$$\%PREAsem\ m = \frac{(CEDtrim\ n + CEDtrim\ n - 1) - (EFDtrim\ n + EFDtrim\ n - 1)}{(CEDtrim\ n + CEDtrim\ n - 1)}$$

El valor de $\%PREAsem\ m$ se usara de referencia para dos trimestres consecutivos.

Donde:

$\%PREA_{sem\ m}$ = Porcentaje de pérdidas reales de Energía de la Distribuidora en el semestre “m”.

$CED_{trim\ n}$ = Cantidades de Energía compradas en el trimestre “n” por las Distribuidoras en todas las categorías tarifarias.

$EFD_{trim\ n}$ = Energía facturada en el trimestre “n” por la Distribuidora en todas las categorías tarifarias.

Posteriormente deben de compararse las pérdidas reales de energía con las pérdidas reales reconocidas ($\% PREC_m$), a la Empresa Eléctrica Municipal de San Pedro Sacatepéquez a la fecha se le reconoce un máximo de pérdidas del 16% tal como lo muestra la tabla siguiente.

Tabla I Especificación del porcentaje de pérdidas

Compras de potencia y energía correspondiente al semestre	$\% PREC_{sem}$
Mayo-05 a Abril-06	26,00
Mayo-06 a Abril-07	23,50
Mayo-07 a Abril-08	21,00
Mayo-08 a Abril-09	18,50
Mayo-09 a Abril-10	16,00

Fuente: Comisión Nacional de Energía Eléctrica. **Resolución 57-2005.**

Habiendo explicado lo anterior se detallan los datos promedio de los primeros 5 meses del presente año de compra de energía y potencia medidos en el punto de entrega de la salida de media tensión.

Tabla II Compra de energía y potencia

Datos compra de energía y potencia mensual		
Tarifa	Energía (Kwh)	Potencia (w)
Social	833,925.51	2,570.54
Fuera tarifa social	1,105,436.14	3,407.46
Total	1,939,361.65	5,978

Fuente: Empresa Eléctrica Municipal, San Pedro Sacatepéquez.

4. AUTOMATIZACIÓN DE PROCESOS

Dentro de las empresas la automatización ha pasado de ser una herramienta de trabajo deseable a una herramienta indispensable, ya que con ella tienen la oportunidad de ser más competitivas mejorando la calidad de su producto, reduciendo los tiempos de producción y sobre todo mejorar su rentabilidad.

4.1 Qué es un sistema automatizado

La automatización puede definirse como el conjunto de técnicas que involucran la aplicación e integración de sistemas mecánicos, eléctricos-electrónicos compatibles entre sí que unidos pueden llegar a operar y controlar diferentes tipos de sistemas de forma autónoma o semiautónoma.

El término automatización también se ha utilizado para describir sistemas no destinados a la fabricación en los que dispositivos programados o automáticos pueden funcionar de forma independiente o semi-independiente del control humano. En comunicaciones, aviación y astronáutica, dispositivos como los equipos automáticos de conmutación telefónica, los pilotos automáticos y los sistemas automatizados de guía y control se utilizan para efectuar diversas tareas con más rapidez o mejor de lo que podrían hacerlo un ser humano.

Las altas exigencias en la calidad del servicio de energía eléctrica obligan cada vez más a las distribuidoras a disponer de sistemas más flexibles y seguros que garanticen la menor interrupción posible en el fluido eléctrico. Para lograr este objetivo la automatización de los sistemas de distribución es prácticamente indispensable y ha producido excelentes resultados en las empresas que la han implementado.

4.2 Componentes de un sistema automatizado

Un sistema automatizado consta de dos partes principales:

- ✓ Parte de mando
- ✓ Parte operativa

Parte de mando: Regularmente esta parte está formada por autómatas programables (tecnología programada), sistemas de comunicación remota y software, aunque anteriormente se utilizaban relés electromagnéticos, Tarjetas electrónicas o módulos lógicos neumáticos (tecnología cableada). El control principal de la parte de mando debe ser capaz de comunicarse con todos los constituyentes del sistema automatizado.

Con los avances en el campo de los microprocesadores en los últimos años, han favorecido la generalización de las tecnologías programadas, tales como los ordenadores y los autómatas programables.

El ordenador: como parte de mando de un automatismo presenta la ventaja de ser altamente flexible a modificaciones de proceso, mientras que un autómata programable es un elemento robusto diseñado especialmente para trabajar en ambientes de talleres, con casi todos los elementos del ordenador.

Parte operativa: Son las partes o los elementos que actúan directamente sobre la máquina provocando que ésta se mueva y realice la operación deseada, usualmente dentro de estos elementos se encuentran los accionadores de las máquinas como motores, cilindros, compresores, detectores y captadores; tales como sensores (infrarrojos, ultrasónicos), finales de carrera etc.

Detectores y captadores: Como las personas necesitan de los sentidos para percibir, todo lo que ocurre a su alrededor, los sistemas automatizados necesitan de los transductores, que tienen la función de convertir las magnitudes físicas en magnitudes eléctricas y por lo tanto adquieren información del sistema, entre la que se puede mencionar:

- ✓ La variación de las magnitudes físicas del sistema
- ✓ El estado físico de sus componentes

Figura 8. Componentes de un sistema automatizado



Fuente: www.Historia de la Automatizacion.blogspot.es.

4.3 Ventajas de un sistema automatizado

La automatización de un proceso frente al control manual del mismo, brinda ciertas ventajas y beneficios de orden económico, social, y tecnológico, pudiéndose resaltar dentro ellas las siguientes:

- ✓ Se asegura una mejora en la calidad del trabajo del personal y en el desarrollo del proceso, aunque esta dependerá del grado de eficiencia del sistema a implementar.
- ✓ Realizar las operaciones imposibles de controlar intelectual o manualmente.
- ✓ Reducción de los tiempos para la realización de operaciones y/o maniobras.
- ✓ Racionalización y uso eficiente de la energía y del personal de la empresa.
- ✓ Aumento en la seguridad de las instalaciones y la protección a los empleados.
- ✓ Simplificar el mantenimiento de forma que el operario no requiera grandes conocimientos para la manipulación del proceso productivo.
- ✓ Mejorar la disponibilidad de los productos, pudiendo proveer las cantidades necesarias en el momento preciso.

Debido a que el costo de implementación total de la automatización de un proceso es muy grande, algunas empresas han optado por realizar la inversión por etapas que representan desde el comienzo una muy alta relación beneficio/costo.

4.4 La automatización y la sociedad

A lo largo del tiempo la Sociedad se ha desarrollado procesos y/o métodos de elaboración de los diferentes productos de los cuales se abastece y a la vez satisfacen sus necesidades, al mismo tiempo que surgía la necesidad de simplificar estos métodos con innovaciones técnicas con el objetivo de producir mayores cantidades para la creciente demanda.

Una de las etapas necesarias para llegar a la automatización fue la mecanización, debido a que la simplificación del trabajo permitida por la división del trabajo, también posibilitó el diseño y construcción de máquinas que reproducían los movimientos del trabajador. A medida que evolucionó la tecnología de transferencia de energía, estas máquinas especializadas se motorizaron, aumentando con ello su eficiencia productiva.

Otro avance que ha permitido ampliar el uso de la automatización es el de los sistemas de fabricación flexibles. Éstos se han utilizado en empresas cuyos volúmenes de producción no justificaban una automatización plena por no ser tan altos. Se emplea una computadora para supervisar y dirigir todo el funcionamiento de la fábrica, desde la programación de cada fase de la producción hasta el surgimiento de los niveles de inventario y de utilización de herramientas.

La automatización ha contribuido en gran medida al incremento del tiempo libre y de los salarios reales de la mayoría de los trabajadores de los países industrializados. También ha permitido incrementar la producción y reducir los costes, poniendo autos, refrigeradores, televisores, teléfonos y otros productos al alcance de más gente.

Sin embargo, no todos los resultados de la automatización han sido positivos. Algunos observadores argumentan que la automatización ha llevado al exceso de producción y al derroche, que ha provocado la alienación del trabajador y ha generado desempleo. De todos estos temas, el que mayor atención ha recibido es la relación entre la automatización y el paro. Ciertos economistas defienden que la automatización ha tenido un efecto mínimo, o ninguno, sobre el desempleo. Sostienen que los trabajadores son desplazados, y no cesados, y que por lo general son contratados para otras áreas dentro de la misma empresa, o bien en el mismo trabajo en otra empresa que todavía no se ha automatizado.

En la actualidad la mayoría de industrias utiliza máquinas automatizadas en la totalidad o en parte de sus procesos de fabricación. Como resultado, cada sector tiene un concepto de automatización adaptado a sus necesidades específicas. En casi todas las fases del comercio pueden hallarse más ejemplos. La propagación de la automatización y su influencia sobre la vida cotidiana constituye la base de la preocupación expresada por muchos acerca de las consecuencias de la automatización sobre la sociedad y el individuo.

5. CALIDAD DEL SERVICIO

En 1996 se promulga la Ley General de Electricidad que contiene los elementos básicos para asegurar la libre generación, transmisión y distribución de electricidad, a la vez que crea la Comisión Nacional de Energía Eléctrica (CNEE) como el ente regulador. Asimismo, se genera el Mercado Mayorista (MM) y se establece que diferentes empresas se encarguen de la generación, la transmisión y la distribución. Así, el marco institucional queda conformado por el Ministerio de Energía y Minas, por la CNEE y por el Mercado Mayorista. El Ministerio de Energía y Minas desarrolla funciones normativas y de planificación, en cambio, la CNEE es la responsable de fiscalizar el marco regulatorio y al mismo tiempo definir las normas técnicas y establecer las tarifas.

5.1 Comisión Nacional de Energía Eléctrica

La Comisión Nacional de Energía Eléctrica (CNEE) fue creada a través de la Ley General de Electricidad, contenida en el Decreto Número 93-96 del Congreso de la República, publicado en el Diario de Centroamérica el 15 de noviembre de 1996. A su vez, el Reglamento de la Ley General de Electricidad está contenido en el Acuerdo Gubernativo Número 256-97, que fue publicado en el Diario de Centroamérica el 2 de abril de 1997.

La Comisión Nacional posee independencia funcional para el ejercicio de sus atribuciones y tiene como principales funciones:

- ✓ Cumplir y hacer cumplir la Ley General de Electricidad y sus reglamentos, en materia de su competencia, e imponer las sanciones a los infractores.
- ✓ Velar por el cumplimiento de las obligaciones de los adjudicatarios y concesionarios, proteger los derechos de los usuarios y prevenir conductas atentatorias contra la libre competencia, así como prácticas abusivas o discriminatorias.
- ✓ Definir las tareas de transmisión y distribución sujetas a regulación, de acuerdo a la Ley General de Electricidad, así como la metodología para el cálculo de las mismas.
- ✓ Dirimir las controversias que surjan entre los agentes del subsector eléctrico, actuando como árbitro entre las partes.
- ✓ Emitir las normas técnicas relativas al subsector eléctrico, y fiscalizar su cumplimiento en congruencia con las prácticas internacionalmente aceptadas.
- ✓ Emitir las disposiciones y normativas para garantizar el libre acceso y uso de las líneas de transmisión y redes de distribución de acuerdo a lo dispuesto en la Ley General de Electricidad y su reglamento.

5.2 Índices de calidad de servicio técnico

La Ley General de Electricidad establece que el servicio eléctrico de distribución debe prestarse a la población, con calidad, continuidad y sin distorsiones que menoscaben la calidad del servicio al usuario final, debiéndose en todo caso actualizar las normas de calidad que han de exigirse, para que se cumpla con estos requerimientos.

Por esta razón, como es competencia de la Comisión Nacional de Energía Eléctrica emitir normas técnicas relativas al subsector eléctrico, se emitieron las Normas Técnicas del Servicio de Distribución, con el objetivo de establecer 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 proveen 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:

a) Calidad del producto suministrado por el distribuidor:

- Regulación de tensión,
- Desbalance de tensión en servicios trifásicos,
- Distorsión armónica, y
- Flicker.

b) Incidencia del usuario en la calidad del producto:

- Distorsión armónica,
- Flicker, y
- Factor de potencia.

c) Calidad del servicio técnico:

- Interrupciones.

d) Calidad del servicio comercial:

- Calidad del servicio comercial del distribuidor, y
- Calidad de la atención al usuario.

Dentro de estos parámetros se encuentran los que miden la calidad del servicio técnico, a los cuales nos vamos referir directamente debido a que estos se relacionan con la continuidad del servicio de energía eléctrica a los usuarios y asimismo con los controles que la distribuidora tenga sobre su red de distribución para reducir el número de interrupciones así como la duración de las mismas.

Se considera como Interrupción toda falta de servicio de energía eléctrica en el punto de entrega, siempre que esta exceda los 3 minutos de duración. Por otro lado, no se le tomarán en cuenta a la distribuidora aquellas interrupciones que sean catalogadas como fuerza mayor.

Dentro de las causas de fuerza mayor se encuentran: Desastres naturales, accidentes, condiciones climáticas severas, etc. Es decir aquellas situaciones en las que esté fuera del alcance de la distribuidora prevenir la interrupción.

Índices de calidad para las interrupciones:

La calidad del servicio técnico se evalúa de dos formas, tomando en cuenta la magnitud y el alcance de las interrupciones, por lo que se establecieron para ello indicadores globales e individuales.

Indicadores globales:

- ✓ Frecuencia Media de Interrupción por kVA (FMIK) y
- ✓ Tiempo Total de Interrupción por kVA (TTIK);

Indicadores individuales:

- ✓ Frecuencia de Interrupciones por Usuario (FIU) y
- ✓ Tiempo de Interrupción por Usuario (TIU).

a) Frecuencia media de interrupción por kVA (FMIK):

Representa la cantidad de veces que el kVA (Potencia promedio) de distribución sufrió una interrupción de servicio.

$$FMIK = \frac{\sum_j Qkfsj}{Qki}$$

Donde:

\sum_j : Sumatoria de todas las interrupciones del servicio durante el semestre.

$Qkfsj$: Cantidad de kVA fuera de servicio en la interrupción j.

Qki : Cantidad de kVA instalados.

b) Tiempo total de interrupción por kVA (TTIK):

Representa el tiempo total, en horas, en que cada kVA promedio estuvo fuera de servicio.

$$\text{TTIK} = \sum_j Q_{kfsj} \cdot T_{fsj} / Q_{ki}$$

Donde:

\sum_j : Sumatoria de todas las interrupciones del servicio durante el semestre.

Q_{kfsj} : Cantidad de kVA fuera de servicio en la interrupción j.

Q_{ki} : Cantidad de kVA instalados

T_{fsj} : Tiempo, en horas, que han permanecido fuera de servicio los kVA en la interrupción j.

c) Frecuencia de Interrupciones por Usuario (FIU):

$$\text{FIU} = \sum I_j$$

Donde:

I_j : Número de Interrupción j, para cada Usuario.

d) Tiempo de interrupción por usuario (TIU):

$$\text{TIU} = \sum T_{fsuj}$$

Donde:

T_{fsuj} : es el tiempo, en horas, de la interrupción j, para cada Usuario.

5.3 Cálculo de indemnizaciones a usuarios

La Comisión Nacional estableció límites de tolerancia para cada uno de los índices de calidad, tanto global como individual, de tal forma que la distribuidora está obligada a indemnizar a los usuarios afectados con aquellas interrupciones que sobrepasen los límites fijados.

Por esta razón, es importante que los distribuidores de energía eléctrica mantengan actualizado el registro de la capacidad en KVA de todos los transformadores instalados y así mismo se tenga el control estricto del número de interrupciones y la duración de cada una de estas.

La determinación de la indemnización a los usuarios por incumplimiento a las tolerancias establecidas para cada indicador, se realizará por medio de la aplicación de las siguientes fórmulas, de acuerdo al período que se esté evaluando y al grupo de usuarios que se esté considerando. Se aplicarán indemnizaciones a los usuarios en caso de superarse cualquiera de las tolerancias establecidas.

Índices globales:

$$\text{INIG} = \text{ENS sistema} * \text{CENS}$$

$$\text{ENS sistema} = \text{D sistema} [(\text{TTIK} - \text{TTIK límite}) / 8760]$$

$$\text{ENS sistema} = \text{D sistema} [(\text{FMIK} - \text{FMIK límite}) (\text{TTIK} / \text{FMIK}) / 8760]$$

En donde:

INIG: Indemnización para ser distribuida globalmente, (Q). Cada Usuario recibe una Indemnización proporcional a su consumo semestral de energía eléctrica, con respecto al consumo total semestral de todos los Usuarios del Distribuidor.

ENS sistema: Energía no suministrada al sistema, calculada por TTIK y por FMIK, (kph).

D sistema: Demanda de energía facturada durante el período de control para el sistema del Distribuidor, (kph).

CENS: Costo de la Energía No Suministrada, [Q / kwh]. El Costo de Energía No Suministrada es diez veces el valor del Cargo Unitario por energía de la Tarifa simple para Usuarios conectados en baja tensión sin cargo por demanda (BTS), de la ciudad de Guatemala, del primer día y primer mes del período de control evaluado.

Índices Individuales:

$$\text{INII} = \text{ENS Usuario} * \text{CENS}$$

$$\text{ENS Usuario} = \text{D Usuario} [(\text{TIU} - \text{TIU límite}) / 8760]$$

$$\text{ENS Usuario} = \text{D Usuario} [(\text{FIU} - \text{FIU límite}) (\text{TIU}/\text{FIU})/8760]$$

En donde:

INII: Indemnización para ser distribuida individualmente, (Q). A los Usuarios que se les aplica una Indemnización individual, no les corresponderá una Indemnización global.

ENS Usuario: Energía no suministrada al sistema, calculada por TIU y por FIU, (kwh).

D Usuario: Demanda de energía facturada durante el período de control para cada Usuario, (kwh).

Los valores para TTIK, FMIK, TIU y FIU, se refieren a los valores resultantes de los índices o indicadores en el período controlado y sus valores límite se refieren a los límites establecidos para las tolerancias fijadas previamente por la Comisión. Tanto para Indemnización global como para individual, el Distribuidor deberá determinar el valor de la Energía No Suministrada mediante las dos fórmulas (Indicador de Tiempo y Frecuencia) y se aplicará la mayor, a fin de calcular el valor de la Indemnización.

6. ELEMENTOS DE UNA RED DISTRIBUCIÓN

Un sistema o red de distribución de energía eléctrica está compuesto por un conjunto de elementos y/o equipos que permiten energizar de forma segura y confiable un número determinado de cargas en distintos niveles de tensión, ubicados generalmente en diferentes lugares. Dentro de los elementos más importantes se encuentran: transformadores, interruptores, equipos de protección, seccionadores y líneas de media y baja tensión.

6.1 Definición y clasificación de líneas de distribución

La red de distribución de energía eléctrica es un subsistema del sistema eléctrico de potencia cuya función es el suministro de energía desde la subestación de distribución hasta los usuarios finales (medidor del cliente).

La distribución de la energía eléctrica a partir de las subestaciones de transformación se realiza en dos etapas. La primera está constituida por la red de reparto, que partiendo de las subestaciones de transformación, distribuye la energía a través de las líneas de media tensión. La segunda etapa la constituye la red de distribución final, que es la encargada de alimentar a cada uno de los usuarios finales a través de líneas de baja tensión.

6.1.1 Línea de media tensión

Línea de media tensión es el término que se usa para referirse a instalaciones con niveles de tensión superior a 1000 voltios y menor o igual a 60000 voltios, de acuerdo a la clasificación del reglamento de la Ley General de Electricidad.

Estas líneas son las encargadas de distribuir la energía a los diferentes centros de transformación o transformadores que realizan la función de reducir los niveles de tensión a niveles apropiados de consumo, normalmente mediante anillos que rodean los grandes centros de carga.

Las tensiones de distribución usadas en el país son 13.8 KV y 34.5 KV

6.1.2 Línea de baja tensión

Las líneas de baja tensión están constituidas por aquellas que distribuyen energía eléctrica hasta cada uno de los consumidores finales con niveles de tensión iguales o inferiores a los 1000 voltios. Estas se originan de los transformadores que reducen la tensión a los niveles de suministro utilizados en el medio, dentro de los cuales se puede mencionar: 120/240 voltios, 120/208 voltios y 240/480 voltios.

Regularmente las líneas de baja tensión operan de forma radial, cubriendo en su totalidad la superficie de los grandes centros de consumo, tales como: Grandes industrias, centros comerciales, ciudades, aldeas y caseríos.

6.2 Reconectores

Desde que la demanda de energía eléctrica comenzó a ser mayor, los entes reguladores de la calidad del servicio técnico de distribución iniciaron a considerar la necesidad de requerir equipos y sistemas que permitieran que el suministro de energía fuera constante y seguro.

Al incrementar la seguridad no solo se busca garantizar la continuidad del suministro de energía sino también proteger los equipos de los usuarios de eventuales descargas eléctricas o sobre corrientes, las cuales pueden durar desde unos cuantos ciclos hasta algunos segundos. Con estas intenciones es que uno de los equipos más utilizados para garantizar la restauración del servicio son los reconectores eléctricos.

El reconector es un interruptor con reconexión automática, instalado generalmente al inicio de las líneas de distribución, en los puntos de entrega entre la empresa de transporte y la distribuidora de energía eléctrica. En ocasiones también son instalados en puntos intermedios de la línea de distribución cuando la longitud de estas es muy grande, con el objetivo de que al momento de surgir una falla la carga afectada se reduzca. Constituyéndose así en un dispositivo de protección capaz de detectar una sobre corriente, interrumpirla y reconectar automáticamente para energizar nuevamente la línea.

Los reconectores están dotados de un control que les permite realizar varias reconexiones sucesivas, pudiendo además, variar el intervalo y la secuencia de estas reconexiones. De esta manera, si la falla es de carácter permanente el reconector abre en forma definitiva después de cierto número programado de operaciones, de modo que aísla la sección que provocó la falla de la parte principal del sistema.

En los sistemas de distribución aérea, entre el 80 y el 90 % de las fallas son de tipo temporal; es decir, duran desde unos pocos ciclos hasta unos segundos. Las causas típicas de fallas temporales son: Contacto de líneas provocados por fuertes vientos, ramas de árboles topando con líneas energizadas, descargas de rayos sobre aisladores, pájaros y en general pequeños animales que ocasionan un cortocircuito en una línea con una superficie conectada temporalmente a tierra, etc.

Aunque estas fallas son transitorias hacen operar fusibles e interruptores automáticos. Esto trae consigo demoras en la reposición del servicio, las que pueden ser bastante prolongadas, especialmente en el caso de zonas apartadas ya que es necesario llegar al lugar donde se produjo el problema y reponer el fusible o accionar el interruptor. Todo lo anterior justifica disponer de un dispositivo de protección que desconecte rápidamente antes de que actúen los elementos mencionados y que a su vez, en forma automática reconecte el sistema.

Los parámetros posibles de ajuste de un reconectador son:

- ✓ **Cantidad de operaciones:** Los relés pueden ajustarse para seleccionar la cantidad de operaciones del reconectador hasta que este quede bloqueado (abierto), esta cantidad puede ir de uno a cuatro ciclos.
- ✓ **Cantidad de operaciones rápidas y operaciones lentas:** Para permitir la coordinación con otras protecciones, cada reconectador dispone de varias curvas de temporización, las cuales determinan el tiempo de interrupción de una falla. La diferencia entre la cantidad de operaciones será la curva elegida de operación. Por ejemplo, si un reconectador cuya cantidad de operaciones se ha ajustado en tres, y una vez seleccionadas las curvas se ajusta la cantidad de operaciones rápidas en dos, en caso de falla permanente este reconectador efectuado dos operaciones rápidas y una lenta, quedará en posición bloqueada abierto.

- ✓ **Tiempo de cierre:** Son los tiempos en los que el reconector permanece abierto después de haber interrumpido una corriente de falla.
- ✓ **Tiempo da rearme:** Es el tiempo que determina el intervalo en que la lógica de control está en condiciones de iniciar una nueva secuencia desde su comienzo. Este tiempo es ajustable y generalmente se lo regula entre 20 y 160 segundos.
- ✓ **Corriente de operación:** Normalmente los re conectadores responden a dos tipos de fallas unas son las fallas de fase en que las sobre corrientes son equilibradas y las otras son las fallas a tierra en que las corrientes son desequilibradas.

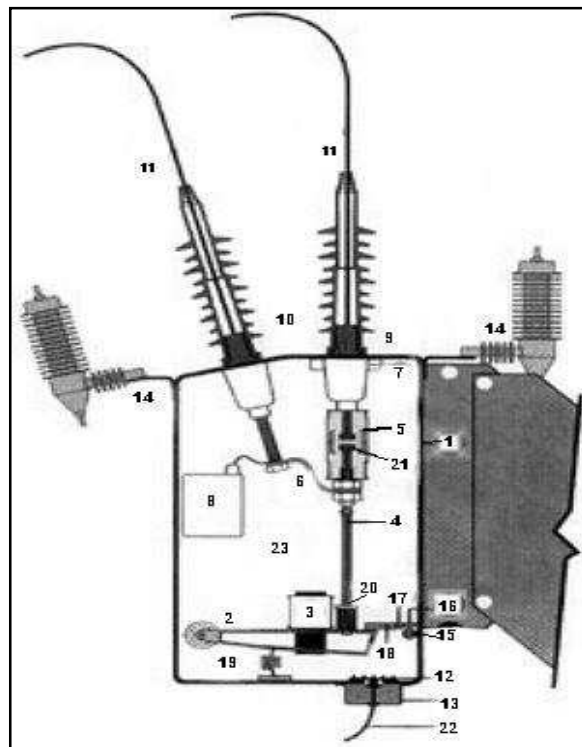
Para seleccionar un reconector se deben considerar al menos tres aspectos básicos, que son inherentes a la selección de toda protección:

- ✓ La tensión de servicio del sistema deberá ser menor que la tensión máxima admisible del reconector.
- ✓ La corriente de plena carga estimada debe ser menor que la corriente nominal del reconector.
- ✓ La potencia de cortocircuito en el punto de instalación del reconector debe ser menor que la capacidad de ruptura de éste.

Tabla III Partes de un reconectador

Partes principales de un reconectador utilizando SF6 como medio de extinción del arco eléctrico			
1	Tanque de acero inoxidable	12 y 13	Conexión al Gabinete de Control
2	Placa	14	Descargadores
3	Solenoide de cierre	15	Bobina de apertura
4	Barras impulsoras	16	Armadura de la barra de apertura
5	Interruptores de vacío	17	Barra de apertura
6	Conexión Flexible	18	Lengüetas de enganche
7	Transformadores de corriente	19	Resorte de apertura
8	Transformador interno de tensión	20	Resortes de contacto
9	Bushings aislantes	21	Contactos de apertura
10	Bushings de Conexión	22	Cable umbilical enchufable
11	Cables de conexión resistente al agua	23	Hexafloruro de azufre (SF6)

Figura 9. Partes de un reconectador



Fuente: Harper, Gilberto. **Fundamentos de instalaciones eléctricas mediana y alta tensión.**

Pág. 52

Prácticamente la función de un reconectador es discriminar entre una falla temporal y una de carácter permanente, dándole tiempo a la primera para que se aclare sola a través de sucesivas reconexiones; o bien, sea despejada por el elemento de protección correspondiente instalado aguas abajo de la posición del reconectador, si esta falla es de carácter permanente.

6.3 Dispositivos de protección

Son dispositivos encargados de desconectar un sistema, circuito o artefacto, cuando en ellos se alteran las condiciones normales de funcionamiento. Como su nombre lo indica, estos aparatos protegen las instalaciones para evitar daños mayores que redunden en pérdidas económicas. Algunos de ellos están diseñados para detectar fallas que podrían provocar daños a las personas.

6.3.1 Cortacircuitos y fusibles

El cortacircuitos fusible, o fusible de forma abreviada es un dispositivo de protección que tiene la función de cortar automáticamente el circuito eléctrico al ser atravesado por una sobre corriente que puede poner en peligro los equipos e instalaciones del sistema, esta sobre corriente puede ser producto de sobrecargas o cortocircuitos.

El corte se produce mediante la fusión del fusible el cual está conectado en serie con el circuito basándose en la fusión por efecto Joule de un hilo o lámina intercalada en la línea como punto débil.

El paso de una alta corriente hace que el fusible se caliente en demasía y llegue a fundirse eliminando así la falla, estos están diseñados para fundirse en un tiempo especificado para cada valor de corriente. La corriente nominal del fusible así como la corriente máxima de cortocircuito que el fusible puede interrumpir son las dos características que determinan el criterio de selección del mismo.

1. Selección de la corriente nominal:

La corriente nominal del fusible debe ser mayor que la máxima corriente de carga. Debe permitirse un porcentaje de sobrecarga de acuerdo a las condiciones del equipo protegido. En el caso de transformadores de potencia, los fusibles deben ser seleccionados de tal forma que su característica tiempo-corriente este por arriba de la curva de arranque (inrush) y por debajo de su límite térmico.

2. Selección de la capacidad de cortocircuito de los fusibles:

La capacidad de cortocircuito del fusible debe ser igual o mayor que la corriente de falla trifásica calculada en el punto de instalación del fusible. Existen varios tipos de fusibles, según sus características constructivas y los valores nominales y de falla que manejan, tales como el tiempo de respuesta.

- ✓ Tipo h: Los fusibles tipo h presentan una relación de tiempo- corriente más rápida que el tipo k en el corte y en perturbaciones bruscas.

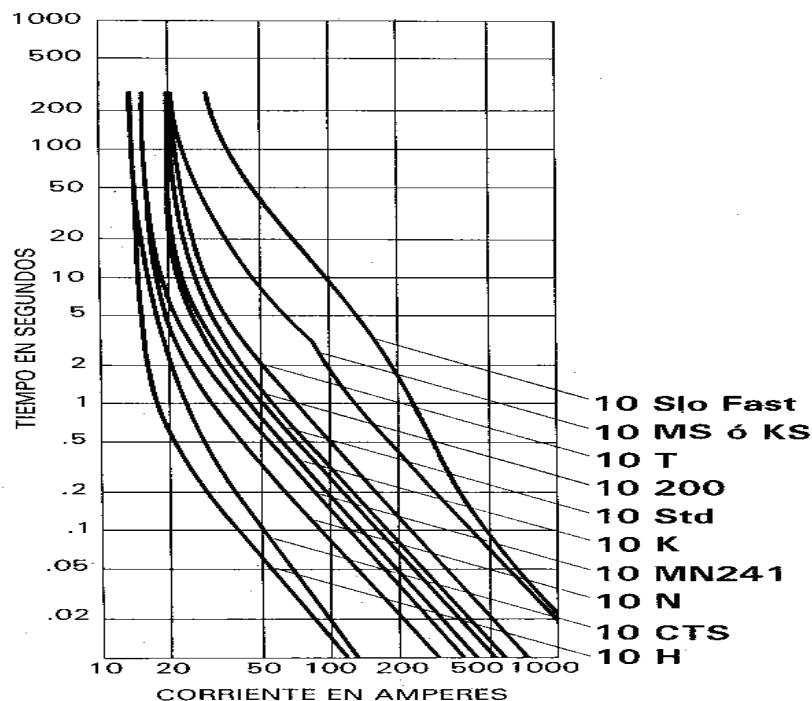
- ✓ Tipo k: Los fusibles tipo k se fabrican cumpliendo con las normas internacionales ANSI, NEMA, IEEE, para los valores máximos y mínimos: 300, 10 y 0,1 segundos, atendiendo en estas, especificaciones técnicas y los valores normalizados para lograr una intercambiabilidad adecuada. Los fusibles tipo k se clasifican dentro de los rápidos.

✓ Tipo t: Estos fusibles se fabrican para los valores máximos y mínimos: 300, 10 y 0,1 segundos, atendiendo en estas, especificaciones técnicas y los valores tiempo corriente normalizados para lograr al igual que el tipo k una intercambiabilidad adecuada. Los fusibles tipo t se clasifican dentro de los lentos o retardados.

✓ Fusibles tipo DUAL son fusibles extra lentos, cuya relación de velocidad es de 13 y 20 (para 0.4 y 21 amperios, respectivamente).

La selectividad entre fusibles es muy importante ya que de ello dependerá el buen funcionamiento de los circuitos, la selectividad entre dos fusibles se determina gráficamente mediante la comparación de ambas características de disparo.

Figura 10. Gráfico comparativo de velocidades entre distintas curvas mínimas de fusión en una misma corriente nominal de elemento fusible



Fuente: Harper, Gilberto. **Fundamentos de instalaciones eléctricas mediana y alta tensión.**
 Pág. 54

Cortacircuitos de expulsión:

Están constituidos por un tubo protector en cuyo interior está dispuesto el elemento fusible, y unido a él la trencilla de conexión. En el momento de producirse el arco, la generación consiguiente de gases provoca la expulsión de la trencilla con el posterior alargamiento y soplado del arco, que provoca su extinción.

Las características más sobresalientes de estos son:

- ✓ Tubo protector: Construido de fibra de vidrio, interiormente lleva un recubrimiento especial que ayuda a la extinción del arco.
- ✓ Elemento fusible: Este es de plata, lo que ayuda en la exactitud del calibrado y constituye una excelente propiedad contra la corrosión.
- ✓ Trencilla de conexión: Generalmente construida en cobre, debe tener la sección suficiente para evitar calentamientos no deseados por el paso de la corriente nominal.

Figura 11. Cortacircuitos de expulsión



Fuente: Iberdrola. **Manual técnico de distribución**. 2004. Pág. 12

6.3.2 Pararrayos

Los pararrayos o también llamados apartarrayos, son dispositivos de protección destinados a absorber las sobretensiones producidas por descargas atmosféricas, por maniobras o por otras que puedan dañar o perforar el aislamiento de las líneas de distribución, ocasionando interrupciones en el sistema eléctrico.

Para su correcto funcionamiento los pararrayos se hallan permanentemente conectados entre la línea y tierra, los criterios para la elección de los mismos deben basarse en la capacidad de actuación antes de que el valor de la sobretensión alcance los valores de tensión de aislamiento de los elementos a proteger, o lo que también se conoce como Coordinación de Aislamiento.

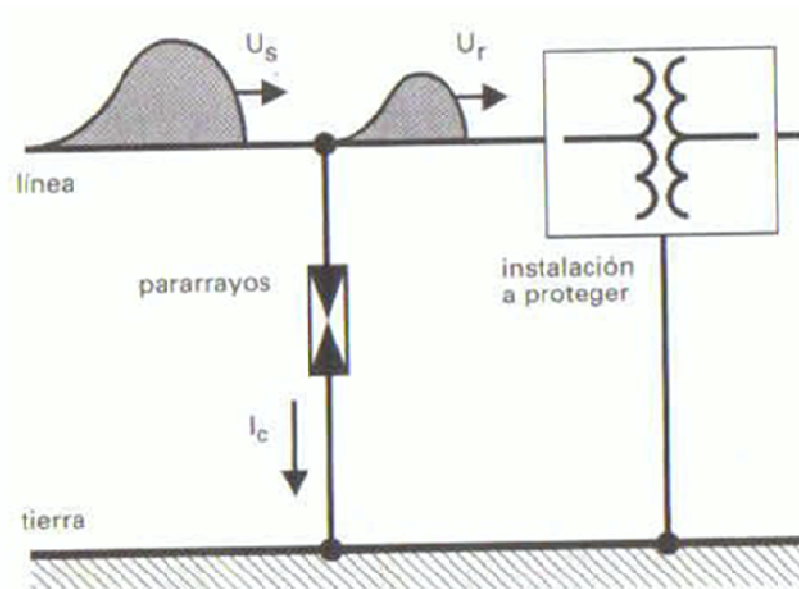
Los pararrayos fueron creados originalmente para limitar las sobretensiones de origen atmosférico, Actualmente se han ampliado sus funciones utilizándose para absorber otro tipo de sobretensiones, como las producidas por el propio sistema de distribución, tales como Cortocircuitos, desconexión repentina de carga, o la interrupción momentánea de cargas.

En redes de distribución se utilizarán pararrayos auto valvulares que pueden ser de carburo de silicio y / o óxido de zinc.

Para la protección adecuada de ellos se requiere:

- ✓ Instalarlo lo más cerca posible al equipo o red a proteger (de 15 a 20m).
- ✓ Mantener resistencias de puesta a tierra dentro de valores apropiados.
- ✓ Pararrayos con características de voltaje y corriente de descarga apropiados.

Figura 12. Diagrama de conexión de un pararrayos



Fuente: Harper, Gilberto. **Fundamentos de instalaciones eléctricas mediana y alta tensión.**
Pág. 47

Los parámetros que definen un pararrayos son:

- ✓ Tensión nominal: Es el valor máximo de la tensión, en condiciones normales, expresada en kilovoltios.
- ✓ Frecuencia nominal: Es la frecuencia o banda de frecuencia, nominal de la red a la que está conectado el pararrayos.
- ✓ Corriente de descarga: Onda de corriente evacuada por el pararrayos después de un cebado.
- ✓ Corriente de descarga nominal: Es la corriente de descarga que tiene la amplitud y forma de onda especificadas, utilizada para definir un pararrayos.
- ✓ Corriente subsiguiente: Es la corriente suministrada por la red y evacuada por el pararrayos después del paso de la corriente de descarga.

- ✓ Tensión residual: Tensión que aparece entre los bornes de un pararrayos durante el paso de la corriente de descarga.
- ✓ Tensión de cebado a frecuencia nominal: Valor eficaz de la mínima tensión a frecuencia nominal que, aplicada entre bornes del pararrayos, una vez provocado el cebado de todos los explosores en serie.
- ✓ Nivel de protección a las ondas de choque: es el valor de cresta más elevado de la tensión de choque que puede aparecer entre los bornes de un pararrayos en las condiciones prescritas.

Las corrientes de cortocircuito que circulan después de una sobrecarga del descargador pueden llegar a alcanzar los valores indicados en la tabla sin destruir la envolvente de porcelana. En caso de corrientes de cortocircuito más elevadas se deberá contar con rotura de porcelana.

Es necesario definir la corriente de descarga del pararrayos mediante:

$$I_d = \frac{2BIL - V_r}{Z_o} \text{ KA con } Z_o = \sqrt{L/C} \ \Omega$$

Donde:

Z_o = Impedancia característica

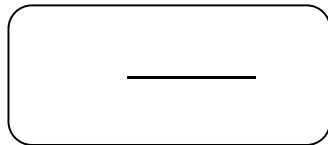
V_r = Tensión residual del pararrayos

L = Inductancia del sistema en mH

C = Capacitancia del sistema en μF

La eficiencia de protección de los pararrayos disminuye cuando la distancia entre el pararrayos y el equipo a proteger se aumenta. La distancia permitida depende de la tensión residual del pararrayos, de la capacidad del aislamiento objeto de la protección y de la pendiente de la onda.

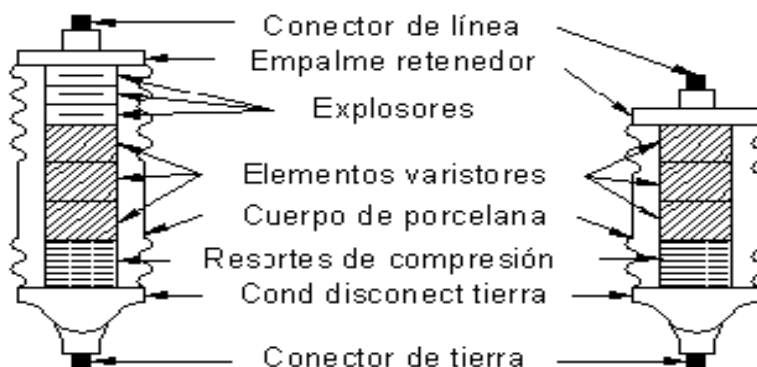
Para poder asegurar una protección adecuada a los equipos, éstos deben estar localizados dentro de una distancia determinada del pararrayos dada por:



En donde:

- L = Distancia máxima de protección m.
- BIL = Tensión soportada con impulso tipo rayo kV cresta
- V = Velocidad de propagación m / μ seg. (300 m / μ seg)
- = Nivel de protección del pararrayos.
- de / dt = Pendiente del frente de onda (1000 kV / μ seg).

Figura 13. Pararrayos de carburo de silicio y MOV



Fuente: Harper, Gilberto. **Fundamentos de instalaciones eléctricas mediana y alta tensión.**
 Pág. 46

6.4 Transformador

Los transformadores de distribución son los equipos encargados de cambiar la tensión primaria a un valor menor de tal manera que el usuario pueda utilizarla sin necesidad de equipos e instalaciones costosas y peligrosas. En si el transformador de distribución es el dispositivo que permite la comunicación entre la Media y la baja tensión.

La capacidad del transformador se selecciona en función de la magnitud de la carga, debiéndose tener especial cuidado en considerar los factores que influyen en ella, tales como el factor de demanda y el factor de coincidencia o utilización.

El número de fases del transformador es función del número de fases de la alimentación primaria y del número de fases de los elementos que componen la carga. En muchas ocasiones los criterios de selección del número de fases de los transformadores de distribución que decida emplear una distribuidora, señala el número de fases que deben tener los motores y los diferentes tipos de carga que se conecten en el lado secundario de los transformadores.

La magnitud del porcentaje de impedancia de un transformador afecta la regulación de la tensión y el valor de las corrientes de corto circuito que fluyen por los devanados ante fallas en los alimentadores secundarios (baja tensión). A menores valores de impedancia mayores valores de regulación y de corriente de corto circuito; es por ello que el valor del porcentaje de impedancia se debe seleccionar tratando de encontrar un punto económico de estos dos factores, debiéndose tomar en cuenta que la calidad de tensión que se entrega a los usuarios se puede variar con los cambiadores de derivación (taps) de que normalmente se provee a un transformador.

La conexión del transformador trifásico es uno de los puntos de mayor interés cuando se trata de seleccionar un transformador para un sistema de distribución de energía eléctrica. Uno de los factores determinantes a tomar en consideración con respecto a los transformadores es en forma general entre seleccionar transformadores con neutro flotante o con neutro aterrizado. El transformador con neutro flotante es una necesidad cuando el sistema primario es trifásico tres hilos y el de neutro aterrizado cuando se trata de un sistema trifásico cuatro hilos. Al utilizar transformadores conectados en delta en el lado primario se disminuye el riesgo de introducir corrientes armónicas (magnitud sinusoidal de frecuencia múltiplo de la frecuencia fundamental de la corriente o de la tensión) de orden impar (especialmente en tercer orden) a los alimentadores primarios y se incrementa el riesgo de tener sobretensiones por fenómenos de ferro resonancia (efecto producido en el núcleo cuando la fuerza electromotriz tiene una frecuencia muy próxima a las oscilaciones libres que se producen en el mismo) en el transformador. Estas sobretensiones se vuelven especialmente críticas en sistemas subterráneos de distribución.

Al seleccionar transformadores conectados en estrella con neutro aterrizado, se introducen corrientes armónicas de orden impar en los circuitos primarios y se disminuye grandemente la posibilidad de que se presenten sobretensiones por fenómenos de ferro resonancia.

Respecto a la conexión T-T de los transformadores trifásicos, que aún cuando no se trata de un transformador trifásico en sí, se aplica en sistemas primarios trifásicos, para substituir a los trifásicos convencionales. Este tipo de transformador consta de dos devanados primarios y dos secundarios. Tanto primario como el secundario se forman conectando un devanado principal con una derivación central a un devanado secundario (con menor número de vueltas) de tal manera que se forme una T.

Estos transformadores normalmente tienen menos peso al tener solo dos devanados, tienen menos pérdidas, menos porcentaje de impedancia y deben tener menor costo también. Sin embargo su punto crítico lo presentan al tener bajos valores de porcentaje de impedancia ya que mecánicamente deben ser más fuertes para resistir los esfuerzos producidos por las corrientes de corto circuito. La implantación de estos transformadores en un sistema de distribución debe hacerse después de aplicar pruebas de corto circuito en laboratorio y supervisar zonas piloto electrificadas con estos equipos.

Por lo que se refiere a las conexiones en el lado secundario de los transformadores trifásicos, normalmente son estrella con neutro aterrizado y cuatro hilos de salida. Esto permite tener dos niveles de tensión para alimentar cargas de fuerza y alumbrado, detectar las corrientes de falla de fase a tierra, equilibrar las tensiones al neutro ante cargas desbalanceadas y como una medida de seguridad al interconectarse con el tanque del transformador. Las conexiones con neutro aislado en los devanados de baja tensión de los transformadores trifásicos no es muy favorecida por las sobretensiones que se presentan al tener dos fallas en dos fases diferentes en el circuito de baja tensión.

Otros factores importantes en la selección de un transformador y que a su vez incentivan a las empresas distribuidoras a implementar nuevas tecnologías que les permita un uso eficiente de las instalaciones, son principalmente económicos, además de su responsabilidad a la hora de brindar un suministro más seguro, mejorar las técnicas de control y la calidad del servicio.

Los transformadores toman relevancia en estos puntos, ya que un buen dimensionamiento y emplazamiento de éstos implica una reducción de pérdidas y un buen perfil de voltaje, lo que a la larga se traduce en diversos tipos de ahorros.

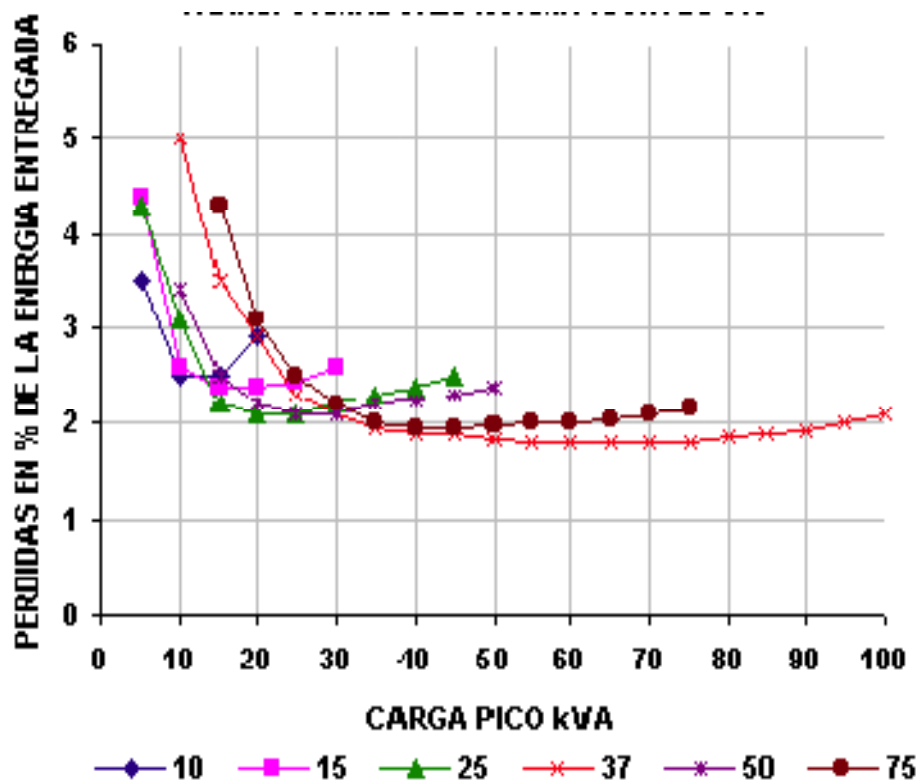
Las pérdidas en un transformador son de 2 tipos: las denominadas pérdidas en el hierro, que son debidas a la magnetización del núcleo, y las denominadas pérdidas en el cobre, que se producen en los devanados, debido a la resistencia de sus conductores.

Las pérdidas en el hierro se producen permanentemente, mientras el transformador está energizado y por lo tanto, son independientes de la carga del transformador. Depende del voltaje de operación (son aproximadamente proporcionales a la tercera potencia del voltaje) pero, para propósitos de análisis, generalmente se suponen constantes durante el tiempo en que el transformador está energizado, e iguales a las pérdidas medidas o garantizadas a voltaje nominal. Puesto que los transformadores de mayor capacidad requieren de núcleos más grandes, las pérdidas en el hierro van aumentando a medida que aumenta la capacidad del transformador. El aumento en las pérdidas en el hierro es, sin embargo, proporcionalmente inferior al aumento en la capacidad de transformación.

Las pérdidas en el cobre son proporcionales al cuadrado de la corriente en los devanados y, por lo tanto, aproximadamente proporcionales al cuadrado de la carga del transformador. Los transformadores de mayor capacidad requieren de conductores de mayor calibre y, por lo tanto, para una misma carga, un transformador de mayor tamaño tiene menos pérdidas en el cobre que uno de menor capacidad.

Por lo tanto si se instala un transformador de menor tamaño, las pérdidas en el hierro serán menores pero, por otro lado, las pérdidas en el cobre serán mayores, que las que se tendría si se instala un transformador de mayor capacidad. Para cada nivel de carga habría por lo tanto, una capacidad óptima de transformador.

Figura 14. Pérdidas de energía en transformadores monofásicos



Fuente: Iberdrola. Manual técnico de distribución. 2004. Pág. 18

6.5 Aislamiento

Antes de determinar el tipo de aislamiento a utilizar de las Líneas de Distribución es necesario conocer las características del sistema de distribución tales como: nivel de voltaje, clima y geografía del área de cobertura de la distribuidora. Lo que se busca principalmente en el aislamiento es que el mismo garantice que no existan saltos de arcos eléctricos en condiciones de operación, sobretensiones transitorias, humedad, temperatura, lluvia o acumulaciones de suciedad, sal y otros contaminantes que no son desprendidos de una manera natural.

Por tal razón se han determinado algunos niveles de aislamiento según la necesidad que se tenga:

- ✓ Normal: Será de aplicación en la mayor parte de las situaciones, siempre y cuando las características de la línea no demanden un grado de aislamiento mayor.
- ✓ Reforzado: Será aplicado cuando se den condiciones especiales en la línea, tales como calor, humedad del ambiente, esfuerzos eléctricos, sobretensiones, etc.

Dentro de las principales características de los aisladores se encuentran:

- ✓ Características eléctricas: Con el objetivo de asegurar un correcto aislamiento es necesario que los materiales a utilizar cumplan con las características mínimas y así poder garantizar el correcto aislamiento de las líneas en distintas condiciones de funcionamiento.

En la tabla siguiente se especifican algunas características eléctricas básicas.

Tabla IV. Características eléctricas de aisladores

Características eléctricas		13,2/7,6 KV	34,5/19,9 KV
Tensión máxima (Kv) (1)		13,86	36,23
Línea de fuga (mm)(2)	Aislamiento normal	≥230 (9 - 1/16")	≥580 (22 - 13/16")
	Aislamiento reforzado	≥430 (16 - 15/16")	≥1125 (44 - 5/16")
Tensión de contorno a frecuencia industrial en seco (KV)		≥ 50	≥ 100
Tensión de contorno a frecuencia industrial bajo lluvia (KV)		≥ 35	≥ 80
Tensión crítica de contorno a impulso (+) (Kv) pico		≥ 95	≥ 190
Tensión crítica de contorno a impulso (-) (Kv) pico		≥ 95	≥ 190

(1) La tensión máxima se considera un 5% superior a la tensión nominal de la línea.

(2) La longitud de la línea de fuga se calculará redondeando el valor obtenido mediante la expresión "Tensión máxima x 16 mm /Kv" para el nivel de aislamiento normal y "Tensión máxima x 31 mm/Kv" para el nivel de aislamiento reforzado.

Fuente: Iberdrola. **Manual técnico de distribución**. 2004. Pág. 22

- ✓ Características radioeléctricas: Las partes metálicas de los aisladores deben poseer características de diseño y fabricación que eviten efluvios y perturbaciones radioeléctricas para los niveles de tensión normales. Los aisladores tipo poste y de suspensión de composite deben poseer las características indicadas en la siguiente tabla:

Tabla V. Características radioeléctricas de los aisladores

Características radioeléctricas	13,2 KV	34,5 KV
Tensión de ensayo R.I.V. a tierra (Kv)	15	30
Máximo nivel de perturbación radioeléctrica a 1 MHz (μ V)	100	200

R.I.V. Radio-influence voltage (voltaje de perturbación radioeléctrica).

Fuente: Iberdrola. **Manual técnico de distribución.** 2004. Pág. 22

- ✓ Características mecánicas: Para el aseguramiento de un adecuado comportamiento mecánico los aislamientos compuestos de una sola pieza deben cumplir con las características mecánicas que se indican en la siguiente tabla:

Tabla VI. Características mecánicas de los aisladores

Características mecánicas			13,2 KV	34,5 KV
Carga de fallo a flexión (DAN)	Tipo poste	Porcelana	≥ 1245	
		Composite		
	Tipo suspensión	Composite	≥ 7000	
Carga de rutina a flexión (DAN)	Tipo poste	Porcelana	≥ 498	
		Composite	≥ 500	
	Tipo suspensión	Composite	≥ 3500	

Fuente: Iberdrola. **Manual técnico de distribución.** 2004. Pág. 23

Figura 15. Aislamiento tipo poste de porcelana

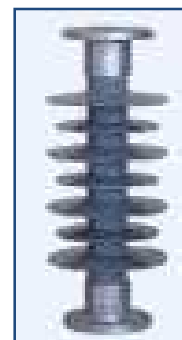
Aislador porcelana tipo poste	PP-13,2
Longitud aislador (mm)	315
Línea de fuga (mm)	350
Distancia de contorneo en seco (mm)	170



Fuente: Iberdrola. **Manual técnico de distribución.** 2004. Pág. 24

Figura 16. Aislamiento tipo poste de composite

Aislador composite tipo poste	PC-13,2
Longitud aislador (mm)	≥ 280
Línea de fuga (mm)	≥ 350
Distancia de contorneo en seco (mm)	≥ 230



Fuente: Iberdrola. **Manual técnico de distribución.** 2004. Pág. 24

Figura 17. Aislamiento de suspensión de composite

Cadenas de composite	PC-34,5
Longitud aislador (mm)	525
Línea de fuga (mm)	910
Distancia de contorneo en seco (mm)	430



Fuente: Iberdrola. **Manual técnico de distribución**. 2004. Pág. 25

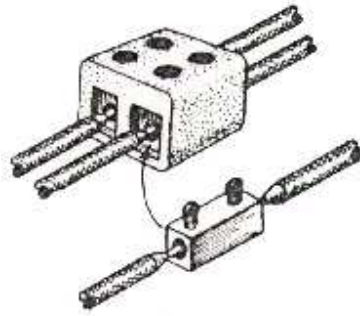
6.6 Conectores

En toda red de distribución se hace necesario en ocasiones unir dos conductores para interconectar o dar continuidad a las líneas de media y baja tensión, esta unión debe cumplir como mínimo con las exigencias mecánicas de los dos conductores en condiciones extremas.

Los conectores son los encargados de realizar esta función, de acuerdo al tipo de aplicación se dividen en 3 tipos:

1. Conectores de Prolongación: Como el nombre lo indica se utilizan para prologar las líneas y están formados por un cuerpo de baquelita o porcelana dentro del cual se alojan los contactos y tornillos de bronce.

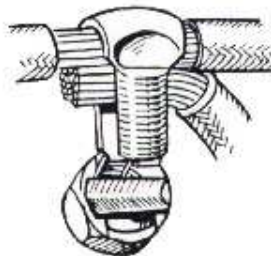
Figura 18. Conector de prolongación



Fuente: Harper, Gilberto. **Fundamentos de instalaciones eléctricas mediana y alta tensión.**
Pág. 45

2. Conectores de derivación: Estos se utilizan en líneas de baja tensión, especialmente para conexión de acometidas.

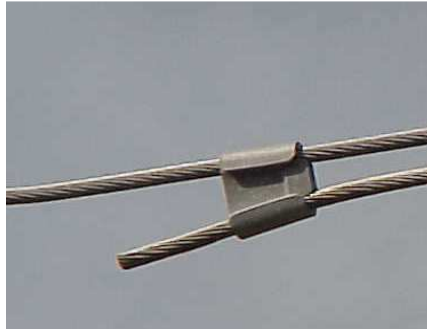
Figura 19. Conector de derivación



Fuente: Harper, Gilberto. **Fundamentos de instalaciones eléctricas mediana y alta tensión.**
Pág. 46

3. Conectores de Cuña y Compresión: Regularmente estos son utilizados en alta y media tensión, y están diseñados para soportar grandes esfuerzos mecánicos, estos pueden ser contruidos de cobre y aluminio, ayudan a disminuir posibles puntos de falla en la conectividad.

Figura 20. Conector de cuña



Fuente: Iberdrola. **Manual Técnico de Distribución**. 2004. Pág. 22

6.7 Acometidas

Se denomina acometida al punto de conexión del usuario a la red de baja tensión de la empresa proveedora de electricidad; la misma puede ser aérea o subterránea. La vinculación con la red pública se realiza a través del conjunto de elementos que conforman la acometida pasando por un medidor de energía de donde normalmente parten las puestas a tierra y los circuitos de distribución del usuario.

De acuerdo al tipo de edificación las cajas tipo socket y los medidores pueden estar en un pilar en las entradas, en las fachadas, en lugares comunes de los edificios ó en lugares especiales de los mismos (edificios con más de 15 unidades de vivienda); estas especificaciones las fijan las Distribuidoras de Energía.

De acuerdo a lo que establece la Ley General de Electricidad una acometida debe cumplir como mínimo con las siguientes reglas:

- ✓ La longitud de una acometida no debe sobrepasar los 40 metros.
- ✓ La acometida debe ser ubicada al límite de la propiedad, ya sea empotrada o sobrepuesta.
- ✓ Evitar que la acometida cruce terrenos o construcciones.

Los elementos que componen una acometida se definen a continuación:

1. Casquete Metálico de 1 1/4" de diámetro.
2. Tubo conduit galvanizado de 1 1/4" de diámetro y con 3 m de longitud.
3. Cable de aluminio dúplex o triplex dependiendo del voltaje de la acometida.
4. Caja tipo Socket, 100 amperes.
5. Tablero de distribución con sus respectivos Interruptores termomagnéticos
6. Reductor de 1 1/4" a 1/2".
7. Tubo conduit 1/2" de diámetro.
8. Alambre o cable de cobre calibre 8.367 mm² (8 AWG) mínimo.
9. Conector para varilla de tierra.
10. Varilla de tierra para una resistencia máxima de 25 ohms.
11. Medidor de energía (kwh).
12. Aro para base de medidor de acero inoxidable.
13. Sello de plástico o marchamo.

7. AUTOMATIZACIÓN DE LA RED DE DISTRIBUCIÓN

En el presente capítulo se expone la metodología que se recomienda seguir para facilitar la automatización del sistema de distribución de energía eléctrica de la Empresa Eléctrica Municipal de San Pedro Sacatepéquez, de manera tal que el proceso sea gradual y efectivo. El enfoque se ha centrado en la importancia de la elaboración del componente geográfico de la red y la fijación de parámetros para el desarrollo de la base de datos del sistema georeferenciado.

7.1 Filosofía de la automatización en distribución

Dentro de los diversos campos en donde se está aplicando la automatización, también se incluye el de la distribución de energía eléctrica, en donde se tiene el objetivo de resolver los crecientes desafíos sociales y económicos del futuro, dentro de los cuales se destacan: El crecimiento en la dependencia de la sociedad actual de la electricidad como fuente de energía, las presiones tanto sociales como técnicas por mantener una alta confiabilidad en los servicios y costos razonables en las tarifas.

En Guatemala la Comisión Nacional de Energía Eléctrica por medio de las Normas Técnicas del Servicio de Distribución (NTSD) establece que dentro de las obligaciones del Distribuidor está la implementación de un sistema mediante el cual se identifiquen cada uno de los componentes de la red, así como la implementación y utilización de mecanismos de transferencia de información que permita llevar un registro de interrupciones.

Puede decirse entonces que los objetivos de la automatización se resumen al Control, Monitoreo y Protección del sistema como un todo y por consiguiente de la carga que este alimenta, ubicándose en este bloque a cada uno de los consumidores finales de energía eléctrica.

Durante el presente capítulo se expondrá el grado de automatización propuesto para la red de distribución de la Empresa Eléctrica de San Pedro Sacatepéquez, así como también las posibles funciones a implementar en cada uno de los niveles.

7.2 Sistema de Información y base de datos de la red

La razón fundamental para utilizar un sistema de información georeferenciado (SIG) es la gestión de información espacial. El sistema permite separar la información en diferentes capas temáticas y las almacena independientemente, permitiendo trabajar con ellas de manera rápida y sencilla, y facilitando al usuario la posibilidad de relacionar la información existente a través de la topología de los objetos, con el fin de generar otra nueva que no podríamos obtener de otra forma.

7.2.1 Estructura del sistema:

La propuesta de la automatización de la red de distribución de la Empresa Eléctrica Municipal de San Pedro está dirigida al uso y aplicación de técnicas y/o recursos para que el sistema de distribución en conjunto pueda ser monitoreado y supervisado, coordinando el periodo de funcionamiento de sus diferentes elementos.

La implementación de la automatización implica el uso de hardware (parte operativa) y software (parte de mando), por lo que se hace imprescindible el contar básicamente con los siguientes elementos para conformar el sistema:

- ✓ Una completa base de datos del sistema que contenga toda la información topológica de la red. El detalle de la información que contenga la base de datos determinara el grado de control y manejo del sistema.
- ✓ Un centro de control (CC) y/o monitoreo, desde donde se podrá realizar las consultas sobre el sistema.
- ✓ Un sistema remoto de supervisión, control y adquisición de datos (SCADA), el cual tendrá la función de recolectar todos los datos y almacenar la información.
- ✓ Un sistema de comunicación, que tiene la misión de transmitir señales de control y de datos entre los diferentes elementos a monitorear en el sistema.
- ✓ Es imprescindible que para la elaboración del sistema de información sea contratados los servicios de un consultor de sistemas de información geográfica.

Esta persona tendrá la función de capacitar al personal en el uso del software, la elaboración de la base de datos y la integración de cada uno de los componentes de la red respetando el criterio de codificación y la jerarquía de operación aquí planteados.

En esta sección se tratará específicamente sobre las directrices para la construcción de la base de datos del sistema y el Centro de Control, tomando en cuenta las características propias de la red y la estructura organizacional de la Empresa Eléctrica.

La base de datos a implementar debe cumplir como mínimo con los requerimientos técnicos solicitados por las Normas Técnicas del Servicio de Distribución tal es el caso de la identificación de los componentes de la red, entre otros: Conductor de Media y baja tensión, transformador media/baja tensión, asociados a cada usuario.

Debido a la necesidad de ubicar geográficamente cada uno de los elementos de la red usando coordenadas UTM, la base de datos deberá realizarse utilizando un Sistema de Información Geográfica que permita vincular la información topológica de la red con la ubicación de los usuarios. Por tal motivo se detallan a continuación las características y aplicaciones del sistema.

Sistema de Información Geográfica (SIG):

Es una integración organizada de hardware, software y datos geográficos diseñado para capturar, almacenar, manipular, analizar y desplegar en todas sus formas la información geográficamente referenciada con el fin de resolver problemas complejos de planificación y gestión. También puede definirse como un modelo de una parte de la realidad referido a un sistema de coordenadas terrestre y construido para satisfacer necesidades concretas de información.

Básicamente es un sistema de información capaz de integrar, almacenar, editar, analizar, compartir y mostrar la información geográficamente referenciada. En un sentido más genérico, los SIG son herramientas que permiten a los usuarios crear consultas interactivas, analizar la información espacial, editar datos, mapas y presentar los resultados de todas estas operaciones.

Un SIG puede reconocer y analizar las relaciones espaciales que existen en la información geográfica almacenada. Estas relaciones topológicas permiten realizar modelizaciones y análisis espaciales complejos. Así, por ejemplo, el SIG puede discernir la parcela o parcelas catastrales que son atravesadas por una línea de alta tensión, o bien saber qué agrupación de líneas de media o baja tensión forman un circuito.

En el ámbito de los Sistemas de Información Geográfica se entiende como topología a las relaciones espaciales entre los diferentes elementos gráficos (topología de nodo/punto, topología de red/línea, topología de polígono) y su posición en el mapa (proximidad, inclusión y conectividad). Estas relaciones, que para el ser humano pueden ser obvias a simple vista, el software las debe establecer mediante un lenguaje y unas reglas de geometría matemática.

Las principales cuestiones que puede resolver un Sistema de Información Geográfica, ordenadas de menor a mayor complejidad, son:

1. **Localización:** preguntar por las características de un lugar concreto.
2. **Condición:** el cumplimiento o no de unas condiciones impuestas al sistema.
3. **Tendencia:** comparación entre situaciones temporales o espaciales distintas de alguna característica.
4. **Rutas:** cálculo de rutas óptimas entre dos o más puntos.
5. **Pautas:** detección de pautas espaciales.

6. **Modelos:** generación de modelos a partir de fenómenos o actuaciones simuladas.

Por ser tan versátiles, los Sistemas de Información Geográfica, su campo de aplicación es muy amplio, pudiendo utilizarse en la mayoría de las actividades con un componente espacial. La profunda revolución que han provocado las nuevas tecnologías ha incidido de manera decisiva en su evolución.

Para modelar digitalmente las entidades del mundo real se utilizan tres elementos geométricos: el punto, la línea y el polígono.

✓ **Puntos**

Los puntos se utilizan para las entidades geográficas que mejor pueden ser expresadas por un único punto de referencia. En otras palabras: la simple ubicación. Por ejemplo, las ubicaciones de los pozos, picos de elevaciones o puntos de interés. Los puntos transmiten la menor cantidad de información de estos tipos de archivo y no son posibles las mediciones. También se pueden utilizar para representar zonas a una escala pequeña. Por ejemplo, las ciudades en un mapa del mundo estarán representadas por puntos en lugar de polígonos.

✓ **Líneas o polilíneas**

Las líneas unidimensionales o polilíneas son usadas para rasgos lineales como ríos, caminos, ferrocarriles, rastros, líneas topográficas o curvas de nivel. De igual forma que en las entidades puntuales, en pequeñas escalas pueden ser utilizados para representar polígonos. En los elementos lineales puede medirse la distancia.

✓ **Polígonos**

Los polígonos bidimensionales se utilizan para representar elementos geográficos que cubren un área particular de la superficie de la tierra. Estas entidades pueden representar lagos, límites de parques naturales, edificios, provincias, o los usos del suelo, por ejemplo. Los polígonos transmiten la mayor cantidad de información en archivos con datos vectoriales y en ellos se pueden medir el perímetro y el área.

Gestión y análisis

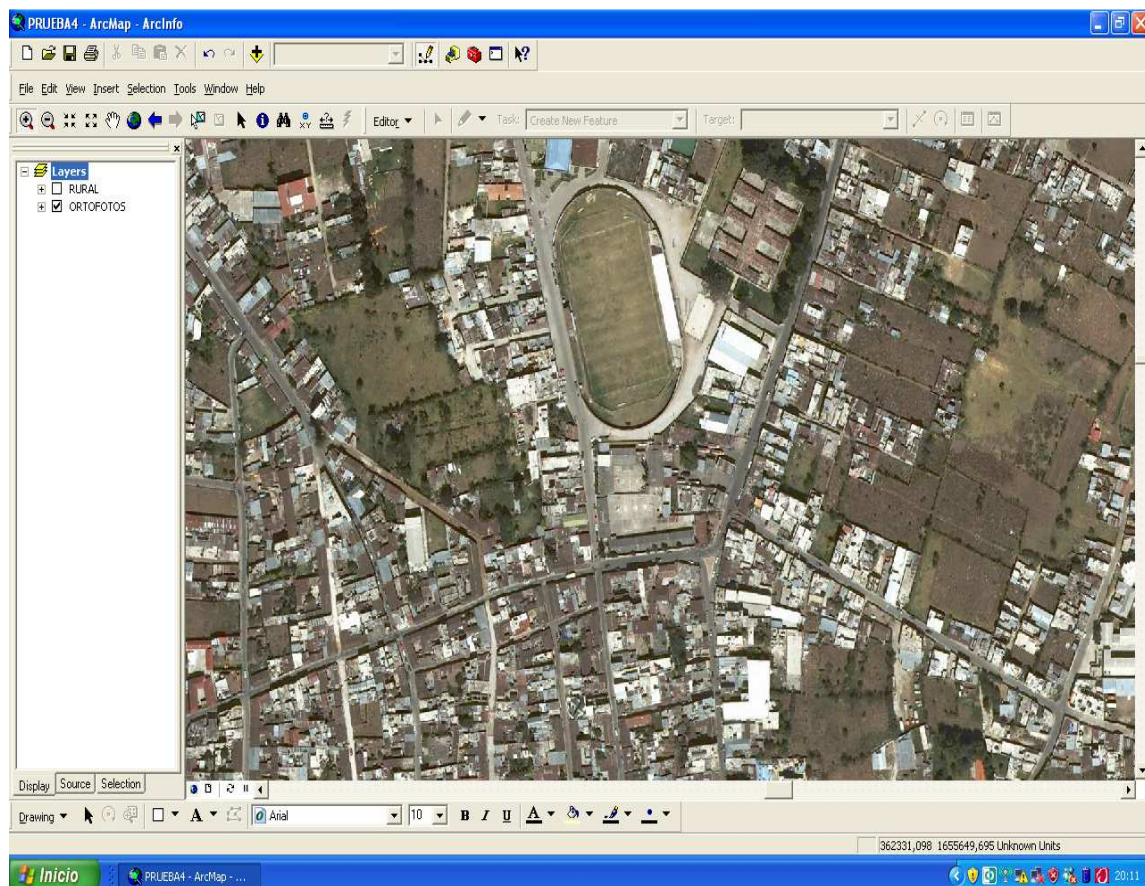
El software de análisis SIG dispone las capas de información geográfica y los atributos asociados a estas de tal manera que facilita el análisis visual de los datos recogidos, permitiendo mostrar esta información en mapas detallados, imágenes o incluso videos, con el fin de transmitir una idea o concepto relativa a un área o región de interés.

Las capas de información se construyen de acuerdo a las necesidades de la aplicación, en el caso específico de la automatización de la red de distribución de la Empresa Eléctrica Municipal, se construirán varias capas con el objetivo de agrupar los componentes de acuerdo al funcionamiento y características técnicas similares, de tal forma que la búsqueda se facilite y el control sea más específico.

El uso de Sistemas de Información Geográfica facilita la toma de decisiones. Así, por ejemplo, si se poseen datos geográficos que incluyen información de la cantidad de transformadores, potencia de cada uno y cantidad de usuarios por cada transformador, será una herramienta importante para priorizar la atención de interrupciones en el servicio y lograr que sean afectadas el menor tiempo posible la mayor cantidad de personas.

En la siguiente figura se puede visualizar el entorno del sistema de Información Geográfica que maneja la unidad de catastro municipal en donde ya se incluyen las ortofotos del municipio de San Pedro Sacatepéquez y sus aldeas.

Figura 22. Entorno de un SIG



Fuente: Unidad de Catastro Municipal, San Pedro Sacatepéquez, San Marcos.

Centro de control

Este elemento lo constituye el espacio físico que debe considerarse dentro de la distribución en planta de la Empresa Eléctrica, el cual debe contar con el espacio, equipo y personal adecuado para poder realizar las tareas de monitoreo. Dentro de los requerimientos y funciones del centro de control se encuentran:

El centro de control debe contar como mínimo con un operador permanente, el cual tendrá la función de interactuar con el sistema, a través de una interfaz hombre-máquina. Para hacer más efectiva y segura la automatización, es indispensable que la experiencia del operador deba ser asistida por el uso de base de datos estructurada que facilite el análisis de los diferentes parámetros.

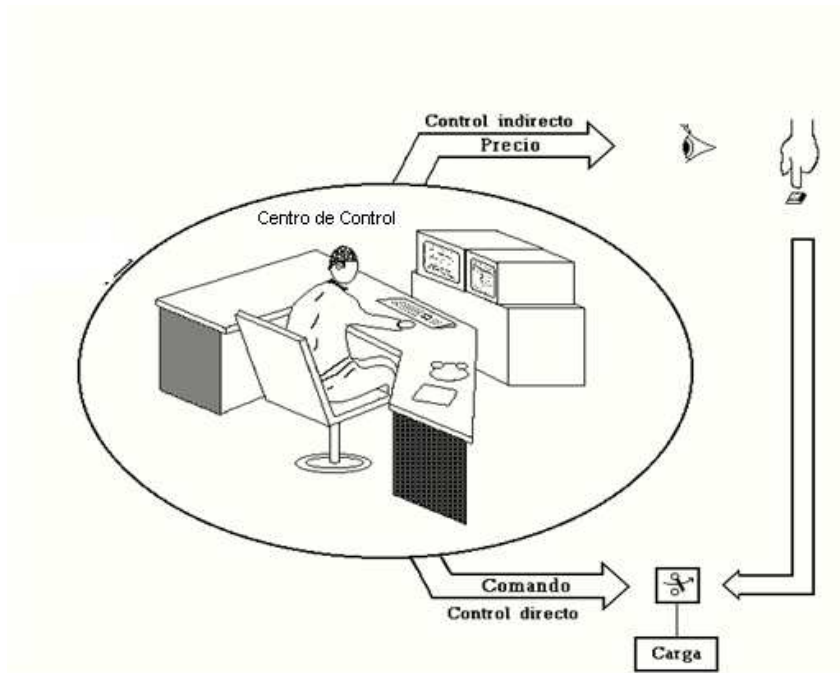
Deberá existir una computadora central la cual realizará las siguientes actividades:

- ✓ Contener la base de datos completa
- ✓ Recolección de datos
- ✓ Manejo y actualización de la base de datos.

Debe coexistir la base de datos del sistema y la base de datos en tiempo real, la primera se estructura en forma jerárquica, almacenándose todos los datos importantes del sistema. La base de datos en tiempo real almacena información dinámica a través del sistema SCADA.

El disponer de herramientas de análisis rápidas (software adecuado) facilitará la labor del operador, considerando que gran parte de las acciones a tomar sobre el sistema van a depender de la capacidad de análisis del operador del centro de control y de la calidad de la información, por lo que la base datos debe ser actualizada constantemente.

Figura 23. Actividades de un centro de control



Fuente: Sanabria, Vilcahuamán. **Análisis interactivo gráfico de sistemas eléctricos de distribución primaria.** Pág. 30

7.2.2 Jerarquía y funciones de la automatización en un sistema de distribución

Las funciones de automatización en sistemas de distribución se jerarquizan básicamente en tres niveles:

1. Subestación
2. Línea de distribución y/o media tensión
3. Baja tensión y/o usuarios

La automatización en cada uno de estos niveles es independiente entre sí, debido a la complejidad del sistema y la variación de parámetros a controlar en cada uno.

1. Subestación

La subestación es la parte más delicada de un sistema de distribución, debido a que existe mayor cantidad de dispositivos de control tales como: Transformador de potencia, banco de condensadores, interruptores, barras seccionadoras, etc. Las principales funciones de control en una subestación son:

- ✓ Control del cambiador de derivaciones del transformador de potencia y del banco de reguladores.
- ✓ Seccionamiento de barras
- ✓ Control automático de interruptores

2. Línea de distribución y/o media tensión

La automatización a nivel de línea de distribución abarca desde la subestación hasta los transformadores de distribución cubriendo así una zona muy amplia, la mayoría de equipos que se encuentran en este nivel son: Bancos de capacitores, reguladores, reconectores, seccionadores y propiamente la línea de media tensión; estos elementos están constantemente expuestos y son vulnerables a las condiciones climáticas del medio ambiente principalmente las líneas. Las funciones de control y monitoreo básicas de media tensión son:

- ✓ Reguladores de tensión y bancos de capacitores
- ✓ Control de tensión y potencia reactiva en puntos remotos
- ✓ Estado normal de operación de seccionadores
- ✓ Manejo de carga en el reconector de cabecera

Es precisamente en este nivel en donde se plantea la propuesta de automatización del sistema de Distribución de la Empresa Eléctrica Municipal de San Pedro Sacatepéquez, tomando en cuenta que el mantenimiento y sostenimiento de la red por parte de la empresa inicia básicamente desde el punto de entrega en la subestación a través del reconector de cabecera.

La identificación de fallas y técnicas de protección se pueden mejorar considerablemente si se tiene un control y monitoreo de la red en este nivel y es por eso que uno de los objetivos específicos de la Automatización del Sistema es la disminución de los tiempos de atención de las interrupciones en el servicio.

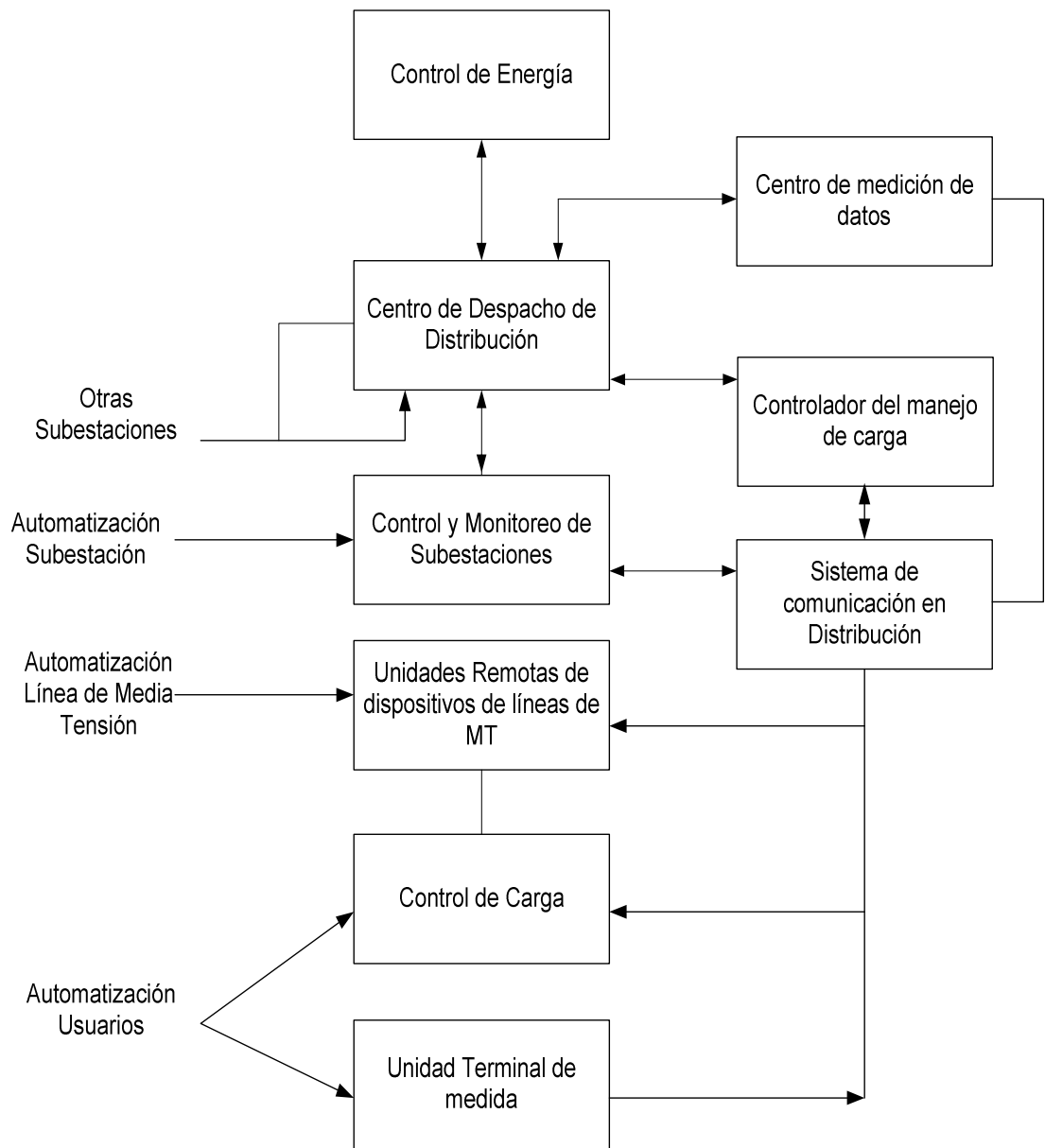
3. Baja tensión y/o usuario

Este es el último nivel en la jerarquía de automatización en sistemas de distribución, y el más complejo debido a la gran cantidad de puntos que debe controlarse. El objetivo de la automatización en este nivel es velar por una buena calidad y un servicio eléctrico confiable personalizado, debido a que cada uno de los usuarios debe ser controlado y supervisado a través del sistema.

Las funciones de control y supervisión en este nivel son:

- ✓ Lectura remota de medidores
- ✓ Control de alumbrado público
- ✓ Servicio remoto de conexión/desconexión
- ✓ Desprendimiento de carga en casos de emergencia
- ✓ Tensión terminal en el alimentador

Figura 24. Esquema de las jerarquías de la automatización en distribución



Fuente: Sanabria, Vilcahuamán. **Análisis interactivo gráfico de sistemas eléctricos de distribución primaria.** Pág. 26

7.2.3 Opciones del sistema

Las actuaciones necesarias para corregir una perturbación de tensión o una interrupción en el servicio deben realizarse en el menor tiempo posible con el objetivo de mantenerse dentro de los parámetros de calidad del servicio impuestos por la Comisión Nacional. Ante estas interrupciones el sistema debe ejecutar las acciones necesarias para que pueda regresar siempre a su estado normal de funcionamiento, una vez hayan sido atendidas las mismas siempre y cuando durante el intervalo transcurrido no se hayan producido otras interrupciones.

Los sensores y actuadores constituyen la parte operativa del sistema, los primeros serán los encargados de medir las variables importantes de la red mientras que los actuadores serán los encargados de ejecutar la orden del operador del sistema o del propio software luego de haber analizado la información.

La Gestión de la información del sistema será la base tanto para el operador del mismo como para el área de planificación, constituyéndose además como un nexo entre ambas actividades, tomando en cuenta que uno de los objetivos más importantes dentro de la operación de la red es la eficiencia en la utilización de los recursos disponibles desde el punto de vista del rendimiento económico. Por esta razón las opciones del sistema que se detallan a continuación están encaminadas a lograr este objetivo.

- ✓ Determinación de la potencia total instalada del sistema.
- ✓ La Implementación y utilización de mecanismos de transferencia de información requeridos por la Comisión Nacional.

- ✓ Identificación de los componentes de la red, tales como: Línea de baja y media tensión, transformador de media/baja tensión, seccionamientos, etc.
- ✓ Cálculo de Indemnizaciones, luego de establecer a través del sistema el número y localización de los beneficiados.
- ✓ Se podrán realizar las pruebas pertinentes que permitan confirmar la fidelidad de la información proporcionada por el sistema.
- ✓ Cantidad de kilómetros de red de baja y media tensión.
- ✓ Consultar sobre la conectividad de la red, diferenciando entre el área urbana y rural.

Adicionalmente la información que proporcione el sistema será útil en los planes de mantenimiento preventivo y correctivo de la red, pudiendo ser este más enfocado a las necesidades que presente la misma. Al mismo tiempo el área de planificación dispondrá de más elementos para formarse un mejor criterio al momento de plantear las obras de extensiones de red, construcción de nuevas líneas y mejoras en el diseño para lograr un mejor funcionamiento de la misma.

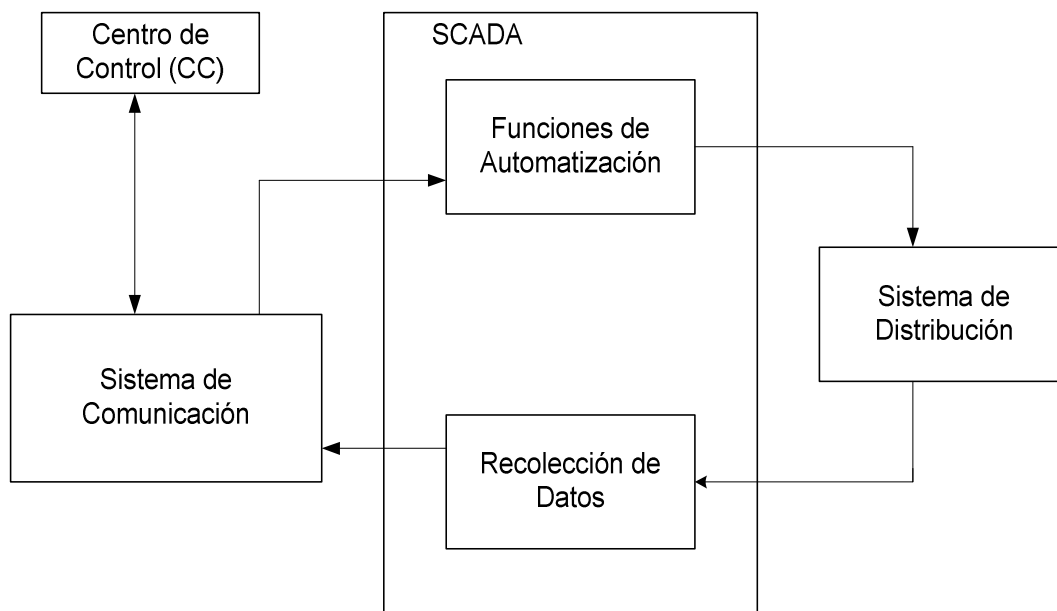
7.3 Lazo de control de un sistema automatizado

Durante la operación normal de la red es necesario tomar decisiones a corto y mediano plazo con el objeto de mejorar sus características de funcionamiento. Los datos en distribución son recopilados a través del sistema SCADA (Sistema remoto de supervisión, control y adquisición de datos).

Es conveniente, poder cuantificar la eficiencia de la operación de un sistema y disponer de herramientas rápidas que permitan tomar decisiones orientadas a un mejor aprovechamiento de los recursos. Es así como la eficiencia en la operación de un sistema de distribución se mide en base al mejor aprovechamiento de los recursos disponibles para conseguir costos bajos de operación y mantenimiento, y por consiguiente reducir las pérdidas.

Para hacer más efectivo el control y monitoreo del sistema de distribución es necesario contar con un Centro de Control (CC), en donde se tomaran las decisiones a ejecutar en el sistema.

Figura 25. Lazo de control de un sistema automatizado



Fuente: Sanabria Vilcahuamán. **Análisis interactivo gráfico de sistemas eléctricos de distribución primaria.** Pág. 29

7.4 Criterios de identificación y codificación de los elementos del sistema.

Debido a que un SIG almacena información sobre un mapa como una colección de niveles temáticos que pueden relacionarse por geografía, la información contiene una referencia geográfica explícita tal como latitud y longitud, o una coordenada de un sistema nacional, o una referencia implícita tal como, características de los componentes del sistema de distribución, estado normal de funcionamiento, topología de la red, Las referencias implícitas pueden ser derivadas de referencias explícitas utilizando un proceso llamado Geocodificación.

El componente más importante de elaborar la base de datos del sistema a través de un SIG son los datos, ya que dependiendo de la fidelidad de los datos recolectados en campo, así será la base del sistema. Lograr esto frecuentemente absorberá del 60 al 80% del presupuesto de implementación de un SIG. De igual, manera recolectar buenos datos es un proceso largo, que frecuentemente demora el proceso, por lo que un compromiso de alto nivel de parte de la Empresa Eléctrica es necesario para llegar a implementar totalmente el sistema.

Es importante hacer notar que al momento de captar la información del sistema de distribución en campo, debe de auxiliarse de dispositivos GPS (Sistema de Posicionamiento Global), los cuales permiten determinar en todo el mundo la posición de un objeto, una persona, un vehículo, etc., con una precisión de hasta centímetros. El GPS funciona mediante una red de 27 satélites (24 operativos y 3 de respaldo) en órbita con trayectorias sincronizadas para cubrir toda la superficie de la tierra.

7.4.1 Identificación y codificación de estructuras

Para el proceso de identificación de estructuras deberá crearse una capa para cada una de las 4 zonas que conforman el área urbana, y una para cada aldea en donde se tiene cobertura.

Durante el proceso de codificación de las estructuras en campo, cada grupo de trabajo deberá portar el mapa del área en donde se encuentre trabajando en el cual deberá ir marcando la ubicación de cada estructura ya que esto permitirá que el margen de error del sistema sea minimizado y la ubicación dentro del mismo sea lo más apegado a la realidad al mismo tiempo constituirá un respaldo a las coordenadas UTM obtenidas por el GPS.

Cada una de las estructuras que se han de identificar en el área de estudio, se debe identificar a través de un código único. En tal sentido, la codificación se establecerá de acuerdo a la zona o aldea a la que pertenece y un número correlativo.

La Codificación comprenderá dos partes:

1. El código de la zona del área urbana, pudiendo ser este un número del 1 al 4, y
2. El número correlativo de la estructura de la zona o aldea.

Para el caso específico de las aldeas el código a utilizar será el asignado por el Instituto Nacional de Estadística (INE), con el objetivo de que el sistema sea compatible con los sistemas nacionales de información más el correlativo de la estructura perteneciente al lugar. Las aldeas en donde tiene cobertura la Empresa Eléctrica y su código según el INE son las siguientes:

Tabla VII. Código de aldeas del municipio de San Pedro Sacatepéquez, según el INE

Código	Aldea
1202013	San Isidro Chamac
1202014	Champollap
1202026	La Grandeza
1202035	Mávil
1202039	Piedra Grande
1202044	San José Caben
1202045	San Andrés Chapil
1202046	Santa Teresa
1202047	San Francisco Soche

Fuente: Instituto Nacional de Estadística.

Debido a que el código asignado al municipio de San Pedro Sacatepéquez y sus aldeas es 1202, solo se tomarán en cuenta los últimos dos dígitos ya que el sistema deberá asignar automáticamente el 1202 a cada uno de los códigos de las estructuras. De tal forma que las estructuras del área urbana deberán tener en siguiente formato:

1202 - 1 - 0001

El 1202 antecederá a cada uno de los códigos de estructura, el número 1 hace referencia a la zona 1 del casco urbano y por último el 0001 denotará el correlativo de la estructura de esa zona. Para el caso de las aldeas, la codificación será de la siguiente forma:

1202 - 39 – 0021

Con lo que el número 39 indicará que se hace referencia a la aldea Piedra Grande y el 21, al número correlativo de estructura.

Básicamente lo que se busca con esta forma de codificación es de que al momento de ocurrir algún problema en la red, con el código de la estructura cercana al origen del mismo se pueda determinar exactamente el lugar y ubicación y así acortar los tiempos de atención de las interrupciones.

Tipos de Estructuras:

Existen diferentes formas de nombrar y clasificar las estructuras usadas en el área de Distribución, las cuales pueden variar de acuerdo a los criterios utilizados por cada distribuidora, generalmente existen dos formas o criterios bajo los cuales se nombra una estructura, siendo estas:

- ✓ Clasificación de acuerdo a los elementos que integran una estructura.
- ✓ Clasificación de acuerdo al ángulo que forman las líneas de distribución con la estructura que las sostiene.

Siendo la más común, en base al ángulo; tomando en cuenta esto a continuación se detallan algunos de los tipos de estructuras más utilizadas en la red de distribución de la Empresa Eléctrica Municipal de San Pedro Sacatepéquez:

- ✓ Estructura de paso: Se utiliza en redes de distribución urbana y rural, en el área urbana la distancia entre postes regularmente es de 40 metros con el aislador del centro invariablemente del lado de la calle. En el área rural la distancia entre postes puede llegar a un máximo de 100 metros, el ángulo de estas estructuras generalmente oscila entre los 0° y 5°.
- ✓ Estructura de paso doble: Esta estructura se utiliza cuando la línea primaria sufra un cambio de dirección hasta de 15°, ocasionados por la geografía del lugar, las consideraciones de distancia entre postes son las mismas que la de paso.

- ✓ Estructura semi-volada: Esta se utiliza cuando se busca evitar pasar por encima de construcciones y la banqueta de estas oscile entre 1 y 1.50 metros de ancho.
- ✓ Estructura de paso con cruceta volada: Este tipo de estructura se utiliza al igual que la Semi volada para evitar pasar por encima de construcciones pero la diferencia es que las tres líneas están del lado de la calle, generalmente es cuando las banquetas miden menos de 1 metro.
- ✓ Estructura de paso volada con doble cruceta: esta se utiliza cuando la línea sufra un cambio de 15° grados motivado por la geografía del lugar y el tipo de construcciones. Generalmente este tipo de estructuras son utilizadas en su mayoría en el área urbana.
- ✓ Estructura de dos niveles de remate: Utilizada para cambios de direcciones mayores a 15 grados, estas se caracterizan porque el crucero que recibe la línea se sitúa más alto que el crucero que envía a la línea a la estructura aguas abajo.
- ✓ Estructura de remate o corte intermedio: Esta se utiliza cuando existen diferencias en los calibres o materiales del conductor o para prever futuras instalaciones de equipo de protección o seccionamientos o también cuando el ángulo sea mayor a los 15°.
- ✓ Estructura de remate: Se utiliza en el inicio o en el término de una red o línea de distribución.

La representación gráfica de cada una de las estructuras en el Sistema de Información Geográfica (SIG) se realizara utilizando la forma geométrica de puntos, por lo que se deberá realizar una capa de puntos para el área urbana y otra para el área rural, de tal forma que el usuario tenga la opción de consultar por aparte la distribución espacial según el área a trabajar.

7.4.2 Identificación y codificación de líneas de media tensión.

La codificación de la línea de media tensión deberá de realizarse lo más detallada posible debido a que esta información será la base para realizar los informes ante la Comisión Nacional de Energía Eléctrica, además propiciara un mejor control y monitoreo de la Red de Distribución. Por este motivo se ha trabajado conjuntamente con el Departamento Técnico de la Empresa Eléctrica con el objetivo de estandarizar los nombres a utilizar para realizar el levantamiento de la red y su respectiva topología.

A continuación se indican la clasificación a trabajar con la línea de Media Tensión:

1. Troncal
2. Derivación
3. Subderivación
4. Tramo
5. Fases

1. Troncal

Se entenderá como troncal a la línea principal del sistema que parte del punto de entrega o Subestación, que tiene la función de distribuir la energía a cada una de las derivaciones del sistema. Regularmente esta línea es continua y su longitud es relativamente corta comparada con el total de kilómetros de red de media tensión de las distribuidoras.

Para el caso de la Empresa Eléctrica de San Pedro, se identificarán dos líneas troncales en voltaje de 13.2 KV debido a que al momento se tiene autorizada una nueva salida de media tensión y la misma esta por habilitarse, además las estructuras de ambas troncales están ya independientes.

Se contará con una tercera troncal en voltaje 34.5 KV, monofásica debido a que el punto de entrega lo constituye la línea troncal de Palestina, que actualmente es operada por la Distribuidora de Electricidad de Occidente (DEOCSA). Esta línea es la que alimenta algunas comunidades de aldea Santa Teresa, se ha optado por considerarla como troncal a pesar de ser una línea monofásica debido a que es totalmente independiente de las otras dos tanto en voltaje como en conexión y es la única alimentación para cada una de las derivaciones de aquel lugar.

2. Derivación

Se llamarán derivaciones a todas aquellas líneas cuyo origen sea la línea troncal, pudiendo ser de una, dos o tres fases. Regularmente estas también son las encargadas de distribuir la energía a las aldeas o poblaciones semi-Urbanas y su longitud total es mayor al de la troncal.

Para enumerar cada una de las derivaciones se recorrerá la línea troncal partiendo de la subestación o punto de entrega para identificarlas y asignarles el número correlativo correspondiente.

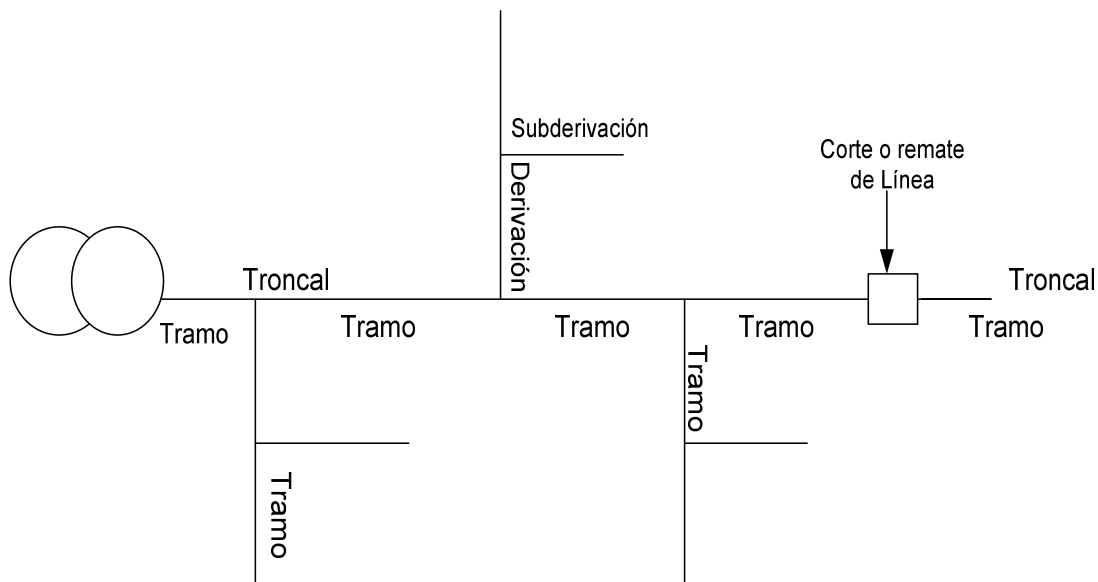
3. Subderivación

Las subderivaciones serán todas aquellas líneas que se originan de las derivaciones y las que alimentarán los transformadores más lejanos de la red de distribución. Para iniciar a contar cada una de ellas se tomará como referencia el punto de partida de las derivaciones.

4. Tramo

Se entenderá como tramo a cada uno de los segmentos de línea que conforman la línea troncal, derivaciones y subderivaciones del sistema de distribución. El criterio a utilizar para definir un tramo será la longitud de línea que existe entre una derivación, subderivación o remate de línea y otra similar, tal como se muestra en la figura a continuación.

Figura 26. Codificación de líneas de media tensión



5. Fases

Finalmente se hace necesario identificar cada uno de los tramos de la red por el número de fases que lo forman, es por eso que es importante tener un campo dentro de la información en donde se especifique cuáles son las fases que se encuentran en cada derivación y subderivación. Por lo que las opciones posibles para este campo son: R, RS y RST.

Habiendo explicado cada una de las clasificaciones de la red de media tensión se entiende que cada una de las derivaciones, subderivaciones y tramos va a referirse a una troncal, respetando el orden jerárquico con el que se trataron previamente para que el sistema pueda enlazar la información de manera correcta al momento de realizar una búsqueda.

Representación Gráfica: Para representar cada una de las líneas en el Sistema de Información Geográfica se utilizará como elemento geográfico la línea construyendo la misma por tramos y asignándole su respectivo código.

Durante el proceso de vectorización de las líneas de Media Tensión es importante que el mismo se realice en campo, por lo que será necesario contar con una computadora portátil para que la capa pueda irse construyendo con mayor exactitud.

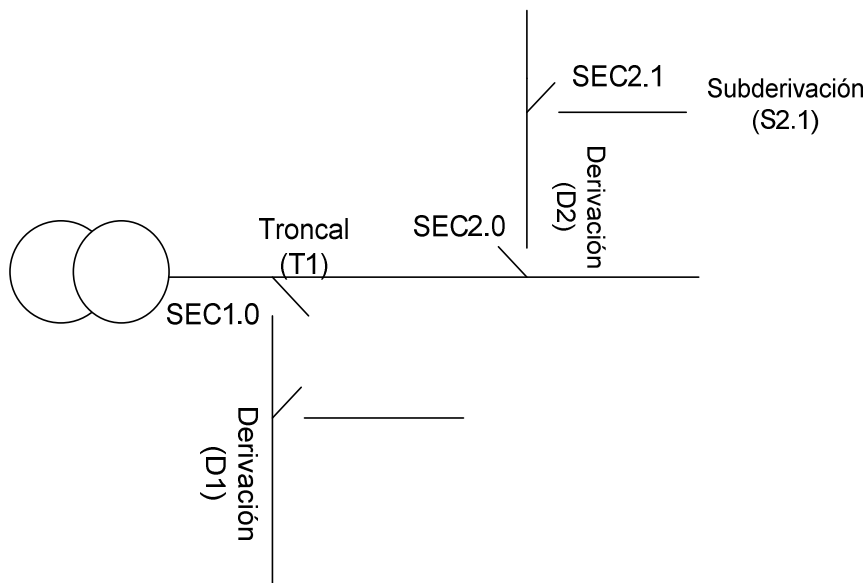
7.4.3 Identificación y codificación de seccionamientos

Para la codificación de los seccionamientos de la línea se debe tomar en cuenta que un sistema está conformado por un conjunto de elementos estructurados e interconectados de una manera definida.

Debido a que un seccionamiento también se utiliza para proteger las derivaciones y subderivaciones de la línea, es importante que estos guarden una relación directa con respecto a la estructura de la línea de media tensión y así facilitar la interpretación del sistema al personal de la empresa que tenga que interactuar con él.

Con el objeto de relacionar los seccionamientos con la línea de media tensión, estos se deben identificar con las iniciales **Sec** (abreviatura de seccionamiento), seguida por el número de Derivación en donde se encuentran instalados y el número de subderivación, si existe, separados por un punto. A continuación se ilustra un ejemplo de seccionamiento, en donde se puede observar que **SEC1.0**, indica que corresponde al seccionamiento de la derivación 1 y **SEC2.1**, se refiere al seccionamiento de la subderivación 1 de la derivación número 2.

Figura 27. Ilustración de codificación de seccionamientos



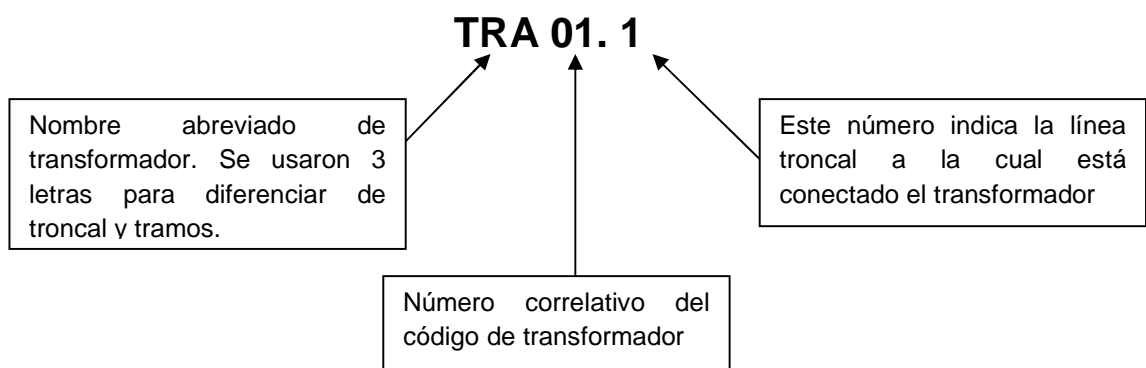
Adicionalmente cada uno de los seccionamientos debe poseer una tabla de información en donde se incluya el estado normal de funcionamiento, que para este caso se contemplan dos opciones: Normalmente cerrado y Normalmente abierto.

7.4.4 Identificación y codificación de transformadores

Como se mencionó previamente los transformadores tienen la función de convertir la tensión a un valor menor de tal manera que el usuario final pueda utilizarla sin necesidad de equipos e instalaciones costosas y peligrosas, adicional a esto el transformador es el elemento del sistema que constituye el puente de comunicación entre los alimentadores primarios y los secundarios.

Debe cuidarse que la codificación de los transformadores este vinculada jerárquicamente a la salida de media tensión a la que pertenece, ya que estos constituyen el punto de referencia para la identificación y ubicación del usuario final.

El código a manejar de los transformadores será el siguiente:



En este caso no será necesario identificar el número de derivación y subderivación debido a que para efectos de control interno y elaboración de reportes que se envían a la Comisión Nacional solo es necesario identificar la salida de media tensión a la cual pertenece el transformador.

7.4.5 Identificación y codificación de líneas de baja tensión

La Red de baja tensión o también conocida como red secundaria constituye el medio de transporte de la energía hacia cada una de las acometidas de los usuarios, la identificación y control de estas es de vital importancia debido a que la gran mayoría de interrupciones en el servicio ocurren en estas líneas.

Estas líneas tienen como principales características que su topología es mayormente radial y su punto de origen es el transformador MT/BT, por lo que para la codificación de las mismas se tomara como referencia el código que tenga el transformador del cual se originan, de tal forma que cada uno de los sectores se distinguirá por el código de transformador, siguiendo así el orden jerárquico de los elementos de la red.

Existirán dos formas básicas de identificar en el sistema una línea de baja tensión:

- ✓ El código de las líneas de baja tensión llevarán en mayúsculas las letras BT al inicio, seguidas por el número correlativo del transformador que las alimenta y la troncal a la cual se encuentra conectado este último.
- ✓ Las líneas para trazar la red de baja tensión deberán ser más delgadas que las de media tensión.

Debido a que en un SIG se pueden realizar varias capas de información, el trazo de la media y baja tensión se realizaran por separado, esto se hace con el objetivo de no sobrecargar visualmente el sistema y que dependiendo de las necesidades del operador pueda cargarse una a la vez dependiendo del tipo de aplicación y/o consulta a realizar.

Con esto básicamente las líneas de baja tensión que pertenecen al mismo sector tendrán el mismo código como en el esquema que se muestra a continuación.

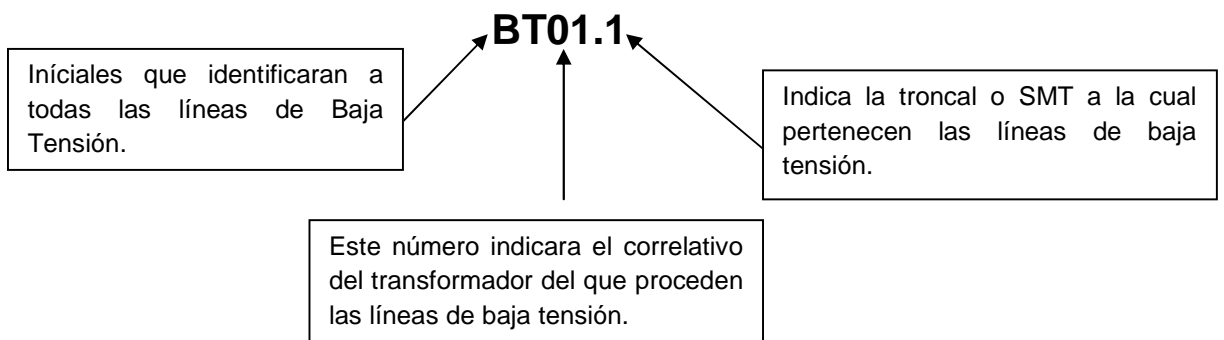
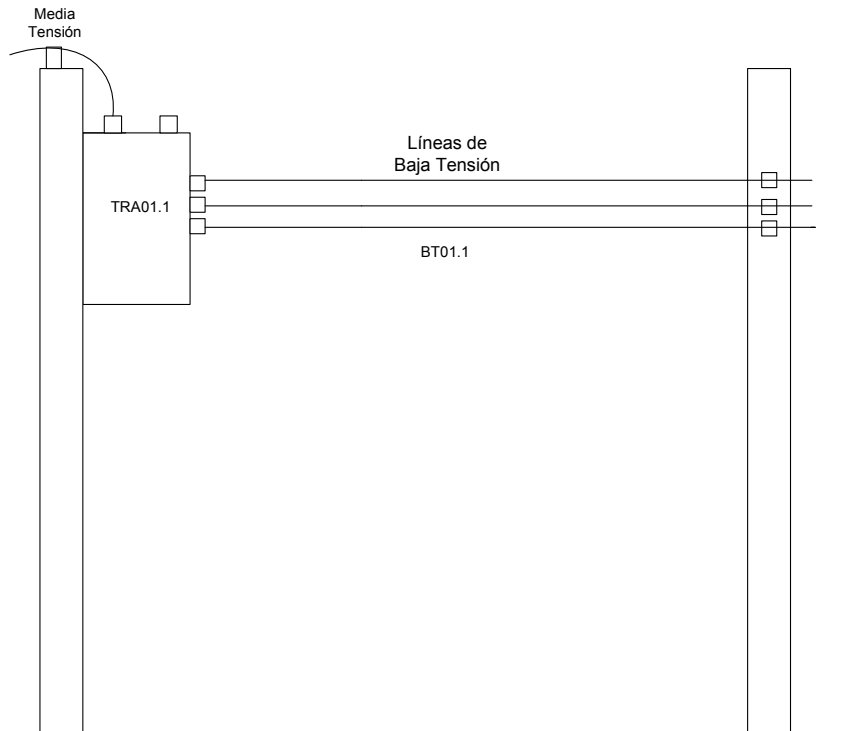


Figura 28. Codificación de líneas de baja tensión



7.5 Parámetros de análisis del sistema y datos topológicos

El Ingreso de los parámetros de análisis del sistema, dependerá del grado de detalle con el que se desea controlar la red de distribución, en el caso particular de la Empresa Eléctrica Municipal de San Pedro Sacatepéquez la información topológica a manejar básicamente será:

- ✓ Relación entre nodos, información que relacione a un nodo superior con otro que se encuentre aguas abajo.
- ✓ Longitudes de línea

- ✓ Capacidad de los transformadores instalados en KVA (Potencia Instalada)
- ✓ Voltajes manejados de Media Tensión (Niveles de Tensión).

De esta información se obtendrán los criterios necesarios para realizar reestructuraciones de la red, tomando en cuenta las tendencias de crecimiento geográfico del municipio y sus aldeas.

7.5.1 Subestación alta tensión/media tensión

Regularmente en un sistema de distribución el flujo de potencia nace de un solo punto o nodo, el cual conocemos como subestación, es en esta parte del proceso del aprovechamiento de la Energía Eléctrica en donde se reducen los niveles de tensión de transporte (Alta Tensión) a niveles de distribución (Media Tensión).

Cada una de las subestaciones abastece su área de carga a través de alimentadores o reconectores, a partir de los cuales se inicia el proceso de distribución de energía así como el monitoreo y control de la misma, por tal motivo la información topológica de la subestación juega un papel muy importante dentro de la automatización de la red de distribución. Dentro de los parámetros de control que maneja el reconector en una subestación están:

- ✓ Conexión/desconexión ante fallas transitorias y permanentes
- ✓ Control de Reenganches
- ✓ Supervisión de Nivel de Tensión
- ✓ Perfiles de carga.

La subestación que abastece la red de distribución de la Empresa Eléctrica Municipal de San Pedro es propiedad del Instituto Nacional de Electrificación (INDE), la misma está ubicada en la aldea Champollap a 3 kilómetros del centro urbano del municipio, transforma un voltaje en Alta Tensión de 69,000 voltios a uno de Media Tensión de 13,800 voltios.

7.5.2 Longitudes de línea de media y baja tensión

Dentro de las funciones de la Comisión Nacional de Energía Eléctrica se encuentra el definir las tarifas de transmisión y distribución de energía eléctrica, las cuales se determinan a través de adicionar las componentes de adquisición de potencia y energía, por lo que es responsabilidad de cada distribuidor calcular mediante un estudio el Valor Agregado de Distribución –VAD- .

Antes de iniciar el estudio del valor agregado de distribución, la distribuidora deberá poder determinar información técnica necesaria para poder determinar con la mayor certeza este valor de acuerdo a la infraestructura que se tenga. Por lo que será necesario determinar en cualquier momento la cantidad de kms de red de media y baja tensión.

Sera necesario distinguir entre la red rural y la urbana tomando en cuenta que la geografía de cada una de estas es diferente y por lo tanto la longitud media de la líneas regularmente es mayor en el área rural. Básicamente el sistema debe ser capaz de proveer los siguientes datos:

- ✓ Km Línea Urbana BT
- ✓ Km Línea Urbana MT
- ✓ Km Línea Rural BT
- ✓ Km Línea Rural MT
- ✓ Longitud Promedio de las salidas BT de los transformadores Urbanos
- ✓ Longitud Promedio de las salidas BT de los transformadores Rurales.

El sistema podrá determinar la longitud de los vanos debido a que cada una de las estructuras será georeferenciada, un SIG tiene la capacidad de calcular las distancias entre dos puntos, tomando en cuenta que para la representación de las estructuras se utilizará como elemento geométrico el punto, tomando como referencias sus coordenadas UTM, por lo que al momento de vectorizar las líneas de media y baja tensión deberá establecerse el uso que tiene cada una de las estructuras conformando una capa de información por cada nivel de tensión.

7.5.3 Tipología de los tramos

Dentro de la información de referencia que debe contener cada uno de los tramos, la tipología de los mismos se establecerá de acuerdo a las características siguientes:

- ✓ Nivel de Tensión
- ✓ Número de Fases
- ✓ Operatividad: esto se refiere a la clasificación de los tramos de acuerdo a los elementos de maniobra que contengan en sus extremos
- ✓ Ubicación Geográfica.

En cuanto a la operatividad de los tramos es importante tomar en cuenta que las líneas de distribución regularmente contienen estructuras en donde las mismas se cortan y en ocasiones son útiles para poder interrumpir el servicio parcialmente cuando se requiera dar mantenimiento o realizar mejoras a la red; en estos casos no existe ningún dispositivo de maniobra codificado para poder referenciar el punto de interrupción y es entonces cuando el código del tramo maniobrado toma importancia ya que por medio de él se puede deducir con facilidad que el área afectada por el corte de energía se encuentra aguas abajo de este.

7.5.4 Niveles de tensión

Dentro de los niveles de tensión que maneja actualmente la Empresa Eléctrica Municipal de San Pedro Sacatepéquez se encuentran:

En media tensión opera con dos niveles de voltaje:

- ✓ 13.8 KV Línea Trifásica, la cual abastece el Centro Urbano del municipio y 7 de sus aldeas.
- ✓ 34.5 KV Línea Monofásica, con este nivel de tensión se cubre parte de la aldea Santa Teresa

En Baja tensión, la cual es utilizada para alimentar en su mayoría cargas monofásicas, la Empresa ofrece a sus usuarios los siguientes niveles de voltaje:

- ✓ 120/240 voltios
- ✓ 240/480 voltios

Dentro de la geodatabase de la red de distribución solo se establecerán dos tipos de línea que en forma generalizada serán llamadas Media Tensión y Baja Tensión, en el caso particular de la media tensión cada una de las SMT tiene un nombre asignado y por las propiedades que poseen es fácil distinguir una de otra.

7.5.5 Información general de cada uno de los elementos

Para que un sistema funcione correctamente es indispensable que todos los elementos que lo componen trabajen de forma coordinada y sistemática de tal forma que en el momento de producirse alguna falla los elementos de protección actúen antes de que esta llegue a impactar en los demás componentes. Por otro lado, todo sistema necesita un operador, quien será el encargado de interactuar con el mismo y en ocasiones podrá incidir directamente en el, realizando maniobras de cierre o apertura de elementos.

Por esta razón es importante que la base de datos del sistema contenga toda la información necesaria de cada uno de los elementos de la red de distribución, ya que el operador del sistema debe conocer las características de cada elemento y su estado normal de funcionamiento antes de ejecutar alguna acción sobre el mismo. Esto se realizará dentro del sistema creando una tabla de información general para cada elemento, la cual podrá ser consultada en cualquier momento que se requiera, esto facilitará que el personal nuevo cuente con una referencia del estado normal del funcionamiento del sistema en general.

La tabla de información para los seccionamientos, se utilizará tanto para cortacircuitos como cuchillas monopolares.

Tabla VIII. Información de seccionamientos

Seccionamiento				
Código				
Tipo				
Voltaje				
Fase				
Numero de fases				
Valor fusible (A)				
Estado normal de operación				
Posición Georeferencial	X:		Y:	

La información a incluir de los transformadores debe tener como mínimo lo siguiente:

Tabla IX. Información de transformadores

Transformador				
Código				
Tipo				
Voltaje	MT		BT	
Potencia				
Fase				
Tipo conexión				
Posición Georeferencial	X:		Y:	

Debido a que la medida más pequeña considerada en las líneas de distribución es el tramo, básicamente se recopilara la información por cada tramo con el objeto de conocer con detalle la red.

Tabla X. Información de tramos

Tramo			
Código			
Número de fases			
Longitud			
Conductor		Calibre	

Previamente se definieron ya algunos tipos de estructuras utilizadas frecuentemente en líneas de distribución, por lo que en la información de cada estructura deberá incluirse el tipo y poder determinar de esa forma cada uno de los elementos que la conforman.

Tabla XI. Información de estructuras

Estructuras			
Código			
Tipo			
Poste			
Nivel de tensión			
Posición Georeferencial	X:		Y:

Otro de los elementos indispensables dentro de la red de distribución es el reconectador debido a que representa el punto de partida de la misma y es uno de los elementos de protección más precisos, por tal motivo es necesario que dentro de su información general se incluyan algunos de los parámetros más importantes de operación del mismo.

Tabla XII. Información de reconectadores

Reconectador				
Código				
Tipo				
Corriente nominal				
Corriente máxima				
Corriente de disparo				
Tensión de servicio				
Posición Georeferencial	X:		Y:	

7.5.6 Potencia instalada

La Empresa Eléctrica Municipal de San Pedro Sacatepéquez a la fecha tiene una potencia instalada de 11250 KVA, del cual se puede afirmar que el 75 % de los transformadores conectados a la red tienen una capacidad de 25 KVA, el resto está concentrado en transformadores de 10 KVA, 37.5 KVA, 50 KVA y bancos trifásicos.

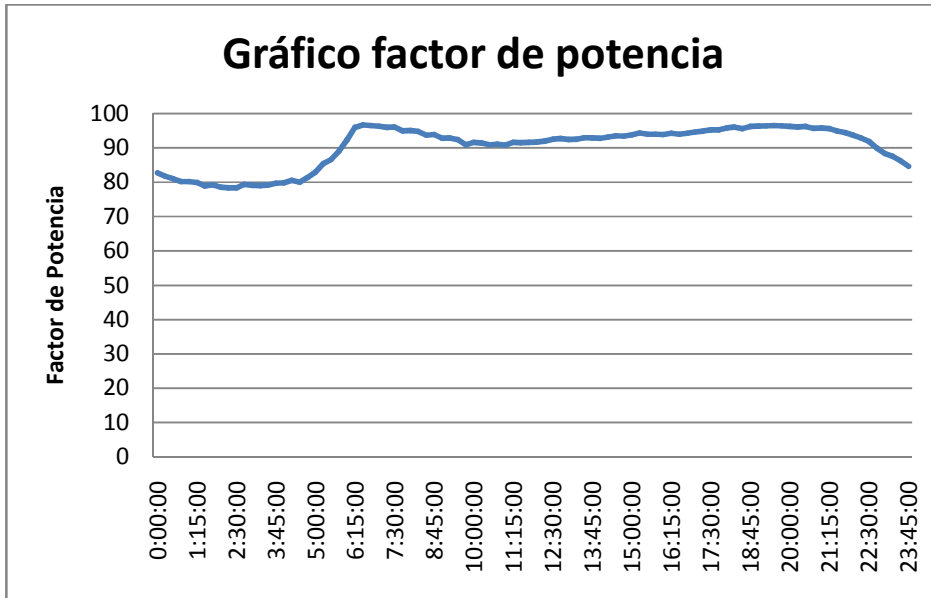
En los estudios de carga en sistemas de distribución se consideran generalmente dos aspectos importantes como lo son:

- ✓ La variedad de consumos conectados al sistema, y
- ✓ Tiempo de consumo de las cargas conectadas al sistema.

Dentro de la variedad de cargas o consumos conectados a la red de la Empresa Eléctrica Municipal, las que más peso tienen son: Iluminación, resistencias eléctricas (debida a los calentadores de agua), Electrodomésticos (que en su mayoría contienen motores universales). Estos consumos requieren para su funcionamiento tanto Potencia Activa (**P**) como Potencia Reactiva (**Q**), esta proporción depende del tipo de carga conectada a la red y es medida a través del factor de potencia (**FP**).

A continuación se presenta el comportamiento del factor de potencia del sistema de distribución de la Empresa Eléctrica de San Pedro a lo largo del día, en donde se puede observar que el mismo tiene su punto más bajo en la madrugada debido a que en este horario la mayoría de carga es inductiva, porque es cuando funcionan los hornos de las panaderías que son una cantidad considerable dentro del municipio, durante el día el factor de potencia se mantiene arriba del 90%, lo cual es aceptable.

Figura 29. Comportamiento del factor de potencia diario

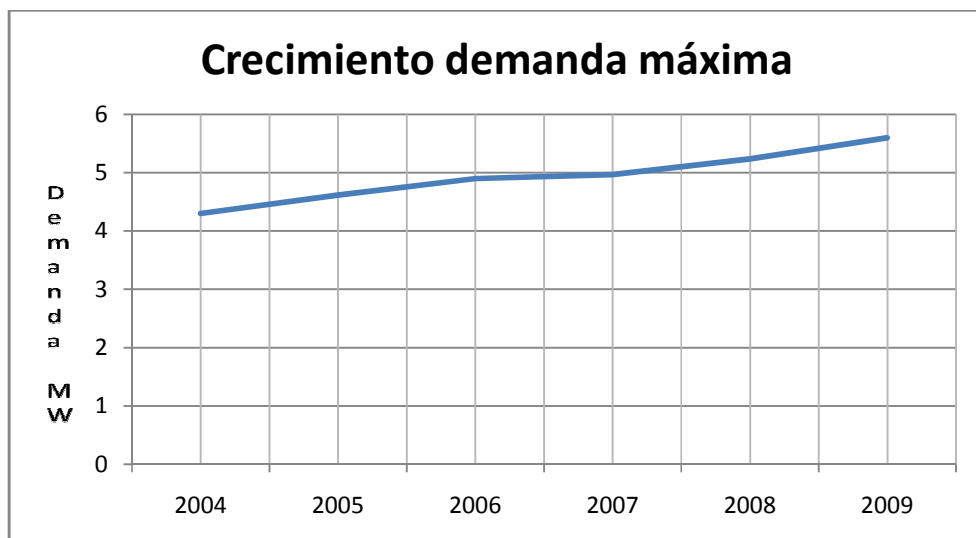


El tiempo de trabajo de cada una de las cargas conectadas al sistema determinara los consumos de energía pudiendo así notar un ascenso en el mismo de acuerdo a la temporada del año, para el caso de la Empresa Eléctrica de San Pedro se observa que los mayores consumos y la demanda máxima se registran durante la temporada de fin de año en los meses de octubre a diciembre.

En el caso de la demanda máxima que consiste en registrar la mayor coincidencia de carga conectada al sistema durante el periodo de facturación, se ha determinado que la demanda máxima anual de la Empresa tiene un promedio de crecimiento del 5.7 % de acuerdo al comportamiento de los últimos 5 años.

En la gráfica siguiente se observan las demandas máximas anuales registradas desde el año 2004 a la fecha, en donde se puede apreciar que el crecimiento fue mayor durante los años 2005 y 2006, mientras que en el 2007 el crecimiento fue mínimo, a partir de ese año el porcentaje de crecimiento ha ido incrementándose de nuevo.

Figura 30. Crecimiento de demanda



7.6 Integración de la información del usuario con respecto a la red de baja tensión y media tensión

Debido a que las normas técnicas del servicio de distribución establecen que cada uno de los usuarios de la distribuidora debe asociarse a la red de distribución, se ha determinado que esta vinculación se realice a través del transformador MT/BT del cual se alimentan, de tal forma que cada uno de los usuarios deberá especificar el código del transformador al cual pertenecen.

Tomando en cuenta la cantidad de usuarios que manejan las distribuidoras resulta muy difícil poder geoposicionar en un Sistema de Información Geográfica (SIG) a cada uno de ellos debido a que se saturaría la imagen y no se apreciaría de una buena forma su relación con el elemento de la red del que dependen.

Para la elaboración del sistema de La Empresa Eléctrica Municipal de San Pedro Sacatepéquez se identificará a cada uno de los usuarios según el número de cuenta que les haya sido asignado por el sistema de facturación y se asociaran al código del transformador del que dependen, para crear una base de datos que pueda almacenarse dentro de un sistema o en una colección de tablas de administración de base de datos (Microsoft Access, Oracle, Microsoft SQL Server, IBM DB2 e Informix).

Una vez se tenga un SIG en funcionamiento con la información georeferenciada de cada uno de los elementos de la red, el punto de enlace entre éste y cada uno de los usuarios, será el código de la estructura de la que se derivan cada una de las acometidas, debido a que en la base de datos que contiene la información personal de cada usuario ya está incluido el código de la estructura, y éste a su vez está asociado un código del transformador que alimenta dicho sector.

Los sistemas de Información geográfica tienen la capacidad de asociar y/o enlazar la información que contiene de un elemento con una base de datos externa; esto se realiza mediante información que se tenga en común con la misma, es decir que para este caso el vínculo a utilizar será el código de las estructuras del cual se originan cada una de las acometidas.

7.7 Sistemas de comunicación

Un factor determinante para la automatización de un sistema de distribución es el contar con un sistema eficaz de comunicación, el cual tendrá la misión de transmitir señales de control y de datos entre las distintas jerarquías ya establecidas entre los elementos que conforman el sistema. La elección del sistema de comunicación a utilizar básicamente dependerá de las especificaciones de los requerimientos de comunicación de las funciones de automatización a incorporar.

Los posibles sistemas de comunicación a utilizar en distribución son:

- ✓ Carrier
- ✓ Radio
- ✓ Teléfono
- ✓ Sistemas híbridos
- ✓ Señal de cable
- ✓ Satélite
- ✓ Fibra óptica

Debido a que la facilidad de manejo y los buenos resultados que se han obtenido, el sistema de comunicación más utilizado en nuestro medio es a través de fibra óptica, tomando en cuenta que para sostener la misma se utilizan las estructuras existentes de la red de distribución.

7.8 Control en sistemas automatizados

Generalmente durante la operación de la red es necesario tomar decisiones a corto y mediano plazo con el objeto de mejorar sus características de funcionamiento dentro de las que se puede resaltar la reducción de pérdidas. El disponer de herramientas de análisis rápidas y/o software con las características adecuadas es esencial para facilitar la labor de las personas que deberán interactuar con el sistema.

La función principal de un sistema de distribución es suministrar la energía donde se necesite dentro de los parámetros de calidad aceptables, el cumplir con este objetivo conlleva el tomar constantemente decisiones en acciones que presentan varias alternativas.

Los resultados de las decisiones que se adopten, conducirán a distintos estados de la operación de la red, los cuales a su vez representaran diferentes costos de operación que dependiendo del detalle de la información con que cuente el sistema podrá verse el impacto en los mismos.

Es conveniente, poder cuantificar la eficiencia de la operación y disponer de herramientas versátiles y rápidas que permitan tomar decisiones orientadas a un mejor aprovechamiento de los recursos. La eficiencia en la operación de un sistema de distribución se entenderá generalmente como “El mejor aprovechamiento de los recursos disponibles para conseguir costos menores en la operación y mantenimiento de la red”, lo cual implica el reducir pérdidas, aumentar la cantidad de usuarios y que el servicio cumpla con los parámetros de calidad establecidos por la Comisión Nacional de Energía Eléctrica.

7.9 Cronograma de elaboración del sistema

Para la elaboración de la base de datos geográfica georeferenciada del sistema de Distribución de la Empresa Eléctrica Municipal de San Pedro se estima utilizar seis (6) meses, durante este tiempo las actividades se dividirán en tres áreas con el objetivo de facilitar el control y seguimiento de cada actividad.

Las tres áreas identificadas a trabajar son:

Capacitación al personal técnico: Esta etapa comprende un periodo de inducción hacia el personal del departamento técnico que se verá involucrado en todo el desarrollo del sistema así como en el mantenimiento y control operativo del mismo. Durante esta etapa se definirán la lógica del sistema y el papel que estos jugaran durante el desarrollo del mismo; se les enseñará a utilizar equipos de localización como GPS y/o estación total.

Capacitación sobre uso de software: Esta etapa será exclusiva para capacitar al personal involucrado con el entorno, uso y manipulación del Sistema de Información Geográfico (SIG) a utilizar para construir la base de datos. Es en esta etapa en donde será imprescindible contratar los servicios de un asesor de sistemas para que de acuerdo al planteamiento de las especificaciones y/o funciones del sistema pueda desarrollar la misma.

Elaboración del componente geográfico: De acuerdo al tipo de actividad a realizar, estas podrán dividirse en trabajo de campo y trabajo de oficina, el primer grupo será el encargado de identificar y codificar en campo cada uno de los elementos del sistema así como de recopilar la información y características de cada uno de ellos.

El otro grupo será el encargado de construir la geodatabase del sistema a través de la elaboración de las capas de información de cada uno de los elementos principales de referencia. Para reducir el grado de error en la ubicación, la gente de campo deberá portar un mapa del área en donde se encuentre codificando donde se irán marcando cada una de las estructuras para facilitar la ubicación de cada punto de referencia.

Cronograma de Actividades

Actividad	Mes 1	Mes 2	Mes 3	Mes 4	Mes 5	Mes 6
Capacitaciones al Personal Técnico						
Información general acerca de la estructura del sistema de información de la red de distribución						
Metodología de codificación de estructuras						
Metodología de codificación de líneas de MT y BT						
Metodología de codificación de transformadores						
Metodología de codificación de dispositivos de protección						
Uso de GPS y sistema de coordenadas UTM						
Contratación de consultoría de sistemas						
Capacitaciones sobre uso de Software SIG (Sistema de Información Geográfica)						
Nociones básicas del Software						
Aplicaciones a utilizar durante el desarrollo del sistema						
Través de figuras geométricas utilizando punto, polilíneas y polígonos						
Elaboración del componente geográfico						
Codificación de estructuras						
Recopilación de características de estructuras y elementos de red y localización de coordenadas UTM						
Capa de estructuras Urbana y Rural						
Capa de líneas de media tensión						
Capa de transformadores						
Capa de seccionamientos						
Capa de líneas de baja tensión						
Integración de la información del usuario con respecto a la red de baja y media tensión						
Base de datos de consulta de atributos de cada uno de los elementos de la red (por asesor de sistemas)						

7.10 Costo de implementación

La puesta en marcha de esta propuesta en su primera fase, que consiste en la elaboración del catastro y el componente geográfico de cada uno de los elementos que forman parte de la red de distribución de la Empresa Eléctrica Municipal de San Pedro Sacatepéquez, constituye el tema central de este trabajo, el mismo lleva implícito un costo; el cual puede dividirse en Costos de Inversión y Costos de Operación.

Los Costos de inversión, se refieren a la adquisición de mobiliario y equipo, así como de activos no tangibles para dar inicio a los trabajos de implementación del sistema, tomando en cuenta que será necesario crear un nuevo departamento dentro de la Empresa Eléctrica, para el manejo y mantenimiento del sistema.

Al mismo tiempo se recomienda que para este trabajo, se nombre a cuatro de los técnicos con más experiencia y conocimiento en la red de distribución, con el objetivo de garantizar que la recopilación de la información sea pronta y confiable. Por lo que será necesaria la contratación de nuevo personal para cubrir las actividades de mantenimiento y mediciones que los técnicos asignados a la nueva unidad desempeñaban.

Otro factor importante a tomar en cuenta es que será necesaria la contratación de servicios de consultoría en sistemas de información geográfica, para la elaboración del sistema y capacitar al personal involucrado, utilizando para ellos las bases y parámetros técnicos que se delimitan en el presente trabajo, que están orientados hacia el control y supervisión del estado de la red de distribución.

A continuación se detallan los costos de inversión:

Tabla XIII. Costo de inversión

Costos referenciales de los equipos y/o servicios			
Descripción del equipo y/o servicio	Cantidad	Valor unitario	Total
Licencia de Software Arc Gis	2	Q17.200,00	Q34.400,00
Licencia de Software de Base de Datos	2	Q2.700,00	Q5.400,00
GPS, sistema de coordenadas: latitud/longitud y UTM, con cámara incluida	2	Q5.000,00	Q10.000,00
Computadora de escritorio 2,2 GHz, 4 GB RAM, 320 GB HDD, con acelerador de gráficos	1	Q7.000,00	Q7.000,00
Computadora lap top 2,2Ghz, 4 GB RAM, 320 HDD, con acelerador de gráficos	1	Q9.000,00	Q9.000,00
Asesoría técnica y de sistemas (incluye capacitaciones a empleados involucrados en el proceso)	1	Q75.000,00	Q75.000,00
Contratación de personal técnico (3 técnicos durante 6 meses a un costo de Q 1800,00)	3	Q1.800,00	Q32.400,00
Escritorio de oficina	2	Q1.800,00	Q3.600,00
silla de metal giratoria	2	Q500,00	Q1.000,00
Archivos de metal	2	Q800,00	Q1.600,00
Costo Total			Q179.400,00

Los costos de operación reflejan los desembolsos por insumos y otros rubros para el ciclo productivo del proyecto a lo largo de su funcionamiento, en este caso los costos incluyen la asignación permanente de dos técnicos para el manejo y mantenimiento del sistema y actualizaciones periódicas de los programas y base de datos necesarios para el buen funcionamiento.

Dentro de estos costos también figura la adquisición de licencias de antivirus, ya que por la importancia de la información a manejar, las máquinas deberán estar protegidas y así evitar cualquier pérdida de información.

A continuación se presentan los costos estimados de operación para el funcionamiento anual del mismo.

Tabla XIV. Costo de operación

Costos referenciales de los equipos y/o servicios			
Descripción del equipo y/o servicio	Cantidad	Valor unitario	Total anual
Técnicos de control y mantenimiento del sistema	2	Q1.800,00	Q43.200,00
Útiles de oficina (papel, tinta de impresora, etc.)	1	Q1.000,00	Q12.000,00
Soporte técnico (se refiere a actualizaciones de software)	1	Q5.000,00	Q5.000,00
Adquisición de licencia de antivirus	2	Q5.500,00	Q11.000,00
Costo total anual			Q71.200,00

7.11 Beneficios

Dentro de los beneficios más importantes de la realización del catastro de la red y la implementación del sistema de georeferenciación de cada uno de sus elementos se pueden mencionar los siguientes:

- ✓ La información será de forma confiable e inmediata, se dispondrá de una base histórica de datos, informe estadísticos, que permitirán la toma de decisiones en forma oportuna.

- ✓ Aumento en el rendimiento de los equipos y facilidad para renovarlos e incorporar sistemas de información.
- ✓ Aumento en la seguridad de las instalaciones y la protección a los trabajadores.
- ✓ Se asegura una mejora en la calidad del trabajo del operador y en el desarrollo del proceso, esta dependerá de la eficiencia del sistema implementado.
- ✓ Factibilidad para la implementación de funciones de análisis, optimización y auto diagnóstico.

CONCLUSIONES

1. Dentro de las obligaciones principales de todo distribuidor está prestar a sus usuarios, un servicio de energía eléctrica que cumpla con los índices o indicadores de calidad exigidos por la Comisión Nacional de Energía, cuya función es velar por el cumplimiento de estas obligaciones y emitir las normas técnicas relativas al subsector eléctrico, con respecto a la calidad del servicio.
2. El sistema geo-referenciado de la Empresa Eléctrica Municipal de San Pedro Sacatepéquez, San Marcos, permitirá elaborar los planes de expansión y/o fortalecimiento de la red, tomando en cuenta aspectos tales como: longitud de línea, lugares y cantidad de habitantes beneficiados, arquitectura de la red y los diferentes tipos de accesorios de protección instalados.
3. La reducción de los costos de mantenimiento, aprovechando la ventaja de que el sistema tiene la opción de poder identificar aspectos clave en un mantenimiento, tales como: las áreas de mayor vegetación, áreas con vanos más grandes que puedan presentar problemas en época de vientos, cantidad de acometidas por transformador, etc., que permitirán focalizar mejor las áreas de trabajo o mejora.

4. Será notable la disminución en los tiempos de atención de las interrupciones, debido a que los operadores del sistema podrán determinar el origen de la falla basados en los reportes de los usuarios.

RECOMENDACIONES

1. Es indispensable la creación de un nuevo departamento o unidad dentro de la estructura organizacional de la Empresa Eléctrica Municipal de San Pedro Sacatepéquez, San Marcos, quien tendrá como función principal la implementación, mantenimiento y operación del sistema de información georeferenciado de la red.
2. Deberá contemplarse dentro del presupuesto de la Empresa Eléctrica Municipal de San Pedro Sacatepéquez, San Marcos, la adquisición de nuevo equipo de cómputo, licencias de software, localizadores (GPS), con el objeto de facilitar cada una de las actividades necesarias para la implementación del sistema
3. El Consejo de Administración de la Empresa Eléctrica Municipal de San Pedro Sacatepéquez, San Marcos, deberá acordar en sesión ordinaria la contratación de asesoría tanto en informática como técnica, para desarrollar el sistema tomando como base los parámetros fijados por la Comisión Nacional de Energía Eléctrica.
4. Será necesario programar capacitaciones constantes al personal que será designado por parte de la Empresa Eléctrica para participar en la implementación del sistema de información.

BIBLIOGRAFÍA

1. Bosque Sendra, J. **Sistemas de Información Geográfica**. Rialp. Madrid. 1992.
2. Comisión Nacional de Energía Eléctrica. **Normas Técnicas del Servicio de Distribución**. 1999. Guatemala.
3. Comisión Nacional de Energía Eléctrica. Resolución 57-2005. 2005. Guatemala.
4. Empresa Eléctrica Municipal de San Pedro Sacatepéquez, San Marcos.
5. Harper Enríquez, Gilberto. **Fundamentos de instalaciones eléctricas mediana y alta tensión**. 2da edición. México. Editorial Limusa. 2000.
6. <http://www.Historia de la Automatizacion.blogspot.es>
7. Iberdrola. **Manual Técnico de Distribución**. 2004.
8. Orozco, Andrea del Alba. Estudio Administrativo de la Empresa Eléctrica Municipal. 1998. San Pedro Sacatepéquez, San Marcos.
9. Unidad de Catastro Municipal, San Pedro Sacatepéquez, San Marcos.
10. Vilcahuamán Sanabria. Análisis interactivo gráfico de sistemas eléctricos de distribución primaria. 1993. Santiago de Chile.

ANEXOS

Figura 28. Diagrama Unifilar, Salida de Media Tensión San Pedro I.

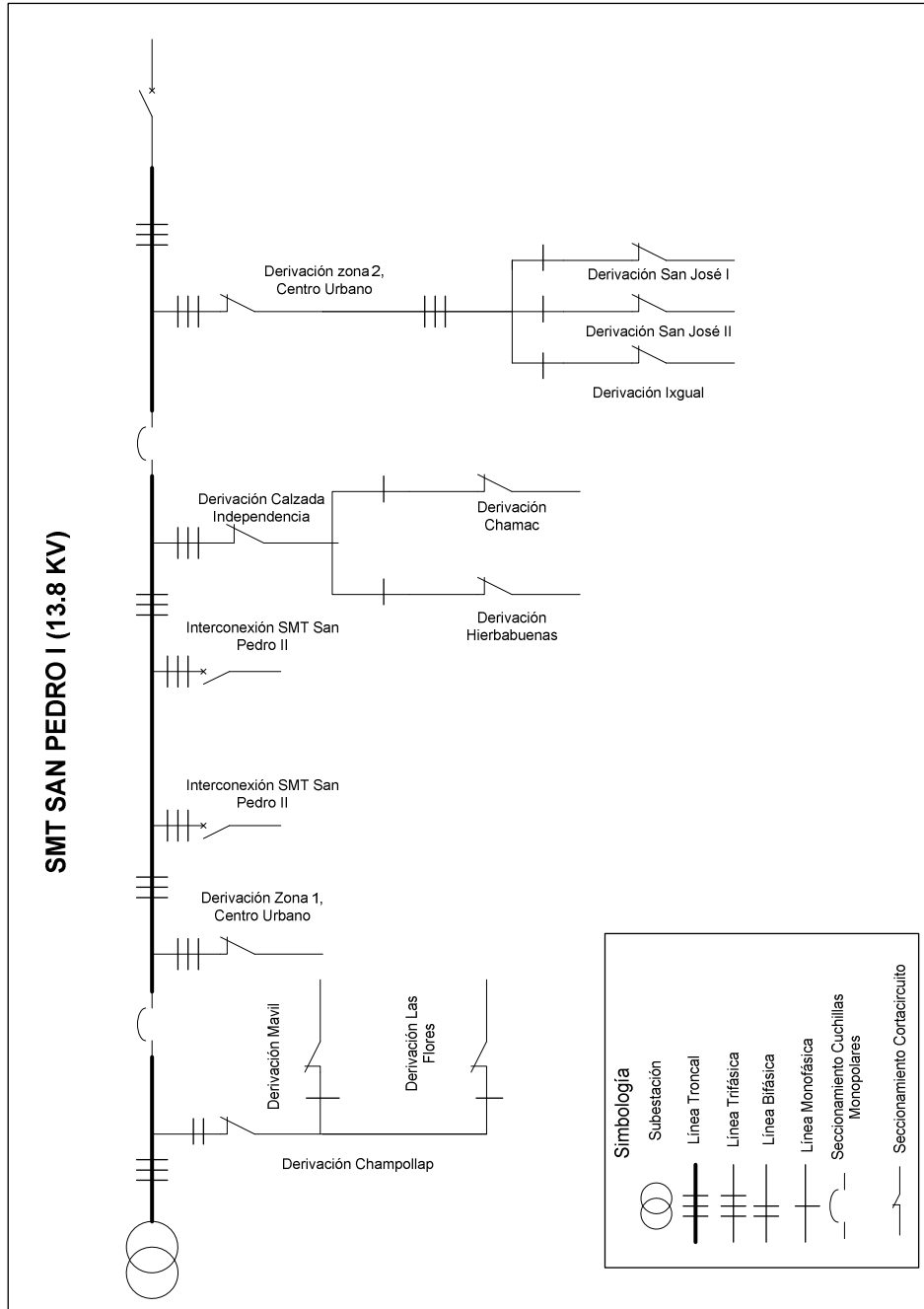


Figura 29. Diagrama unifilar, salida de media tensión San Pedro II.

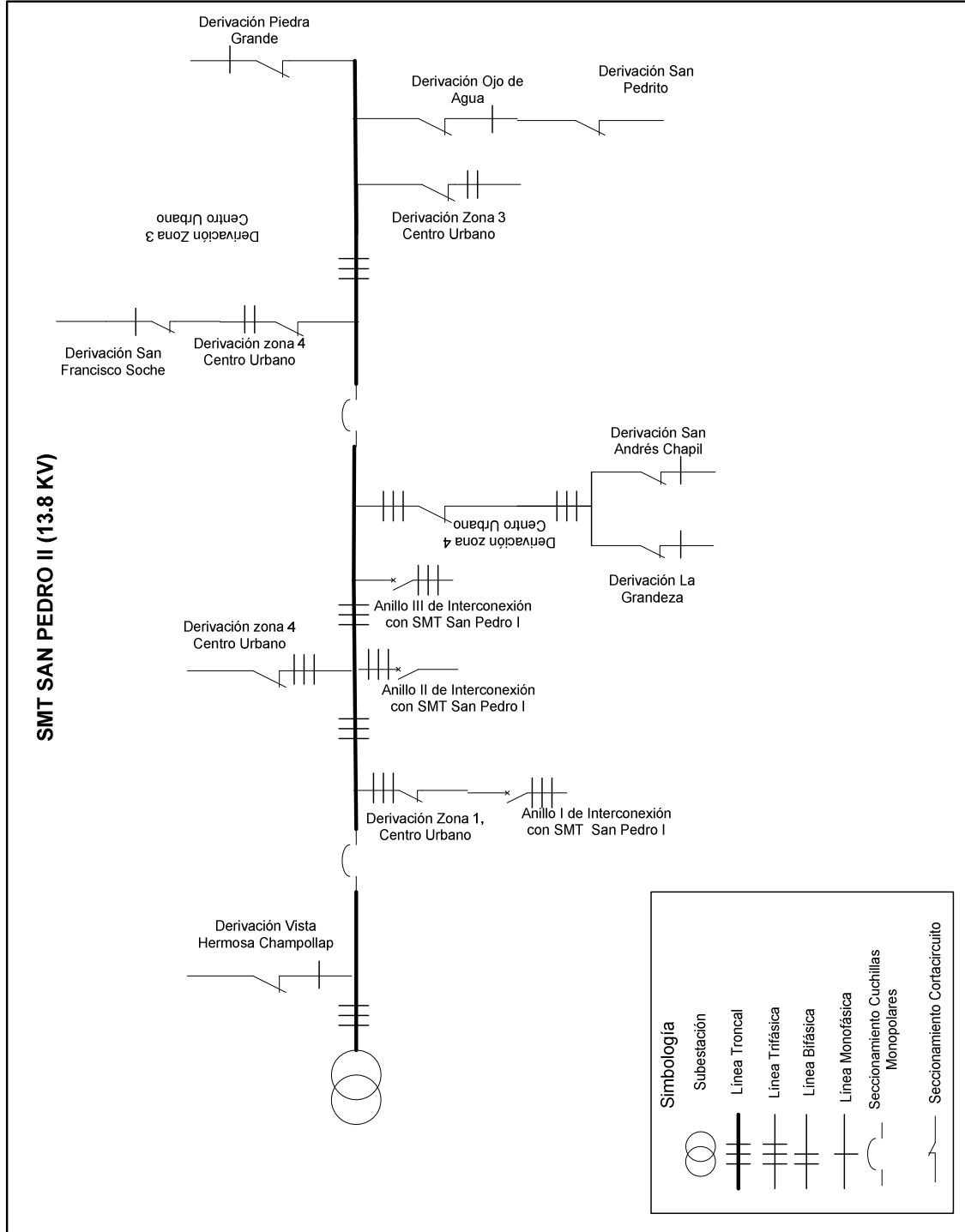


Figura 30. Diagrama unifilar, salida de media tensión San Pedro III.

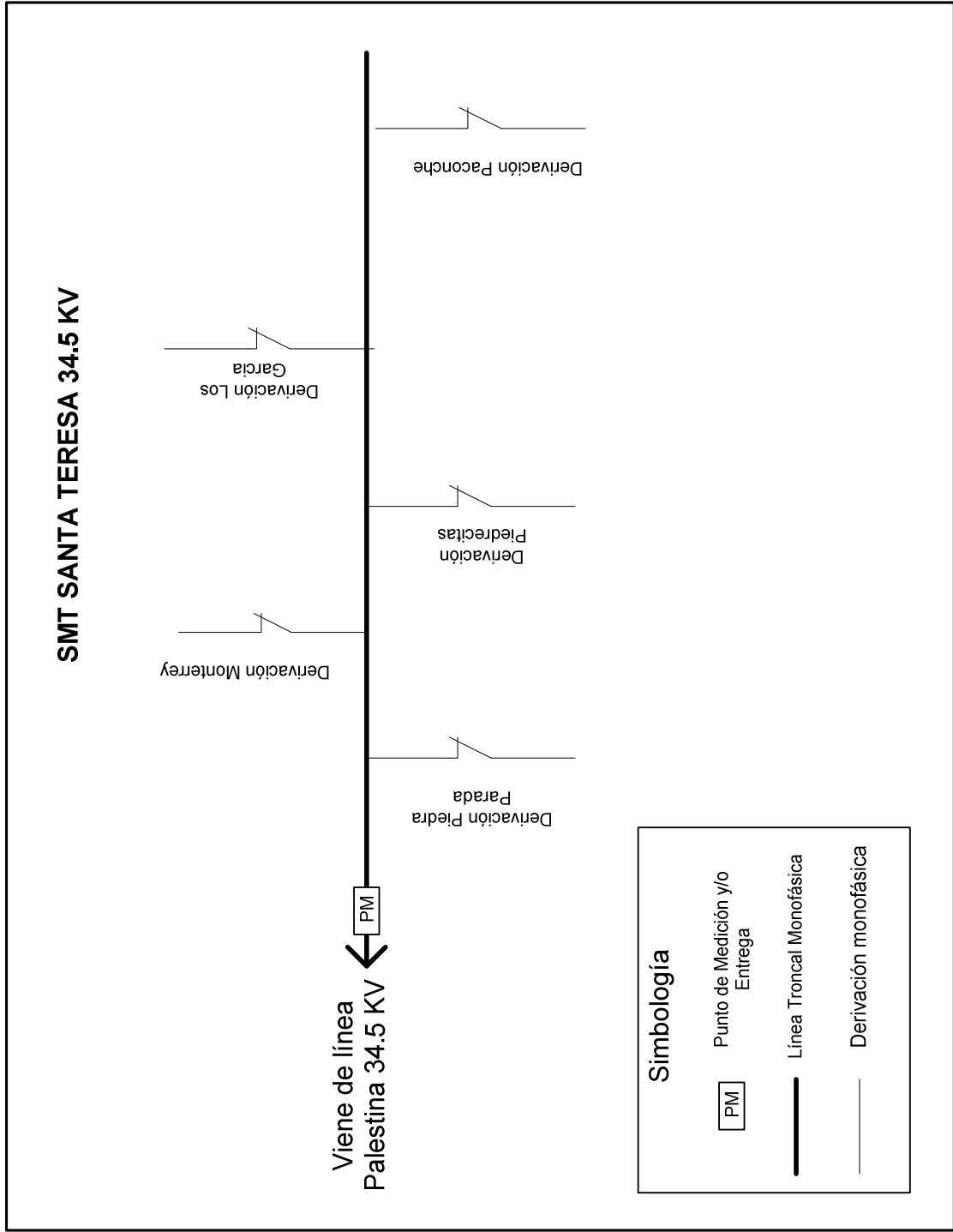


Figura 32. Subestación San Marcos, vista de la SMT San Pedro I.

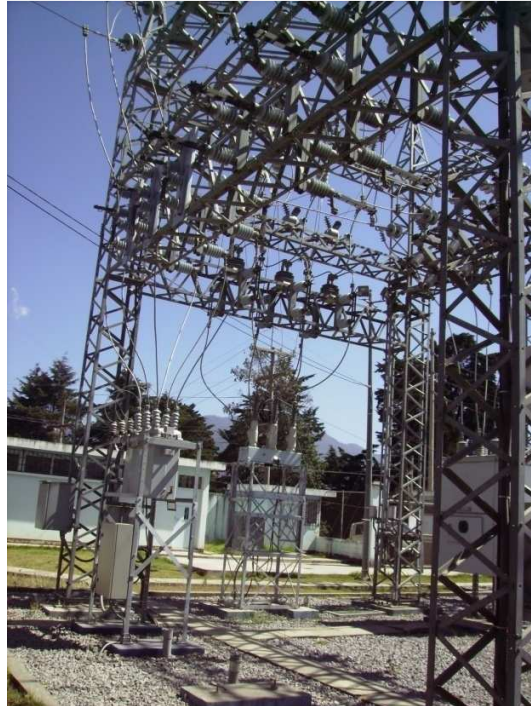
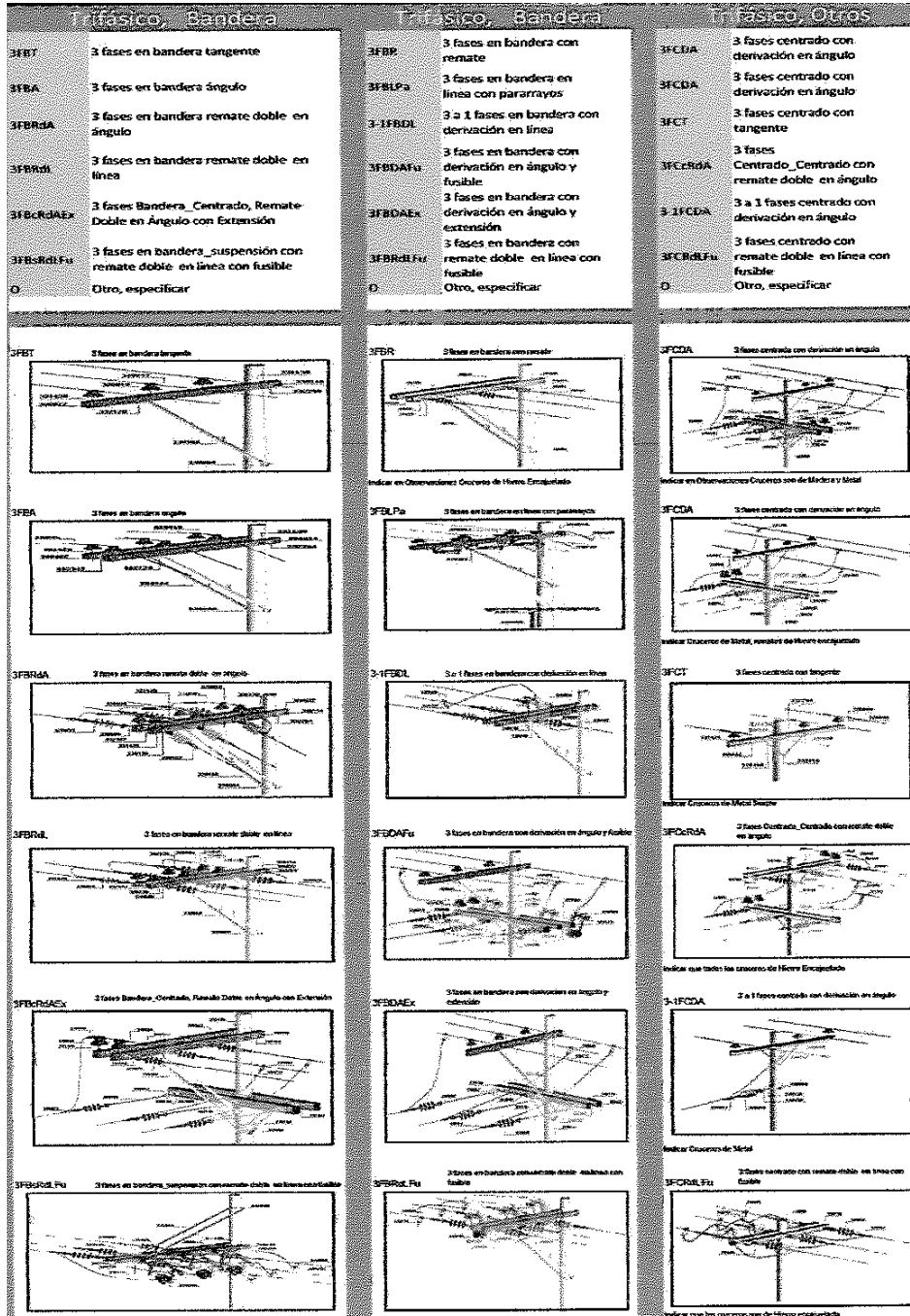


Figura 33. Estructura de la red de distribución de Empresa Eléctrica Municipal de San Pedro.

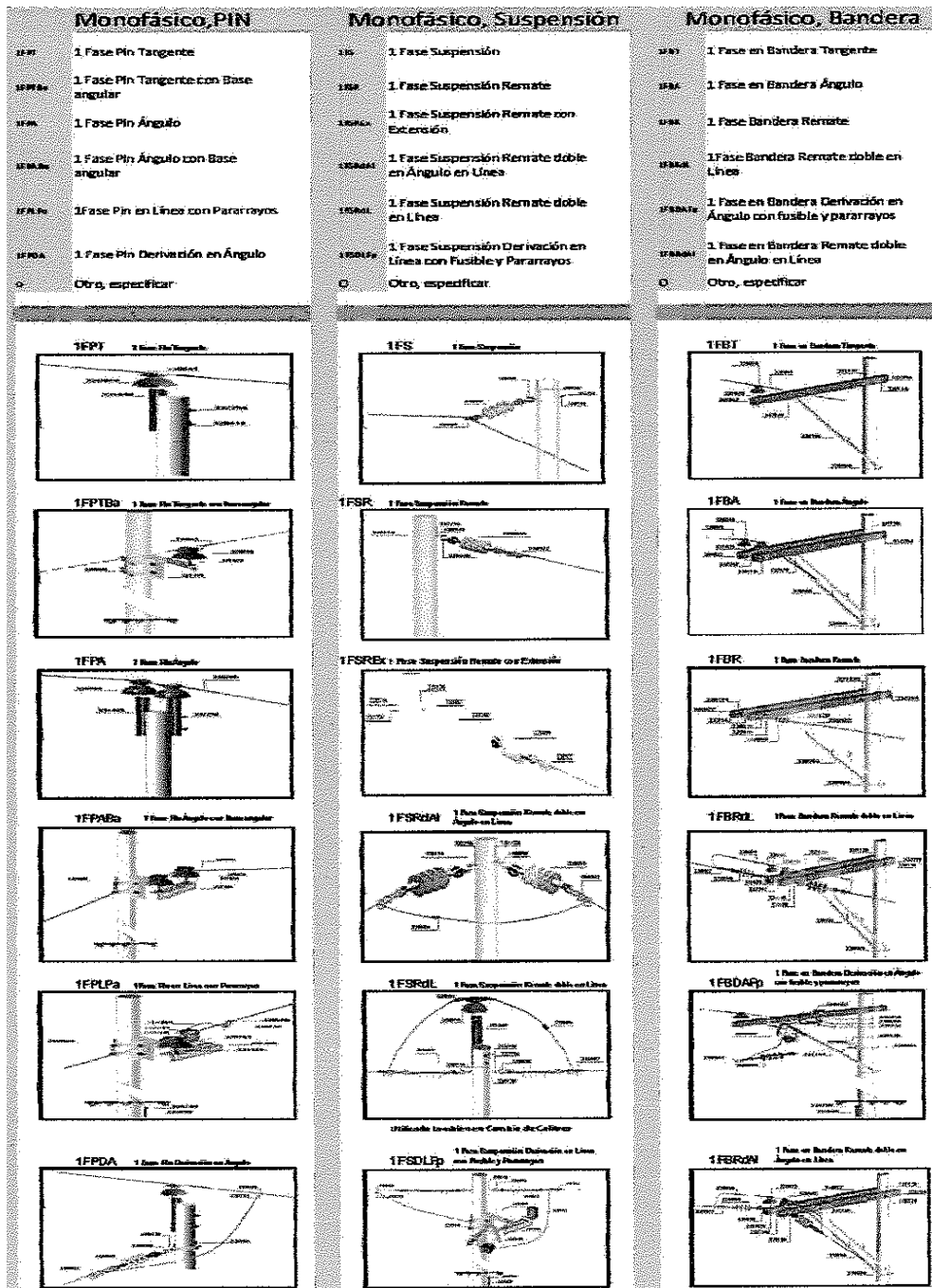


Figura 34. Configuraciones de estructuras de líneas trifásicas.



Fuente: Comisión Nacional de Energía Eléctrica.

Figura 35. Configuraciones de estructuras de líneas monofásicas.



Fuente: Comisión Nacional de Energía Eléctrica.