



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

**IMPLEMENTACIÓN DE LA SUBESTACIÓN DE CHICACAO 10/14MVA,
69kV/13.8kV.**

Nelson Omar Rodas Rosales

Asesorado por el Ing. Williams René San José Orellana

Guatemala, septiembre de 2006

UNIVERSIDAD DE SAN CARLOS DE GUATEMALA



FACULTAD DE INGENIERÍA

**IMPLEMENTACIÓN DE LA SUBESTACIÓN DE CHICACAO 10/14MVA,
69kV/13.8kV.**

TRABAJO DE GRADUACIÓN

PRESENTADO A LA JUNTA DIRECTIVA DE LA
FACULTAD DE INGENIERÍA
POR

NELSON OMAR RODAS ROSALES

ASESORADO POR EL ING. WILLIAMS RENÉ SAN JOSÉ ORELLANA

AL CONFERÍRSELE EL TÍTULO DE
INGENIERO ELECTRICISTA

GUATEMALA, SEPTIEMBRE DE 2006

UNIVERSIDAD DE SAN CARLOS DE GUATEMALA
FACULTAD DE INGENIERÍA



NÓMINA DE JUNTA DIRECTIVA

DECANO	Ing. Murphy Olympo Paiz Recinos
VOCAL I	Inga. Glenda Patricia García Soria
VOCAL II	Lic. Amahán Sánchez Álvarez
VOCAL III	Ing. Julio David Galicia Celada
VOCAL IV	Br. Kenneth Issur Estrada Ruiz
VOCAL V	Br. Elisa Yazminda Vides Leiva
SECRETARIA	Inga. Marcia Ivonne Véliz Vargas

TRIBUNAL QUE PRACTICÓ EL EXAMEN GENERAL PRIVADO

DECANO	Ing. Sydney Alexander Samues Milson
EXAMINADOR	Ing. Luis Fernando Durán Córdoba
EXAMINADOR	Ing. Francisco Javier González López
EXAMINADOR	Ing. José Guillermo Bedoya Barrios
SECRETARIO	Ing. Pedro Antonio Aguilar Polanco

HONORABLE TRIBUNAL EXAMINADOR

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

**IMPLEMENTACIÓN DE LA SUBESTACIÓN DE CHICACAO 10/14MVA,
69KV/13.8KV,**

tema que me fuera asignado por la Dirección de la Escuela de Ingeniería Mecánica Eléctrica, el 26 de agosto de 2005.

Nelson Omar Rodas Rosales

DEDICATORIA A

- Dios** “Y reinará la fe en tus tiempos: la sabiduría y la ciencia son tus riquezas saludables, y el temor del señor tu tesoro”.
Isaías 33:6.
- Mis padres** César Rodas Mazariegos, (Q.E.P.D.) y Erla Graciela Rosales, que me han apoyado, esforzándose siempre por darnos a mis hermanos, sobrinos y a mí, un futuro mejor.
- Mis hermanos** Luis Roberto, Carmen Guadalupe, Rony Walter (Q.E.P.D) y Cesar Donatti que me han dado la fuerza para seguir superándome.
- Mis sobrinos** Serget, Ludwing, Diasha, Rony, Luis, Jorge, Elisabeth.
- Mis amigos** Alex Girón, Oswaldo Tum, Rafael Polanco, Edwin Gaitán, Jorge Montenegro, Osman Melgar, Gabriela Gatica, Ibis Reyes, Abner Carranza, Victor Fuentes, Raúl Yon, Eduardo Gutierrez, Victoria Reyes, Saul Orellana, Harold Encalada, Gustavo García, Alejandro García, Otto, Reynerio Valdés, Aníbal Juárez, Byron Toledo, Juan Alberto, Gloria de Samayoa, Victor Fuentes.

AGRADECIMIENTOS

A la Universidad de San Carlos de Guatemala, por ser el medio que hizo posible mi visión.

Al claustro de catedráticos de la Escuela de Ingeniería Mecánica Eléctrica, por su dedicación en la enseñanza y apoyo hacia mi persona y formación profesional.

ÍNDICE GENERAL

ÍNDICE DE ILUSTRACIONES	V
GLOSARIO	XI
RESUMEN.....	XV
OBJETIVOS.....	XVII
INTRODUCCIÓN.....	XIX
1 INFORMACIÓN GENERAL DE LA EMPRESA.....	1
1.1 Antecedentes de la empresa.....	1
1.1.1 Privatización y ventas de acciones	1
1.1.2 Actuaciones más significativas	2
1.1.3 Entorno energético.....	4
1.1.4 Operación de la red	5
1.1.5 Perspectivas para el futuro	5
2. CONCEPTOS Y DEFINICIONES ELEMENTALES	7
2.1 Subestación de Distribución de Energía Eléctrica ó Subestación	7
2.2 Líneas.....	7
2.2.1 Líneas de distribución abiertas y cerradas.....	7
2.2.2 Línea principal.....	8
2.2.3 Línea derivada y subderivada	9
2.2.4 Racimos.....	10
2.3 Elementos de protección	11
2.3.1 Interruptor automático.....	11

2.3.2	Reconectador (recloser)	11
2.3.3	Autoseccionador (seccionalizador)	13
2.3.4	Seccionador fusible de expulsión (cut out)	14
2.3.5	Fusible	14
2.4	Elementos de maniobra	16
2.4.1	Interruptor	16
2.4.2	Seccionador	17
2.5	Elementos de señalización	17
2.5.1	Detector de paso de falla	17
2.6	Calidad del servicio técnico	18
2.6.1	Calidad del suministro	18
2.7	Evaluación de la calidad del producto	19
2.7. 1	Índice de calidad para las interrupciones	19
2.8	Criterios de protección	22
2.8.1	Protección contra sobrecargas y cortocircuitos	22
2.9	Aislamiento	22
2.9.1	Aislante	22
2.9.2	Aislamiento externo tipo interior	22
2.9.3	Aislamiento externo tipo exterior	23
2.9.4	Aislamiento autorrecuperable	23
2.9.5	Aislamiento no autorrecuperable	23
2.10	Corto circuito	23
2.11	Potencia a transportar	24
2.11.1	Pérdidas de potencia	26
2.12	Definición de puesta a tierra	26
2.13	Distancias de seguridad	28

3 DETERMINACIÓN DE LA MEJORA DE UNA RED DE DISTRIBUCIÓN.....	33
3.1 Criterios de análisis y ordenamiento de redes de distribución.....	33
3.1.1 Aplicación.....	34
3.2 Factibilidad de la mejora de una red de distribución.....	35
3.2.1 Subestaciones	35
3.2.2 Redes.....	36
3.2.3 Protecciones	37
3.2.3.1 Racimo	38
3.2.3.2 Derivada.....	38
3.2.3.3 Línea	39
3.2.3.4 Tipos de redes de media tensión	39
3.3 Herramienta utilizada por la empresa.....	40
3.3.1 Adquisición de datos	41
3.3.2 Proceso de Datos	41
3.3.3 Representación de datos	42
3.3.4 Arquitectura del sistema.....	44
3.3.5 Características técnicas del scada.....	46
3.3.6 Nuevas normas de materiales	46
4 ANÁLISIS DE LA SUBESTACIÓN CHICACAO.....	49
4.1 Localización del emplazamiento.....	49
4.2 Altitud de la subestación.....	49
4.3 Crecimiento demográfico en el departamento de Suchitepéquez	50
4.4 Estado actual sin la subestación Chicacao	51
4.5 Estado propuesto con la subestación Chicacao.....	53
4.6 Crecimiento de la potencia en el departamento de Suchitepéquez.....	54
4.7 Configuración de la subestación.....	56

4.8	Flujo de carga	56
4.9	Diseño de la subestación	66
4.9.1	Nivel de aislamiento.....	66
4.9.2	Determinación de distancias dieléctricas en subestaciones ..	67
4.9.3	Diseño de barra colectora.....	71
4.9.4	Cargas horizontales en las barras	72
4.9.4.1	Esfuerzo debido al viento.....	73
4.9.3.2	Fuerza debido a temblor	75
4.9.3.3	Cálculos	76
4.9.4	Distancias de diseño.....	79
4.10	Blindaje de las subestaciones eléctricas	80
5	DOCUMENTACIÓN DE LA SUBESTACIÓN CHICACAO	87
5.1	Normas técnicas.....	87
5.2	Montaje electromecánico	87
5.2.1	Pruebas de funcionamiento	91
5.2.2	Pruebas de recepción.....	94
5.3	Costos incurridos en la implementación de la subestación	96
5.4	Análisis económico.....	98
	CONCLUSIONES	105
	RECOMENDACIONES	107
	BIBLIOGRAFÍA	109

ÍNDICE DE ILUSTRACIONES

FIGURAS

1.	Esquema de una línea de distribución	10
2.	Interruptor automático	11
3.	Curva tiempo frente a corriente de un reconectador	12
4.	Transformador y recloser trifásico	13
5.	Base y tubo porta fusible	14
6.	Curva tiempo-corriente del fusible	15
7.	Elemento de protección fusible	15
8.	Curva de disparo	16
9.	Seccionador	17
10.	Gráfica potencia frente a longitud de línea	26
11.	Elementos del sistema scada	41
12.	Arquitectura del sistema (Red LAN)	44
13.	Unidad descriptiva	48
14.	Ubicación de la subestación Chicacao	50
15.	Flujo de carga potencia mínima con demanda	57
16.	Flujo de carga potencia mínima sin demanda	58
17.	Flujo de carga potencia media con demanda	59
18.	Flujo de carga potencia media sin demanda	60
19.	Flujo de carga potencia máxima con demanda	61
20.	Flujo de carga potencia máxima sin demanda	62
21.	Localización geográfica de las tres zonas	74

22. Ángulo de protección por el método de ángulos fijos	82
23. Distancia S de impacto en zona protegida	84
24. Zona protegida por un mástil	85
25. Área a proteger por medio de bayonetas	86
26. Subestación Chicacao diagrama unifilar	88
27. Subestación Chicacao vista de planta	89
28. Subestación Chicacao vista de perfil	89

TABLAS

I.	Indicadores de confiabilidad del 1 al 31 de mayo del año 2005	21
II.	Potencia frente a longitud de línea	25
III.	Valores máximos permitidos de resistencia de red de tierras de una subestación en función de su capacidad	27
IV.	Distancias mínimas a partes energizadas descubiertas	30
V.	Distribución de los servidores en el sistema scada	45
VI.	Crecimiento poblacional del departamento de Suchitepéquez	51
VII.	Pérdidas de potencia actuales	53
VIII.	Pérdidas de potencia con la subestación Chicacao en las líneas	54
IX.	Comportamiento de la demanda de potencia en el departamento de Suchitepéquez	55
X.	Comportamiento de demanda utilizada kW en los ramales de salida de la subestación Chicacao	55
XI.	Datos flujo de carga actual ramal San Antonio	63
XII.	Datos flujo de carga con subestación ramal San Antonio	63
XIII.	Datos flujo de carga actual ramal San Gabriel	64
XIV.	Datos flujo de carga con subestación ramal San Gabriel	64
XV.	Datos flujo de carga actual ramal Río Bravo	65
XVI.	Datos flujo de carga con subestación ramal Río Bravo	65
XVII.	Relación entre el voltaje nominal del sistema y el nivel básico de aislamiento norma IEC	67
XVIII.	Distancia mínima de fase a tierra y de fase a fase	70
XIX.	Corriente nominal para una potencia de 14 MVA	71
XX.	Longitud del claro para una tensión 69 kV	72
XXI.	Longitud del claro para una tensión 13.8 kV	72

XXII.	Presiones del viento mínimos para las tres zonas de carga mecánica	75
XXIII.	Longitud de la barra a partir de la corriente de cortocircuito.	77
XXIV.	Corriente de cortocircuito para diferentes diámetros de barra y separación entre fases	78
XXV.	Precio por instalación del montaje electromecánico	97
XXVI.	Costos de energía y potencia	99
XXVII.	Costo de una subestación	100
XXVIII.	Pérdidas económicas de las SMT sin la subestación Chicacao	101
XXIX.	Pérdidas económicas de las SMT con la subestación Chicacao	102

LISTA DE SÍMBOLOS

mVA	Mega voltios amperios
AT	Alta tensión
Km.	Kilómetro
MT	Media Tensión
kV	Kilo voltios
kVA	Kilo voltios amperios
A	Amper
CT	Centro de transformación
FMIK	Frecuencia media de interrupción por kVA
TTIK	Tiempo total de interrupción por kVA
P	Potencia
m	Número de circuitos de la línea
U	Tensión
I	Corriente
L	longitud de la línea
R	Resistencia de la línea
RC	Resistencia del conductor de línea
RN	Resistencia del conductor neutro
Δ	Variación
m	Metros
CT'S	Transformador de corriente
PT'S	Transformador de tensión
P/A	Valor presente
i	Tasa de interés
n	Número de años
msnm	Metros sobre el nivel de mar
SF₆	Hexafloruro de azufre
S	Distancia de impacto

r	Distancia de área protegida
NBI	Nivel básico de impulso (BIL)
Zo	Impedancia característica de la línea
SSAA	Servicios auxiliares
%	Porcentaje
Fs	Factor de simultaneidad
Fc	Factor de carga

GLOSARIO

Transformador de potencia	Máquina electromagnética, cuya función principal es cambiar la magnitud de las tensiones eléctricas.
Transformador de corriente	Dispositivo que transforma la corriente y aísla los instrumentos de protección y medición conectados a los circuitos de alta tensión.
Transformador de potencial	Desarrolla dos funciones: transformar la tensión y aislar los instrumentos de protección y medición conectados a los circuitos de alta tensión.
Hexafluoruro de azufre	Gas no tóxico, estable y no inflamable, además de inodoro e incoloro en condiciones normales de temperatura, se usa para el aislamiento eléctrico de distintos componentes.
Cono de protección	Volumen cónico alrededor de un pararrayos para definir una región de protección.
Subestación	Conjunto de dispositivos eléctricos, que forman un sistema eléctrico de potencia, se utiliza para transformar tensiones y derivar circuitos de potencia.

Distancia de área protegida	Alcance sistema de protección tiene en una subestación eléctrica.
Nivel básico de impulso (BIL)	Nivel de aislamiento del equipo eléctrico para soportar sobre tensiones.
Diagrama unifilar	Forma esquemática que representa conectar en forma simbólica y a través de un sólo hilo, todo el equipo mayor que forma parte de la instalación.
Bayoneta	Dispositivo metálico que se utiliza para captar descargas electroatmosféricas directas.
Fusible	Elemento de protección eléctrica de una red de distribución.
Seccionador	Elemento que conecta y desconecta partes de un sistema eléctrico, para efectuar mantenimiento o bien maniobras.
Interruptor	Dispositivo de cierre y apertura de la continuidad de un circuito eléctrico bajo carga.
Sobretensiones	Elevaciones de voltajes en las líneas de transmisión y distribución eléctrica.
Rayo	Sobretensiones de origen atmosférico.
Ramal	Nombre que se le da a una red de distribución eléctrica.

Banco de condensadores	Dispositivo de compensación, debido a que suministra potencia reactiva al sistema.
Reconectador (recloser)	Elemento de protección y maniobra con reenganche automático, que abre y cierra sobre corrientes de cortocircuito. Cuenta con un mecanismo que permite establecer ciclos de apertura y cierre.
Autoseccionador (seccionalizador)	Aparato de apertura automática que funciona asociado a un interruptor automático, dotado de un reconectador.
Distorsión armónica	Distorsión de la onda senoidal de corriente o de tensión eléctrica de frecuencia nominal, ocasionada por la presencia de señales eléctricas senoidales de frecuencias diferentes y múltiples de dicha frecuencia nominal.
Flicker	Variación rápida y cíclica de la tensión, que causa una fluctuación correspondiente en la luminosidad de las lámparas, a una frecuencia detectable por el ojo humano.

RESUMEN

En el área del departamento de Suchitepéquez, existen problemas en la calidad del servicio de energía, esto debido a la longitud actual de las líneas de distribución. Una propuesta para mejorar el servicio consiste en la construcción y puesta en servicio de la subestación Chicacao.

Al construir la subestación Chicacao se pretende reducir la longitud actual de las líneas de distribución, con esto se mejoraría considerablemente la calidad y suministro de energía, trayendo con esto un crecimiento económico a la región, esto conllevaría a una mayor cantidad de fuentes de trabajo.

Las empresas de distribución utilizan capital propio para mejorar las redes de distribución. Al realizar esto, se beneficia a los usuarios de estas empresas y los beneficios que trae, se traduce en menos pérdidas y un mejor servicio al cliente.

Actualmente, construir una subestación conlleva un proceso que comienza con un estudio de la necesidad de la misma, hasta su implementación.

El presente trabajo da una breve explicación del proceso que lleva la implementación de la misma.

Se hace referencia al origen de la empresa en Guatemala.

Se describen los diferentes dispositivos utilizados en la distribución de energía eléctrica, como de la terminología utilizada en la misma.

Se hace referencia del crecimiento demográfico que ha habido en la región en los últimos años, y su proyección a futuro.

Se hace un análisis de la ubicación y configuración de la subestación Chicacao, así como un análisis económico del costo de implementarla.

OBJETIVOS

- **General**

Analizar el proceso de implementación de una subestación, los componentes utilizados y sus pruebas de recepción, los criterios utilizados para su análisis como flujo de carga, y criterios de blindaje de la misma.

- **Específicos**

1. Conocer los elementos básicos que componen una red de media tensión y una subestación.
2. Considerar los beneficios que conlleva el ordenamiento de las redes de distribución. así como beneficios que conlleva la implementación de la subestación Chicacao, como la calidad y confiabilidad del servicio de energía eléctrica y beneficios económicos.
3. Dar a conocer el proceso que lleva el montaje electromecánico en una subestación eléctrica.
4. Determinar los procesos necesarios para las pruebas de funcionamiento de una subestación.

INTRODUCCIÓN

Actualmente, la vida de las personas gira en torno a las comodidades, en muchos hogares se hace indispensable tener horno de microondas, cafetera eléctrica, lavadora, refrigeradora, televisor, etc. Todos estos aparatos necesitan de energía eléctrica para funcionar.

Llevar el servicio de distribución, tener un nivel adecuado de tensión y un suministro continuo constituye un costo, que en algunos casos asumen las empresas de distribución de energía eléctrica.

Una subestación, es un conjunto de dispositivos eléctricos cuya función es la de cambiar un nivel de tensión a otro nivel de tensión, su objetivo primordial es crear longitudes de líneas cortas, mejorando así la calidad del servicio.

Actualmente, el crecimiento desordenado de la población rural ha causado que los servicios de distribución de energía eléctrica no sea el adecuado en algunos lugares. Esto es debido a que la población está dispersa geográficamente, creando problemas en las líneas de distribución, al ser ésta de longitudes largas.

En muchos casos, el ordenamiento de las redes y la planificación adecuada de las mismas, ayuda en gran manera a mejorar los servicios de las mismas.

Construir subestaciones beneficia a las redes de distribución, ya que reduce las longitudes de las mismas, mejorando el servicio, siendo éste continuo y con un mejor nivel de regulación de voltaje.

1 INFORMACIÓN GENERAL DE LA EMPRESA

1.1 Antecedentes de la empresa

La sociedad Distribuidora de Electricidad de Occidente, Sociedad Anónima, de nombre comercial DEOCSA, fue constituida el 28 de octubre de 1998. En esa fecha se documenta en escritura pública la transferencia de autorización definitiva para la prestación del servicio de distribución Final, que efectuó el INDE como propietario de la Empresa de Distribución de Energía Eléctrica, Región Occidente - EDEEROC, la cual comprende la transferencia del servicio de distribución final de electricidad en diez departamentos del área de occidente, todo ello en cumplimiento del acuerdo gubernativo No. OM-401-98 del Ministerio de Energía y Minas de fecha 18 de enero de 1999, que autoriza dicha transferencia.

Distribuidora de Electricidad de Occidente, S.A. desarrolla la actividad de carácter regulado, como lo es la distribución de energía eléctrica en los departamentos de Escuintla, Quetzaltenango, San Marcos, Totonicapán, Huehuetenango, Chimaltenango, Sololá, Suchitepéquez, Retalhuleu y Quiché, para lo cual tiene concesión por un período de cincuenta años.

1.1.1 Privatización y ventas de acciones

En el marco de las privatizaciones del subsector eléctrico de Guatemala y como parte de su proceso de modernización, el INDE decidió la

desincorporación de la actividad de distribución, convocándose para ello a una licitación pública internacional para la venta del 80% de las acciones de DEOCSA. De acuerdo a ofertas presentadas el 22 de diciembre de 1998, resultó ganadora la oferta de Unión Fenosa Desarrollo y Acción Exterior S.A., quien como operador idóneo adquirió la obligación de constituir una sociedad guatemalteca (sociedad inversora) a través de la cual adquiriría las acciones de DEOCSA.

Como consecuencia de este proceso, el Instituto Nacional de Electrificación vendió el 80% de las acciones a la Compañía Distribuidora Eléctrica del Caribe, S.A. (Sociedad Inversora), una subsidiaria de Unión Fenosa Desarrollo y Acción Exterior, S.A. - UFACEX.

Como parte de las obligaciones adquiridas por el nuevo accionista mayoritario de DEOCSA, se encuentra la ejecución de las obras de distribución y transmisión del Plan de Electrificación Rural, de acuerdo a los correspondientes contratos de fideicomiso y construcción de Obras.

La toma de control de DEOCSA por parte del nuevo accionista mayoritario se llevó a cabo oficialmente el 4 de mayo de 1999, fecha en la cual se constituyó el primer Consejo de Administración.

1.1.2 Actuaciones más significativas

Los esfuerzos de mejora de la gestión y operación de DEOCSA por el grupo Unión Fenosa, han tenido en el segundo semestre del año 2000 un pilar básico para su consolidación futura. Las actuaciones realizadas en la empresas se han enmarcado en las estrategias básicas fijadas por la dirección:

desarrollo de obras (Plan de Electrificación Rural), calidad del servicio, mejora de la atención al cliente, incremento de la energía facturada, reducción de costes operativos, cambio y mejora de imagen, nueva organización, innovación tecnológica y relaciones Institucionales.

La implantación del modelo de organización y gestión del negocio de distribución y comercialización de energía eléctrica, fruto de la experiencia y el conocimiento del Grupo Unión Fenosa, la tecnología de la información, la planificación y el control, constituyeron las herramientas de gestión básicas con las cuales se desarrollaron las actuaciones operativas del negocio. El proyecto de mejora de la gestión (PMG) se ha constituido como una de las principales muestras de cambio, apoyando la implementación de sistemas, asesorando en materia de recursos humanos y en definitiva, mejorando la gestión. La puesta en marcha de los distintos sistemas de gestión e información ha marcado un hecho importante en la historia de estas empresas, aumentando la eficacia y productividad de los recursos, proporcionando la información real, precisa y puntual para la toma de decisiones.

Los sistemas informáticos fueron culminando su implantación a partir de septiembre del año 2000: el Sistema de Gestión Comercial (O-SGC), Sistema de Gestión de Trabajos (O-SGT), Base de Datos de Instalaciones de Distribución (BDI), Sistema de Información Económica (SIE), Sistema de Gestión de Incidencias (O-SGI) y un sistema independiente para el control de la Nómina de RRHH. Todos ellos han revolucionado la anterior forma trabajo. Al final del año, el Plan de Electrificación Rural –PER- tuvo un 82.4% de avance respecto a la Planificación Estratégica y una inversión que alcanzó los 66.1 millones de dólares, energizando a 61,946 nuevos usuarios. Se proyectó la incorporación de 12 subestaciones las cuales se prevé su construcción durante el 2001. Asimismo se programó la construcción de 330 Km. de línea de

69KV. En el área de gestión de la red de distribución, se llevaron adelante los trabajos de ampliación de la capacidad de las redes de MT y BT y la renovación de las protecciones. El comienzo de los trabajos de mantenimiento preventivo y predictivo, marcan un hito importante en la mejora de la gestión del mantenimiento. A partir del mes de julio se organizó e implantó un Centro de Maniobras de Distribución centralizado en la ciudad de Guatemala, desde donde se gestiona y operación de la red de distribución de la empresa y se monitorean en tiempo real todas las incidencias producidas en la red.

El INDE instaló a partir del mes de agosto aparatos de medición en los puntos frontera con DEOCSA, tomando en cuenta que dicha medida sería efectiva ya que a partir del mes de diciembre del 2000 es utilizada en su facturación por venta de energía a nuestra empresa. Enfocado a la mejora de atención al cliente, se remodelaron en DEOCSA, cuatro oficinas comerciales: Mazatenango, Coatepeque, Retalhuleu y Chimaltenango. Otro hecho destacable fue el importante desarrollo de la Oficina Telefónica que completó su actividad las 24 horas del día en el segundo semestre del año, permitiendo una mejor interacción con nuestros clientes.

1.1.3 Entorno energético

La industria eléctrica de los seis países que integran el Istmo Centroamericano ha mostrado recientemente un gran dinamismo debido a las importantes ampliaciones de la capacidad instalada. Esta mayor oferta ha permitido eliminar paulatinamente los racionamientos y la escasez de electricidad que se daban en la mayoría de estos países. Por otra parte, gracias a que inversores privados han desarrollado nuevos proyectos y rehabilitado algunas plantas existentes, la potencia instalada se ha incrementado,

actualmente en Guatemala la potencia utilizada el día miércoles 10 de mayo de 2006, fue de 1,201.20 mW. Del total de esta potencia el 31.99 % corresponde a Hidroeléctricas, 66.52 % a Termoeléctricas y el 1.49 % a Geotérmicas.

Actualmente podemos mencionar algunas plantas generadoras:

- a) Hidroeléctricas: Chixoy, Poza Verde, Aguacapa, Santa María.
- b) Termoeléctricas: San José, Tampa, Genor, Arizona, Pantaleón.
- c) Geotérmica: Zunil, Calderas.

1.1.4 Operación de la red

En el mes de agosto del 2000 comenzó el funcionamiento operativo del Centro de Maniobras de Distribución (CMD) ubicado en la ciudad de Guatemala, desde donde se opera la red y se gestionan todas las incidencias en la misma. El CMD es una unidad operativa que asume el control permanente del sistema eléctrico a ella asignado, siendo responsable de la vigilancia, control y operación de la red de Distribución con el objeto de asegurar la calidad y continuidad en el suministro eléctrico a los clientes, basada en la óptima gestión técnico-económica de la instalación bajo su competencia.

1.1.5 Perspectivas para el futuro

La proyección de futuro de UNION FENOSA Deocsa sólo puede plantearse si ésta se asienta sobre unas bases sólidas y coherentes. Se están

realizando los primeros pasos en implantación tecnológica, organización y desarrollo profesional, que nos permitirán vislumbrar un horizonte esperanzador. Comenzará el año 2001 con unos objetivos cada vez más ambiciosos pero siempre realistas, con el fin de demostrar que somos capaces de crear valor para nuestros accionistas. El Servicio al Cliente y la Calidad en el Suministro deberán seguir siendo los pilares de nuestro crecimiento, ya que nuestra vocación de servicio debe ponerse de manifiesto en cada una de nuestras actividades.

2. CONCEPTOS Y DEFINICIONES ELEMENTALES

2.1 Subestación de Distribución de Energía Eléctrica ó Subestación

Es la instalación ubicada en un ambiente específico y protegido, compuesta por equipos tales como; seccionadores, interruptores, barras, transformadores, etc., a través de la cual la energía eléctrica se transmite con el propósito de conmutarla ó modificar sus características.

2.2 Líneas

Líneas de transmisión se clasifican en 3 tipos: líneas cortas, líneas medias y líneas largas. Las líneas de transmisión constan de 4 parámetros. Las líneas cortas se clasifican como aquellas de conductor abierto de 60Hz que tiene menos de 80 Km. (50 millas) de longitud. Las líneas de longitud media son las que están entre 80 Km. (50 millas) y 240 Km. (150 millas) de longitud. Las líneas que tienen más de 240 Km. (150 millas) son consideradas de longitud larga.

2.2.1 Líneas de distribución abiertas y cerradas

Dependiendo del esquema de montaje de las líneas se clasifican en:

- a) Líneas de distribución abiertas son las que reciben corriente por un solo extremo. Una red abierta se llama radial, cuando esta constituida por líneas de derivación abiertas, con las cargas en los extremos o repartidas.
- b) Líneas de distribución cerradas son las que reciben la tensión y corriente por dos o más puntos.
- c) Red en anillo, esta constituida por una línea cerrada que tiene una o dos alimentaciones. Se utilizan en MT para alimentar grandes consumos de energía y mantener la continuidad del servicio.
- d) Red en malla, esta constituida por redes cerradas unidas eléctricamente. Puede ser construida como tal o ser el resultado de unir eléctricamente entre sí redes radiales. Sus ventajas son pequeñas caída de tensión sin grandes variaciones con el cambio de consumo, y poder hacer frente a aumento de demanda de potencia sin grandes cambios de red. Se utiliza en zonas de gran densidad de carga.

2.2.2 Línea principal

Es la línea trifásica que parte desde una salida de la subestación y constituye el eje eléctrico de una zona geográfica de distribución. En algunos casos se cierra con otra línea eje de otra subestación próxima o con otra línea eje de la misma subestación. De la línea principal parten las líneas derivadas y el mínimo número posible de derivaciones hacia transformadores de distribución independientes. Los elementos a tener en cuenta a fin de definir cuál es la línea principal o troncal son:

- a) La línea que tiene la mayor carga.
- b) La línea que circula paralela a la carretera (en el caso de líneas rurales).
- c) La línea que enlaza con otra proveniente de la misma o de otra subestación.

La carga máxima de diseño de una línea principal no superará los 400 A, la carga máxima de diseño de una salida de subestación no superará los 10, 000 kVA. En la línea principal no está permitida la instalación de elementos de maniobra u operación manuales tales como seccionadores, a menos que se dé el caso de zonas inaccesibles en las que se instalarán dos seccionadores para maniobras de mantenimiento. Todos los elementos de maniobra serán telecontrolados. En el caso de líneas en las que la línea principal es apoyada por otra línea troncal perteneciente a otra o a la misma subestación, los interruptores telecontrolados se instalarán en el punto frontera entre dos subestaciones y al menos en un punto intermedio entre el interruptor de subestación y el punto frontera.

2.2.3 Línea derivada y subderivada

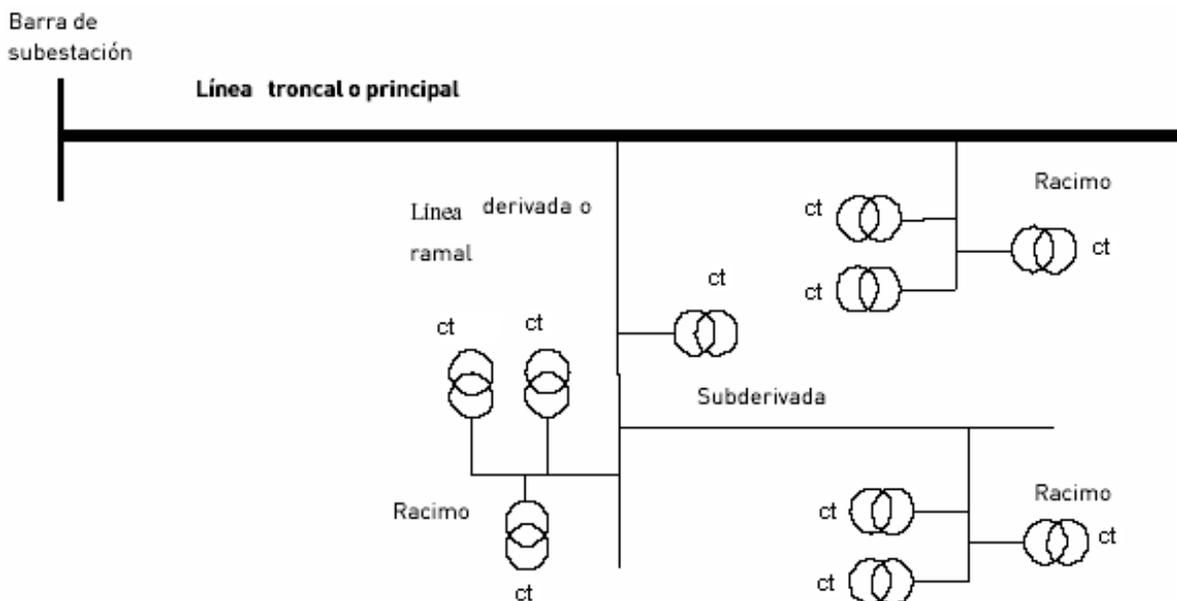
Líneas derivadas son aquellas líneas que parten de una línea principal y alimentan a subderivadas y/o racimos. Serán siempre abiertas, no teniendo ninguna otra posibilidad de alimentación desde otras líneas secundarias o principales. Las líneas subderivadas tienen su origen en líneas derivadas y alimentan a racimos. Derivadas y subderivadas podrán ser trifásicas o monofásicas. La potencia instalada por fase en las derivadas monofásicas no podrá superar el 5% de la potencia total instalada en el circuito completo.

2.2.4 Racimos

Son agrupamientos de transformadores monofásicos de distribución que comparten un elemento de protección y maniobra. Las limitaciones del racimo serán las siguientes:

- a) Potencia máxima instalada: 800 kVA.
- b) Número máximo de transformadores: 8.
- c) Longitud máxima de línea monofásica (desde el elemento de corte al C.T. más alejado): 4 Km.

Figura 1. Esquema de una línea de distribución



2.3 Elementos de protección

Son elementos que ante una condición indeseada (sobrecarga, cortocircuito, etc.) desconectan automáticamente la menor parte posible de la red, evitando que se afecte a las instalaciones “aguas arriba” de la falla o situación anormal.

2.3.1 Interruptor automático

Elemento capaz de abrir y cerrar automáticamente sobre corrientes de cortocircuito, que opera sobre la base de relés. Se sitúa en cabecera de línea y puede incluir la función de reenganche automático.

Figura 2. Interruptor automático



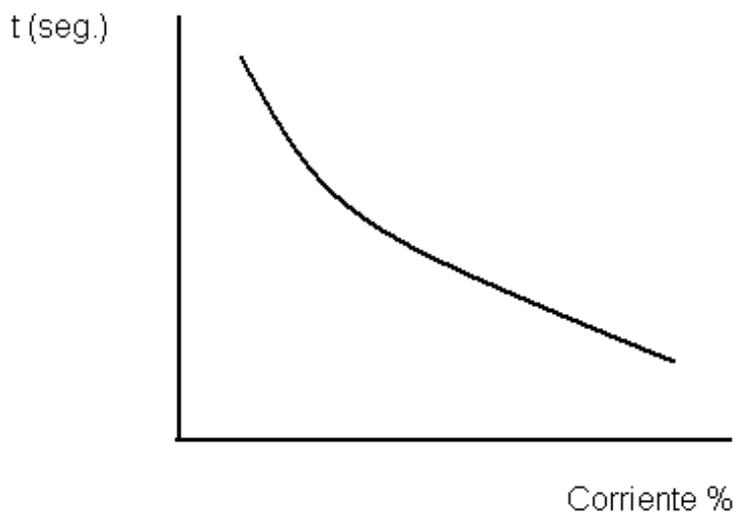
2.3.2 Reconectador (recloser)

Elemento de protección y maniobra con reenganche automático, capaz de abrir y cerrar sobre corrientes de cortocircuito que cuenta con un automatismo

que permite establecer ciclos de apertura y cierre, regulable según tiempo y número de ciclos. Permite despejar las fallas instantáneas que afectan a la red (por ejemplo: ramas que tocan la línea) y evitar la innecesaria fusión de fusibles que puedan existir en los racimos. El primer disparo es con una curva rápida que permite despejar las fallas fugaces sin quemar el fusible del racimo. Si la falla no ha sido instantánea, actúa nuevamente el reconectador con una curva lenta que en este caso hace que se queme el fusible correspondiente al racimo donde se produjo la falla, dejando el resto de las instalaciones en servicio. Puede instalarse en cabecera de las líneas, ejerciendo las mismas funciones que un disyuntor.

Actualmente el reconectado trabaja con dos reenganches y una apertura para la fase, el tiempo de disparo es variable, normalmente el tiempo para que se rearme el reconectador es de 120 segundos.

Figura 3. Curva tiempo frente a corriente de un reconectador



2.3.3 Autoseccionador (seccionalizador)

El autoseccionador es un aparato de apertura automática que funciona asociado a un interruptor automático, dotado de reenganchador o a un reconectador, situado aguas arriba del autoseccionador.

Este abre el circuito, sin tensión, durante los tiempos muertos del ciclo de reenganche del interruptor automático. Dependiendo del esquema de coordinación, el autoseccionador puede programarse para que efectúe la apertura durante el primer, segundo o tercer intervalo de apertura (tiempo muerto) del interruptor automático o reconectador asociado. Su función es similar a la de los fusibles, pero con las siguientes particularidades:

- a) Es más confiable que el fusible.
- b) No coordina por tiempo con la curva de protección del reconectador aguas arriba, como es el caso de los fusibles.

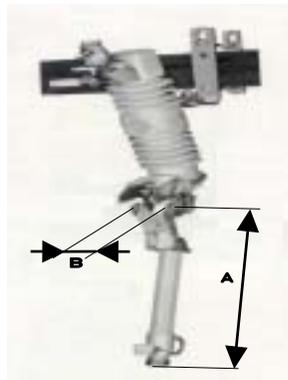
Figura 4. Transformador y recloser trifásico



2.3.4 Seccionador fusible de expulsión (cut out)

Aparato mecánico capaz de abrir y cerrar un circuito con corrientes despreciables. Incluye un elemento fusible que al fundir provoca la apertura del seccionador.

Figura 5. Base y tubo porta fusible



2.3.5 Fusible

Elemento de protección que al fundirse aísla una parte de la red. Existen diferentes tipos de fusibles, entre los más conocidos se pueden indicar:

- a) Expulsión: aprovechan la generación y expulsión de un gas de alta presión que, al ser inyectado a través del arco producido a continuación de la fusión del elemento fusible, provoca la extinción del mismo.
- b) Limitador de corriente: reduce la corriente de falla al introducir una resistencia elevada en el circuito.

- c) Vacío: este tipo de interrupción reproduce al separarse los contactos dentro de un recipiente hermético en que se ha hecho el vacío, de tal manera que a medida que se separan los contactos, la corriente se concentra en los puntos más salientes de la superficie del contacto y cesa cuando se evapora el último puente de los dos contactos.

Figura 6. Curva tiempo-corriente del fusible

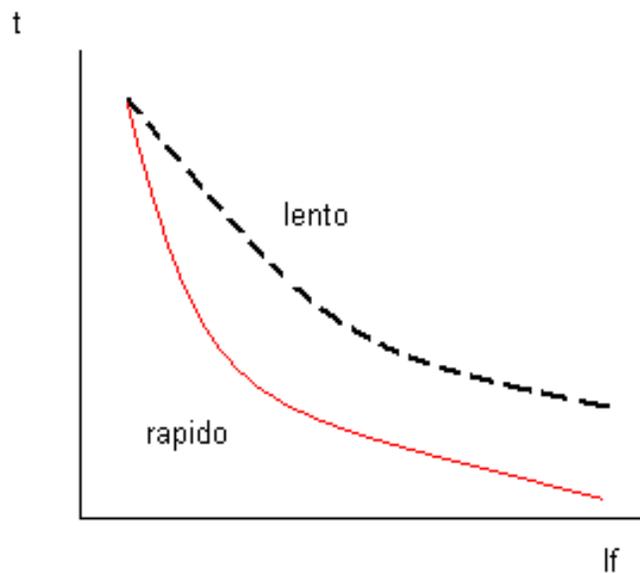
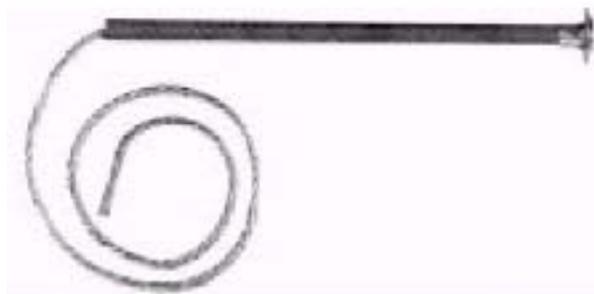


Figura 7. Elemento de protección fusible



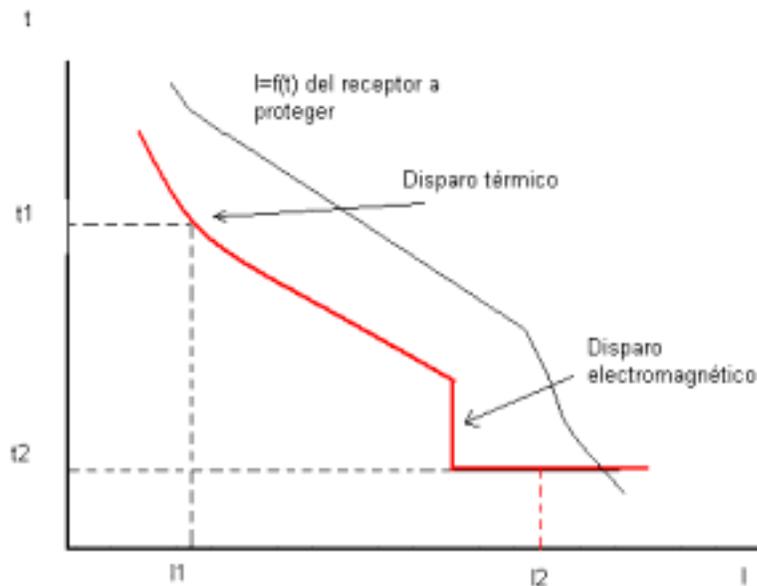
2.4 Elementos de maniobra

Son los elementos empleados para conectar o desconectar partes de la red. Estos dispositivos se clasifican según sea su capacidad para ser operados con o sin carga.

2.4.1 Interruptor

Elemento que permite la apertura y cierre de la intensidad nominal. El medio de interrupción del arco voltaico puede ser aire, aceite, vacío o SF6 y su operación puede ser local (mediante pértiga, palanca o con un control que accione un motor) o a distancia (interruptor telecontrolado).

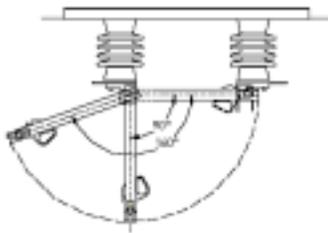
Figura 8. Curva de disparo



2.4.2 Seccionador

Aparato mecánico capaz de abrir y cerrar un circuito con corrientes despreciables. Existen dos tipos de seccionadores: los de cuchillas y los basados en los seccionadores fusibles de expulsión, en los que se ha sustituido el tubo porta fusible por una barra de cobre.

Figura 9. Seccionador



2.5 Elementos de señalización

2.5.1 Detector de paso de falla

Es un elemento que indica visualmente el paso de una corriente de defecto ocasionada por una falla. La indicación puede ser del tipo luminoso o mediante una bandera reflectante (de suma utilidad para que la brigada de operación ubique rápidamente el punto donde se encuentra la falla) o del tipo telecontrolable. La reposición del mismo a su estado normal se puede dar por presencia de tensión, corriente o por tiempo.

2.6 Calidad del servicio técnico

El entorno del negocio de distribución de energía eléctrica es regulado con condicionantes de precio y calidad exigidas por un ente regulador y es necesario establecer un control de la calidad del servicio ofrecido por la distribuidora. Mismos que establecen indicadores referenciados a empresas eficientes con condiciones de mercado similares, para lo cual es indispensable una evaluación a las tolerancias admisibles en diferentes entornos regulatorios y un análisis comparativo con los exigidos por la Comisión Nacional de Energía Eléctrica en Guatemala.

Los aspectos que componen la calidad del servicio eléctrico son los siguientes.

2.6.1 Calidad del suministro

Relativa a las características técnicas del suministro. Estas se dividen en:

- a) Calidad del servicio técnico o continuidad del suministro.
- b) Calidad del producto (onda de tensión y perturbaciones).
- c) Calidad del servicio comercial. Engloba todo lo relacionado con la atención al cliente.

La calidad del servicio técnico o continuidad del suministro hace referencia a la existencia o no de tensión en el punto de conexión. Cuando falla la continuidad del servicio, es decir, cuando la tensión de suministro desaparece

en el punto de conexión se dice que hay una interrupción del suministro. Según el artículo 54 de las Normas Técnicas del Servicio de Distribución (NTSD), dice: se considerará como interrupción toda falta de servicio de energía eléctrica en el punto de entrega. Para efectos de estas Normas, no se considerarán las interrupciones menores de tres minutos; así como las que sean calificadas como casos de fuerza mayor. Las interrupciones breves, o menores de tres minutos, se consideran un problema de calidad de onda, ya que se deben a la operación de los sistemas de protección de las redes: reenganches rápidos debidos a fallas transitorias o fugitivas, operación de aislamiento de tramos con falla, etc.

2.7 Evaluación de la calidad del producto

Para evaluar la calidad del producto se estableció que se realizaría mediante el sistema de medición y control, el cual sería ejecutado por el distribuidor y supervisado por la comisión, para determinar si existieran incumplimientos a las tolerancias permitidas por la norma (para los parámetros de regulación de tensión, desbalance de tensión en servicios trifásicos, distorsión armónica y flicker).

2.7.1 Índice de calidad para las interrupciones

La calidad del servicio técnico se evalúa mediante los siguientes indicadores globales: TTIK (Tiempo Total de Interrupción por kVA instalado), FMIK (Frecuencia Media de Interrupción por kVA), FIU (Frecuencia de Interrupción por Usuario), TIU (Tiempo de Interrupción por Usuario).

- a) Frecuencia Media de Interrupción por kVA (FMIK).

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

$$FMIK = \sum_j Qkfsj/Qki \quad \dots \text{Ecc. 2.1}$$

En 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.

$$TTIK = \sum_j Qkfsj * Tfsj / Qki \quad \dots \text{Ecc. 2.2}$$

En 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.

Tfsj : Tiempo, en horas, que han permanecido fuera de servicio los kVA en la interrupción j.

c) Frecuencia de Interrupciones por Usuario (FIU):

$$FIU = \sum I_j \quad \dots\dots\text{Ecc. 2.3}$$

En donde:

Ij: Número de Interrupción j, para cada Usuario.

d) Tiempo de Interrupción por Usuario (TIU):

$$TIU = \sum T_{fsuj} \quad \dots\dots\text{Ecc. 2.4}$$

En donde:

Tfsuj: es el tiempo, en horas, de la interrupción j, para cada Usuario.

Tabla I. Indicadores de confiabilidad del 1 al 31 de mayo del año 2005

INSTALACIÓN	FMIK		TTIK	
	VALOR	%	VALOR	%
DEOCSA	2174	100	5419	100

FUENTE: Base de Datos de Instalaciones Deocsa

2.8 Criterios de protección

2.8.1 Protección contra sobrecargas y cortocircuitos

La protección principal de las redes de media tensión estará confiada al interruptor automático de cabecera de línea. En redes subterráneas en ningún caso se instalará reenganche. En redes aéreas rurales o mixtas podrán instalarse reconectores intermedios en aquellos casos en que bien por segmentación de mercado, bien por longitud de línea se justifique. En los puntos de la red en los que se prevea una potencia de cortocircuito superior a la capacidad del fusible de expulsión, se instalará asociado con fusibles de alto poder de corte.

2.9 Aislamiento

2.9.1 Aislante

Se clasifican en función del grado de estabilidad térmica. En general un aislante es aquel en donde las cargas eléctricas no se pueden mover con facilidad. Los materiales como el vidrio, caucho y la lucita están en la categoría de aisladores.

2.9.2 Aislamiento externo tipo interior

Es el aislamiento externo que está diseñado para operar dentro de los edificios y, consecuentemente, no está expuesto a las condiciones ambientales.

2.9.3 Aislamiento externo tipo exterior

Es el aislamiento externo que está diseñado para operar fuera de los edificios y, consecuentemente, está expuesto a las condiciones ambientales.

2.9.4 Aislamiento autorrecuperable

Es el aislamiento que recupera totalmente sus propiedades aislantes después de una descarga disruptiva causada por la aplicación de una tensión de prueba, un aislamiento de este tipo es por lo general, aunque no necesariamente, un aislamiento externo.

2.9.5 Aislamiento no autorrecuperable

Es el aislamiento que pierde sus propiedades aislantes o que no las recupera completamente después de una descarga disruptiva causada por la aplicación de una tensión de prueba, un aislamiento de este tipo es por lo general, aunque no necesariamente, un aislamiento interno.

2.10 Corto circuito

Es el establecimiento de un flujo de corriente eléctrica muy alta debido a una conexión por un circuito de baja impedancia, que prácticamente siempre ocurre por accidente. Las causas para un cortocircuito pueden ser: fallas de aislamiento, errores de operación, ondas de voltaje peligrosas, vandalismo contaminación, otros.

2.11 Potencia a transportar

La potencia máxima que puede transportar la línea vendrá limitada por la intensidad máxima admisible del conductor, y por la caída de tensión máxima. La máxima potencia de transporte de una línea trifásica, limitada por la intensidad máxima admisible, se determinará mediante la siguiente expresión:

$$P_{\max} = m \cdot \sqrt{3} \cdot U \cdot I_{\max} \cdot \cos \varphi_m \quad (\text{kW}) \quad \dots \text{Ecc. 2.5}$$

En donde:

P_{\max} : Potencia máxima que puede transportar la línea (kW).

m : N° de circuitos (1 ó 2).

U : Tensión nominal compuesta de la línea (kV).

I_{\max} : Intensidad máxima admisible del conductor (A).

$\cos \varphi_m$: Factor de potencia medio de las cargas receptoras.

En el caso de una línea monofásica, la expresión que se utiliza para calcular la máxima potencia de transporte es la siguiente:

$$P_{\max} = U \cdot I_{\max} \cdot \cos \varphi_m \quad (\text{kW}) \quad \dots \text{Ecc. 2.6}$$

En donde:

P_{max} : Potencia máxima que puede transportar la línea (kW).

U : Tensión nominal de la línea (kV).

I_{max} : Intensidad máxima admisible del conductor (A).

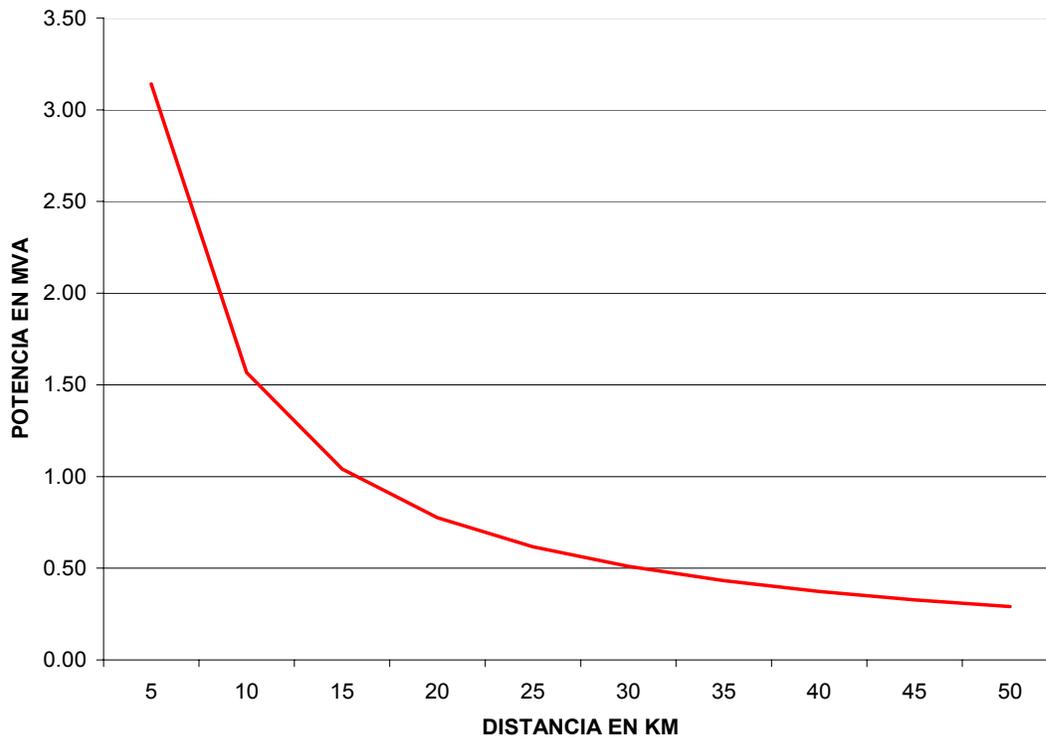
$\cos \phi_m$: Factor de potencia medio de las cargas receptoras.

Hay que tener en cuenta que el punto crítico de la línea es el tramo situado antes de la primera carga, ya que después de esta la intensidad que circulará por la línea siempre será menor. En el caso de ramificaciones sucederá lo mismo, el punto más crítico estará al inicio de la ramificación.

Tabla II. Potencia frente a longitud de línea

Longitud (km)	Potencia kW
5	8926,20
10	4463,10
15	2975,40
20	2231,55
25	1785,24
30	1487,70
35	1275,17
40	1115,78
45	991,80
50	892,62
55	811,47
60	743,85

Figura 10. Gráfica potencia frente a longitud de línea



2.11.1 Pérdidas de potencia

Las pérdidas de potencia en una línea serán las debidas al efecto Joule causado por la resistencia de la misma.

2.12 Definición de puesta a tierra

Puestas a tierra comprende toda el enlace metálico directo sin fusibles ni protección alguna, de sección suficiente entre determinados elementos o partes de una instalación eléctrica y un electrodo o grupo de electrodos enterrados en el suelo, con objeto de conseguir que en el conjunto de instalaciones, edificios y

superficie próxima del terreno, no existan diferencias de potencial peligrosas y que, al mismo tiempo, permita el paso a tierra de las corrientes de falla o las de descargas de origen atmosférico.

Para subestaciones la resistencia de tierra tiene diferentes valores dependiendo de la potencia de la subestación.

El capítulo IV, artículo 33 de la NTDOID, habla sobre resistencia a tierra.

El sistema de tierras deberá consistir de uno o más electrodos conectados entre sí. Este sistema deberá tener una resistencia a tierra suficientemente baja, para minimizar los riesgos a las personas, en función de la tensión de paso y de contacto.

El artículo 33.4, subestaciones. El objetivo es que el máximo incremento de potencial a tierra sea menor de 5,000 voltios. La tabla III da los valores máximos permitidos de la resistencia de la red de tierras en una subestación, en función de su capacidad.

Tabla III. Valores máximos permitidos de resistencia de red de tierras de una subestación en función de su capacidad

CAPACIDAD DE LA SUBESTACIÓN (MVA)	RESISTENCIA DE LA RED DE TIERRAS (Ohmios)
< 1	3
1 – 10	2
10 – 50	1
50 – 100	0.5
> 100	0.2

2.13 Distancias de seguridad

Las distancias mínimas de seguridad cumplen una doble función:

- a) Limitar la posibilidad de contacto entre personas y circuitos o equipos.
- b) Impedir que las instalaciones de un distribuidor entren en contacto con las instalaciones de otro o con la propiedad pública o privada.

Todas las distancias de seguridad se deben medir de superficie a superficie.

Cuando los conductores se encuentren en distinto plano vertical se mantendrá la separación indicada como distancia de seguridad vertical, para ángulos mayores o iguales de 45°. Para ángulos inferiores su separación mínima será la considerada como distancia de seguridad horizontal.

En la medición de distancias, los herrajes y accesorios que están energizados debido a su conexión eléctrica a los conductores de la línea se deben considerar como parte integral de los mismos conductores. Además, las partes metálicas de los pararrayos y equipos similares deben considerarse como parte de la estructura de soporte.

El capítulo II, artículo 22 de la NTDOID, seguridad en subestaciones.

El artículo 22.2, distancias mínimas de seguridad: Se deberá mantener una distancia mínima de seguridad para evitar que ocurran daños personales y materiales por contacto de líneas eléctricas energizadas con personas,

equipos, instalaciones o superficies. En una subestación se deberá prevenir el contacto entre:

- a) Componentes energizados y trabajadores (personas en general).
- b) Componentes energizados entre sí, por ejemplo, línea a línea.
- c) Componentes energizados y tierra.
- d) Componentes energizados y edificios u otras estructuras.
- e) Componentes energizados u otras instalaciones conductoras.
- f) Distancias mínimas de seguridad a partes energizadas descubiertas.

Todas las partes energizadas que operen a una tensión mayor de 150 voltios a tierra sin recubrimiento aislante adecuado, deberán protegerse de acuerdo con su tensión contra el contacto accidental de personas, ya sea que se usen resguardos especiales o bien localizando las partes energizadas respecto a los sitios donde pueden circular, o trabajar personas, a una altura y con una distancia horizontal igual o mayor que las indicadas en la Tabla No. IV, columnas 3 y 4 respectivamente.

Tabla IV. Distancias mínimas a partes energizadas descubiertas

1	2	3	4	5
Máxima Tensión de diseño entre fases	Nivel Básico de Aislamiento al Impulso (BIL)	Altura mínima	Distancia Horizontal mínima	Distancia mínima de resguardo a partes energizadas
kV	kV	m	m	m
0.151-0.6	--	2.64	1.02	0.050
2.4	--	2.67	1.02	0.076
7.2	95	2.69	1.02	0.101
15	95	2.69	1.02	0.101
15	110	2.74	1.07	0.152
25	125	2.77	1.09	0.177
25	150	2.82	1.14	0.228
35	200	2.90	1.22	0.304
48	250	3.00	1.32	0.406
72.5	250	3.00	1.32	0.406
72.5	350	3.18	1.50	0.584
121	350	3.18	1.50	0.584
121	550	3.53	1.85	0.939
145	350	3.18	1.50	0.584
145	550	3.53	1.85	0.939
145	650	3.71	2.03	1.117
169	550	3.53	1.85	0.939
169	650	3.71	2.03	1.117
169	750	3.91	2.24	1.320
242	550	3.53	1.85	0.939
242	650	3.71	2.03	1.117
242	750	3.91	2.24	1.320
242	900	4.19	2.51	1.600
242	1050	4.52	2.84	1.930

Nota: Los valores de la columna 5 no fijan un requisito para diseñar el equipo, sino que fijan una norma misma para la instalación del resguardo. Por ejemplo, no es su propósito que se apliquen al espacio entre las partes energizadas y paredes de celdas metálicas, compartimientos o similares, ni al espacio entre barras colectoras y sus soportes, ni entre cuchillas y sus bases, ya que en estos casos intervienen múltiples factores que deciden el diseño del fabricante.

3 DETERMINACIÓN DE LA MEJORA DE UNA RED DE DISTRIBUCIÓN

3.1 Criterios de análisis y ordenamiento de redes de distribución

El criterio utilizado para el mejoramiento de las redes de distribución se basa en el crecimiento del sector y el ordenamiento que este tiene, cuando el crecimiento es desordenado es muy difícil brindar un servicio eficiente.

Por tal motivo las distribuidora de electricidad exigen normas constructivas cuyo objetivo es establecer reglas y criterios para el análisis y ordenamiento de la explotación de la red actual y de las planificadas en el futuro.

De esta forma se diseña y planifica una red ordenada que tenga la capacidad de absorber el crecimiento de la demanda vegetativa, sencilla de operar y con calidad de servicio alta y preparada para la incorporación de la tecnología de la automatización y telecontrol.

Al tener redes ordenadas se obtiene:

- a) Suministro continuo.
- b) Adaptabilidad al crecimiento vegetativo.
- c) Mínimas pérdidas.

- d) Máxima calidad de servicio y de producto.

3.1.1 Aplicación

Los criterios descritos se aplican a todos los elementos sometidos a las tensiones denominadas como media tensión, es decir menor o igual a 36 kV. Están excluidos los elementos frontera con las redes de alta y baja tensión, constituidos por las barras de entrada a las subestaciones y las bornas de MT de los transformadores de la red general de distribución. Los criterios se aplican a los siguientes elementos:

En las subestaciones:

- a) Barras de MT.
- b) Interruptores de salida de las líneas de MT.
- c) Elementos de regulación de tensión.
- d) Bancos de condensadores.
- e) Elementos de maniobra, medida y protección.

En las líneas de MT:

- a) Líneas principales (tróncales).
- b) Líneas derivadas (secundarias y ramales).

- c) Racimos.
- j) Elementos de regulación de tensión.
- k) Banco de condensadores (capacitores).
- l) Elementos de maniobra, protección y señalización.

3.2 Factibilidad de la mejora de una red de distribución

Actualmente la mejora de una red de distribución constituye costos enormes para las empresas de distribución, sin embargo se hace un esfuerzo para el mejoramiento de las mismas por medio de capital propio de las empresas de distribución. A continuación se da una explicación de la forma de mejorar las redes de distribución.

3.2.1 Subestaciones

A toda subestación se le debe establecer un área de influencia que queda definida por la de la red de media tensión que parte de ella. Estas áreas deben estar perfectamente delimitadas en la explotación normal de la red, para que la medida de cargas, la energía y las incidencias tengan una correspondencia unívoca con cada una de las líneas principales y derivadas de la subestación.

Se define como explotación de la red de una subestación la que tienen sus líneas cuando las mismas reciben tensión desde la subestación hasta los puntos fijados como frontera con otras subestaciones. Si bien, es claro que

esta explotación debe cambiarse cuando se producen fallas o sea necesario efectuar un descargo (interrupción programada), es preceptivo que el centro de operación, como normativa de trabajo, devuelva la red a su estado normal una vez que se ha reparado la falla o finalizado el trabajo programado.

Debe existir capacidad de regular la tensión de forma automática o telemandada, ya sea con un regulador que esté incorporado al transformador o mediante un regulador exterior que establezca la tensión en barras del secundario.

3.2.2 Redes

Al igual que en las subestaciones, para cada salida se debe definir una explotación normal. Esta definición debe permitir que la operación de la misma se haga sin problemas de caída de tensión, sin sobrecarga y que soporte el crecimiento vegetativo de la zona sin necesidad de realizar inversiones adicionales dentro del período comprendido entre el establecimiento de la explotación y el año horizonte considerado en el estudio.

Esta explotación normal define un área de influencia de la salida que debe estar claramente delimitado evitándose cruzamientos de salidas. La explotación de la red se debe realizar en forma radial. Pueden existir líneas de la subestación que, llegando a la frontera con otra subestación, tengan puntos de enlace con líneas procedentes de esa segunda subestación. En este caso también será radial la explotación y el enlace existente en la frontera permanecerá abierto. La configuración de las redes atenderá las siguientes características:

- a) La sección de las líneas principales y de las derivaciones será uniforme.

- b) La sección de las derivaciones deberá ser menor que la de la línea principal o derivación de mayor rango. Por lo tanto, en conjunto la red podrá ser telescópica o cilíndrica.
- c) Las líneas principales deben estar libres de fusibles.
- d) En redes aéreas el neutro será distribuido, continuo, multiaterrado y conectado (pero no compartido) con la red de baja tensión.
- e) Con el fin de reducir pérdidas, se instalarán baterías de condensadores en la red de MT en aquellos circuitos que lo justifiquen. En una primera fase se instalarán baterías fijas siempre que se justifique económicamente. En caso necesario podrán realizarse estudios específicos de instalación de baterías automáticas.
- f) Donde la tensión sea muy baja y no sean rentables otras actuaciones se instalaran reguladores de voltaje intermedios.

3.2.3 Protecciones

La protección de las redes se realiza para evitar efectos nocivos que provocan las corrientes de cortocircuito y las sobrecargas en las instalaciones que están aguas arriba del lugar donde se produce la falta. También se usa la protección para aislar las zonas donde se produce la falla y segregar las mismas del resto de las instalaciones (que han de quedar en servicio) y para proteger las personas de contactos accidentales.

Puesto que las protecciones, en sí mismas, pueden ser en muchos casos las causantes de fallas, hay que utilizarlas con medida para que el hecho de estar sobreprotegido no lleve a un número mayor de incidencias.

3.2.3.1 Racimo

Se instalarán seccionadores fusibles de expulsión, su objetivo es limitar un corto circuito debido al agrupamiento de transformadores, sirven como elemento de protección y maniobra.

3.2.3.2 Derivada

En el arranque de las derivadas se podrán instalar:

- a) Interruptores telecontrolados.
- b) Reconectores.
- c) Autoseccionadores.
- d) Seccionadores.
- e) Seccionadores fusibles de expulsión.

3.2.3.3 Línea

Se instalarán disyuntores en cabecera del circuito. A lo largo de la línea general solo se permitirán interruptores telecontrolados o reconectores.

La porción de línea principal enmarcada entre dos interruptores telecontrolados se llamará segmento. En cada segmento se podrán instalar elementos de maniobra de operación local (seccionadores) después de realizar el respectivo estudio. Como sugerencia no se instalará más de dos fusibles en serie ni más de cuatro elementos de protección en serie.

3.2.3.4 Tipos de redes de media tensión

Los criterios de diseño de redes se definen según las características de las redes que a su vez estarán asociados al mercado que atiendan. Se pueden separar dependiendo de las características del cliente (urbano, rural o aislado).

Según su construcción puede haber redes aéreas, redes subterráneas, redes mixtas.

Según su ámbito geográfico redes, urbanas ó rurales.

Se va a considerar la siguiente clasificación, de tipo general:

- a) Zonas rurales: es todo servicio de energía eléctrica que un Distribuidor presta a un Usuario, ubicado en poblaciones que no cumplan con las condiciones del Servicio Urbano.

- b) Zona urbana: es todo servicio de energía eléctrica que un Distribuidor presta a un Usuario, ubicado en poblaciones que son cabeceras departamentales o municipales o, en su defecto, en aglomeraciones poblacionales o núcleos integrados a las anteriores, en los cuales la distancia entre las Acometidas de estos servicios es menor a cincuenta metros.

3.3 Herramienta utilizada por la empresa

Un sistema SCADA integra la adquisición masiva de datos con el control en “tiempo real”.

Dicho de otra forma se trata de un sistema que centraliza la información dispersa en una red de telecontrol-teleseñalización y la procesa de forma adecuada y segura.

A la vez, el sistema consigue la integración de la operación de la red dentro de la estructura de los sistemas de gestión corporativa de Unión Fenosa, destacando la integración con la Base de Datos de Instalaciones (BDI) que es el conjunto de las instalaciones eléctricas pertenecientes a la red de distribución, además de ser una herramienta gráfica de trabajo para los operadores, analistas y encargados de mantenimiento de dicha red eléctrica. La visión gráfica de la red debe ser siempre una copia exacta de la situación real en campo, por tanto, permite gestionar, controlar y supervisar en todo momento la explotación, mantenimiento y estudio de dicha red.

Figura 11. Elementos del sistema scada



3.3.1 Adquisición de datos

Un conjunto de sistemas de adquisición de datos (RTU's, Concentradores, UCI's), se encarga de recoger la información de los puntos de medida. La información que se recoge y controla suele ser de tres tipos:

- a) Estados (abierto, cerrado) y alarmas.
- b) Medidas analógicas.
- c) Contadores (medidas digitales).

3.3.2 Proceso de Datos

Es el encargado de la gestión de:

- a) Base de datos en tiempo real.
- b) Motor de cálculo.
- c) Sistema de refresco de datos.

- d) Gestor de alarmas.
- e) Datos históricos – tendencias.
- f) Elaboración de Informes.

3.3.3 Representación de datos

Permite representar de forma gráfica e intuitiva la información de los puntos de la red y su control.

Entre las funciones principales del sistema SCADA podemos mencionar la adquisición de datos y control en tiempo real, que integren funciones de ayuda a la operación para facilitar la tarea de mantener la configuración óptima de la red proporcionando una respuesta rápida ante los cambios e incidencias que se produzcan.

- a) Adquisición masiva de datos.
- b) Trabajo en tiempo real.
- c) Necesidad de operar durante las 24 horas.
- d) Integración con la base de SGD (Sistemas de Gestión de Distribución)

Entre los beneficios que brinda el Sistema SCADA se encuentran los siguientes:

- a) Mejora de la calidad de servicio por reducción en la duración de las interrupciones.
- b) Mejora de la fiabilidad de la red, gracias a configuraciones más adecuadas.
- c) Reducción de costes de operación.
- d) Mejora de la seguridad de personas e instalaciones.
- e) Mejor conocimiento del funcionamiento de la red.

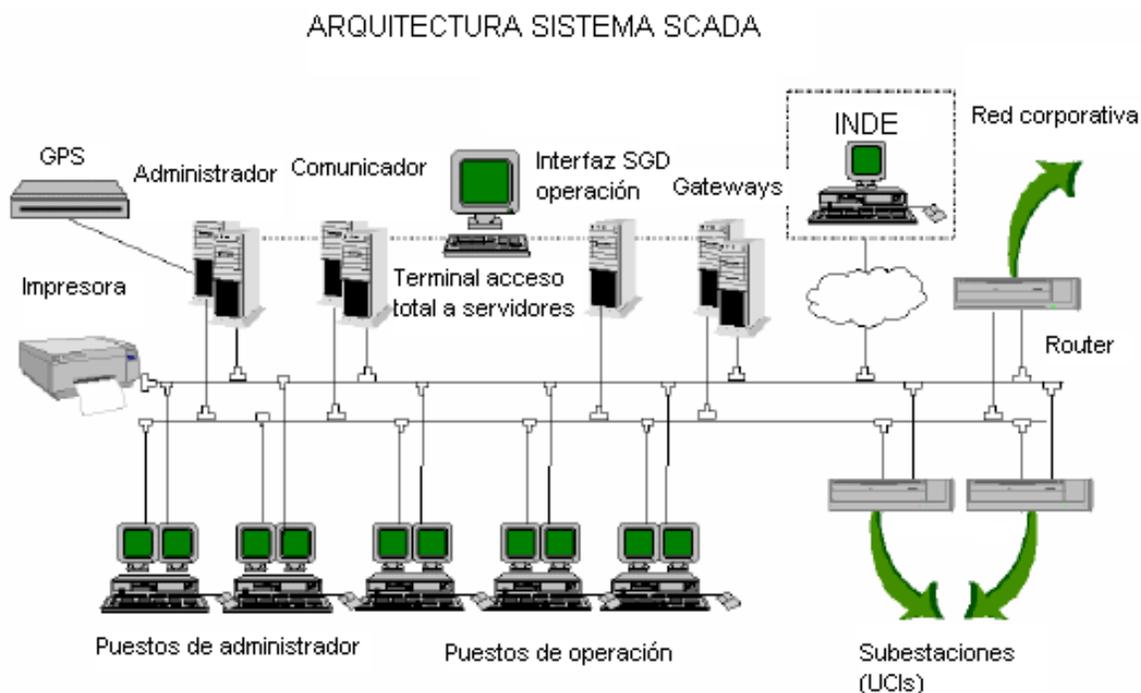
Entre las desventajas del Sistema SCADA se encuentran:

- a) Falta de precisión en las mediciones .
- b) Cuando no se tiene conectividad de fibra óptica se tiene enlace V-SAT el cual es inestable bajo tempestades..
- c) Es poco amigable para configurarlo por el usuario y cada cambio o mejora es considerablemente caro.

3.3.4 Arquitectura del sistema

Debido a los requerimientos operativos del COR se define una configuración totalmente redundante, con disponibilidad para funcionar de forma continua en modo autónomo y on-line. La configuración propuesta es totalmente distribuida y consta de 13 servidores distribuidos de la siguiente manera.

Figura 12. Arquitectura del sistema (Red LAN)



Las máquinas deberán estar protegidas contra corte de suministro eléctrico, alojadas en un centro de procesamiento de datos (CPD) con buenas condiciones de trabajo referentes a temperatura, humedad, etc., excepto MMI's, y con acceso a la doble LAN del SCADA.

Las máquinas del CPD no tendrán monitor propio, pero sí una consola de acceso para todas ellas compuesta por un monitor de 17", un teclado / ratón y un conmutador de puertos para poder conectarlas y acceder a ellas localmente en caso de necesidad.

Tabla V. Distribución de los servidores en el sistema scada

Servidor	Cantidad	Función
Administrador	2	Soportan la base de datos principal del sistema, la gestión y mantenimiento de la misma y el archivo histórico. Los datos históricos se almacenan en el disco duro local (20 GB de capacidad)
Comunicador	2	Se encargan del procesamiento en tiempo real de toda la información proveniente de los dispositivos de campo.
Gateway	2	Convierten el protocolo de telecontrol (IEC 60870-5-104 o SAP20) a mensajería interna interpretable por el SCADA.
MMI	6	Presentan los datos en modo gráfico, permitiendo la interacción con el usuario. Tres de estas MMI's conforman el Centro de Operación. Una es para la estación remota del INDE y dos para los puestos de los administradores del sistema. Todos los puestos cuentan con dos monitores de 21" excepto el del INDE, que sólo dispone de uno.
Interfaz	1	Realiza la conexión del Sistema SCADA con otro de los sistemas corporativos como lo es el Open SGD-Operación, a través de protocolo ICMP (Internet Control Message Protocol, protocolo de control de mensajes de Internet).

3.3.5 Características técnicas del scada

El sistema sugerido consiste en un SCADA SINAUT Spectrum 1.8.2 de Siemens sobre plataforma SUN ULTRA Sparc 10 y sistema operativo Solaris 2.6.

El código fuente utiliza lenguajes de programación Pascal y ANSI C y permite realizar modificaciones sobre el mismo.

La base de datos en tiempo real tiene una estructura y diseño adaptado a los requerimientos de tiempo real y consta de una librería de funciones de acceso optimizadas para el fácil y rápido manejo de lecturas y escrituras. El sistema contempla aplicaciones específicas para el acceso a la base de datos histórica y elaboración de informes temporales.

Toda modificación de base de datos es reversible en caso de encontrar algún error una vez actualizados los cambios. Para realizar las modificaciones se dispone de editores gráficos fáciles de utilizar y con menús de seguimiento. La información es comprobada por los editores antes de ser actualizada para asegurar su coherencia.

3.3.6 Nuevas normas de materiales

Cuando una acción se ejecuta repetidamente, ésta debe estudiarse y procederse para realizarla de la forma óptima, ya que al ser muy habitual reduciremos tiempo y dinero al multiplicar cada unidad por un número elevado de utilidades. Con esta idea y con la de reducir los tipos de materiales diferentes, para optimizar stocks, se diseñan las unidades constructivas, en las

que se integran las directrices de la empresa en relación al diseño. Las unidades constructivas son agrupaciones lógicas de materiales normalizadas y mano de obra que constituyen los elementos constructivos básicos que posibilitan el diseño de las instalaciones eléctricas de Distribución de una forma sencilla, ordenada y uniforme.

Cada Unidad Constructiva incluye las cantidades correspondientes de los materiales que la constituyen y su precio, la disposición preestablecida de éstos, así como las operaciones de mano de obra necesarias para su instalación y el precio de la mano de obra correspondiente a las mismas. Para cada material, se especifica si ha de ser aportado por la empresa o por la contrata.

Son las normativas internas de construcción de DEOCSA, consta de una serie de ilustraciones las cuales hacen hincapié en la forma de construir las líneas de distribución empleadas por la empresa, estas normativas están constituidas en una serie de unidades constructivas que son esquemas que ilustran la forma en que se construye las diferentes configuraciones de los armados que constituyen las estructuras. Las unidades constructivas están constituidas de la siguiente manera la primera la parte valorativa que constituye el costo por trabajar la unidad constructiva que contiene mediante un sistema de numeración de los diferentes materiales que conforman la unidad y la descriptiva que explica la forma en que se construye la unidad constructiva.

Figura 13. Unidad descriptiva



4 ANÁLISIS DE LA SUBESTACIÓN CHICACAO

4.1 Localización del emplazamiento

El montaje de la subestación, estará ubicado en el municipio de CHICACAO, departamento de Suchitepéquez, Guatemala. La subestación estará ubicada a la entrada de Chicacao, al límite de la carretera siendo este un acceso accesible en caso de cualquier emergencia. El área de la subestación es de 4,551.91 metros cuadrados.

4.2 Altitud de la subestación

La condición en la que las instalaciones habrán de operar es la siguiente altitud 500 msnm.

Figura 14. Ubicación de la subestación Chicacao



4.3 Crecimiento demográfico en el departamento de Suchitepéquez

Actualmente el departamento de Suchitepéquez, representa el 3.6% de la población total contra 22.6% que representa el departamento de Guatemala.

A continuación se presenta un informe de censo de la población del departamento de Suchitepéquez en los años 1981, 1994 y 2002.

Tabla VI. Crecimiento poblacional del departamento de Suchitepéquez

Departamento	Censo 1981	Censo 1994	Censo 2002	Proyección 2006
Suchitepéquez	237,554	307,187	403,945	526,765

Departamento	Proyección 2007	Proyección 2008	Proyección 2009	Proyección 2010
Suchitepéquez	686,929	895,79	1168,156	1523,336

FUENTE: Instituto Nacional de Estadística

El departamento de Suchitepéquez tiene una superficie de 2,510 kilómetros cuadrados. La densidad de la población por kilómetro cuadrado en el departamento de Suchitepéquez es de 160 habitantes, la mayor densidad de población departamental se presenta en el departamento de Guatemala, con 1,196 habitantes por kilómetro cuadrado.

Sobre la población total del país, el 53.9% reside en el área rural y el 46.1% reside en el área urbana, de esto en el departamento de Suchitepéquez queda representada en 41.1% urbana y 58.9% rural.

4.4 Estado actual sin la subestación Chicacao

Actualmente el crecimiento de la red de distribución eléctrica ha sido desordenada. Esto se traduce en fallas de suministro, regulaciones de tensión inadecuadas, exceso de pérdidas técnicas, etc.

En las empresas de distribución eléctrica existe un departamento encargado de planificar y realizar los estudios para mejorar la calidad de servicio y producto que prestan.

En la implementación de estos proyectos se definen cambios en la topología de las redes existentes, como remodelaciones, cambio de conductor, conversiones de una a más fases, construcción de tramos nuevos, construcciones de nuevas subestaciones de distribución, adecuación de las existentes y cambio de explotación de las mismas.

Al cambiar el radio de acción de una subestación la funcionalidad operacional de la línea produce beneficios como la circunscripción a un radio pequeño.

Dentro del negocio de distribución de energía eléctrica existen exigencias económicas y técnicas que hay que cumplir, con la finalidad de hacer más rentable la operación de las líneas de distribución.

Al mismo tiempo limitante financiero y regulador han forzado a las compañías de suministro eléctrico a buscar medios para optimizar los recursos con los que cuentan las instalaciones existentes, por las determinadas que marca el paso cambiante de la económica.

Actualmente los ramales que se encuentran en el radio de acción de la SSEE Chicacao son: Ramal San Antonio, Ramal San Gabriel y Ramal Río Bravo.

Tabla VII. Pérdidas de potencia actuales

Nombre SMT	kVA instalados	kW utilizados	Longitud del circuito km.	kW de pérdidas	% de regulación	% de pérdidas
San Gabriel	10,288.50	2,469.70	157.80	222.90	16.00	9.00
San Antonio	15,486.00	3,631.40	169.20	882.30	21.00	24.00
Río Bravo	8,378.50	1,960.60	114.30	204.20	14.30	10.40

FUENTE: Base de Datos de Instalaciones Deocsa

4.5 Estado propuesto con la subestación Chicacao

Se pretende crear un radio de acción de la subestación Chicacao creando tres salidas de media tensión, y una posición de reserva. La primera salida de la subestación estaría dedicada a dividir la línea de San Antonio, el circuito ira desde Chicacao hacia San Miguel Panan, abriendo el circuito entre San Miguel Panan y San Antonio.

La segunda salida ira de Chicacao, pasando por San Pedro Cutzan y tomara parte de carga de la línea de Río Bravo.

La tercera salida ira desde Chicacao hacia San José El Ídolo, quedando abierta o segmentada la línea de San Gabriel entre Santo Domingo y San José El Ídolo, dividiendo así la línea de San Gabriel.

El Balance de los nuevos ramales de San Gabriel y San Antonio propuestos (sin la carga que se trasladara a la nueva SSEE Chicacao) quedara

sujeto previa remodelación de Mazatenango y el Ramal de Río Bravo queda balanceado con el traslado de carga.

Tabla VIII. Pérdidas de potencia con la subestación Chicacao en las líneas

Nombre SMT	kVA instalados	kW utilizados	Longitud del circuito km.	kW de pérdidas	% de regulación	% de pérdidas
San Gabriel	3,007.50	667.50	86.16	11.50	1.20	1.70
San Antonio	9,223.50	2,163.20	83.66	148.80	5.00	6.80
Río Bravo	6,710.00	1,570.20	96.80	110.00	3.90	7.00
San Miguel Panan	3,015.00	732.70	51.30	6.26	2.10	1.20
San Pedro Cutzan	2,876.00	698.90	43.10	13.60	3.20	1.90
San José El Ídolo	2,572.50	564.30	57.40	13.50	3.90	2.30

FUENTE: Base de Datos de Instalaciones Deocsa

4.6 Crecimiento de la potencia en el departamento de Suchitepéquez

La siguiente información muestra el crecimiento de la carga en el departamento de Suchitepéquez, la cual ha tenido un crecimiento de 12.22% en los últimos 5 años.

Tabla IX. Comportamiento de la demanda de potencia en el departamento de Suchitepéquez

DEPARTAMENTO SUCHITEPÉQUEZ						
	Año 2001		Año 2002		Año 2003	
	Datos		Datos		Datos	
Descripción	Suministro	K W H	Suministro	K W H	Suministro	K W H
Total general	60,185	8,100,691	62,26	7,490,460	66,119	8,461,297
	Año 2004		Hasta Octubre del 2,005		Proyección a Octubre del 2,006	
	Datos		Datos		Datos	
Descripción	Suministro	K W H	Suministro	K W H	Suministro	K W H
Total general	68,14	9,155,482	69,127	9,091,210	71,194	9,363,000
	Proyección a Octubre del 2,007		Proyección a Octubre del 2,008		Proyección a Octubre del 2,009	
	Datos		Datos		Datos	
Descripción	Suministro	K W H	Suministro	K W H	Suministro	K W H
Total general	73,322	9,642,915	75,515	9,931,199	77,773	10,228,101

FUENTE: Datos proporcionado por la oficina Comercial de Deocsa

A continuación se muestra una proyección de la carga que tendrán las salidas de media tensión de la subestación Chicacao.

Tabla X. Comportamiento de demanda utilizada kW en los ramales de salida de la subestación Chicacao

Nombre SMT	kVA instalados	kW utilizados	Longitud del circuito km.	kW utilizados proyectado al 2007	kW utilizados proyectado al 2010	kW utilizados proyectado al 2015	kW utilizados proyectado al 2020
San Miguel Panan	3,015.00	732.70	51.30	754,68	824,66	956	1,108,27
San Pedro Cutzan	2,876.00	698.90	43.10	719,87	786,62	911,91	1,057,15
San José El Ídolo	2,572.50	564.30	57.40	581,23	635,12	736,28	853,55

Actualmente la subestación Chicacao, cuenta con espacio para instalar otro transformador si este llegara a ser necesario, según la proyección de carga a futuro en cada ramal, es necesario crear futuras salidas en la subestación Chicacao, él primer circuito afectado seria el de San Miguel Panan, posteriormente San Pedro Cutzan y San José El Ídolo, en estos casos se tendría que proyectar una salida extra para cada circuito.

4.7 Configuración de la subestación

Dos campos de llegada línea 69kV, un campo de transformación 69/13.8kV, un campo de barra 69kV, un campo de salida transformador en 13.8kV, tres campos para salida línea 13.8kV, aparata convencional compuesta por transformadores de tensión, seccionadores, interruptores, transformadores de intensidad, pararrayos, restauradores. Armarios de protección y control, armario de facturación, transformador de servicios auxiliares, banco de batería y cargador 120 Vcc y 48 Vcc, cuadro de distribución Vac y Vcc equipo de comunicación y RTU que se alojarán en el interior del edificio de control.

4.8 Flujo de carga

El flujo de potencia se utiliza para la planeación y diseño de la expansión futura de los sistemas de potencia, así como también en la determinación de las mejores condiciones de operación de los sistemas existentes. La información que se obtiene de un estudio de flujos de potencia es la magnitud y el ángulo de fase del voltaje en cada barra y las potencias real y reactiva que fluyen en cada línea.

A continuación se presentan los flujos de carga de la subestación Chicacao, de mínima potencia con demanda y sin demanda, mediana potencia con demanda y sin demanda, máxima potencia con demanda y sin demanda.

Figura 15. Flujo de carga potencia mínima con demanda

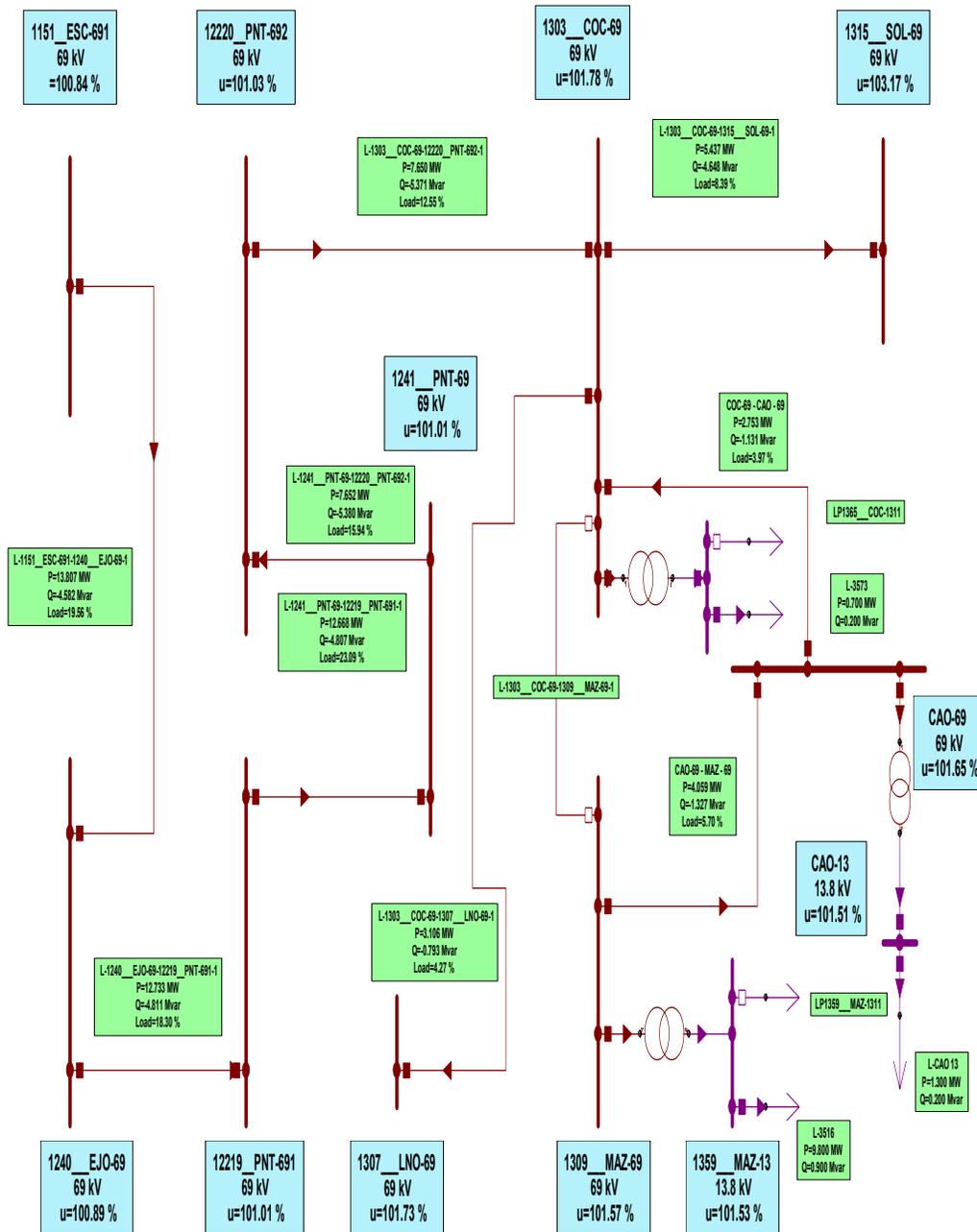


Figura 16. Flujo de carga potencia mínima sin demanda

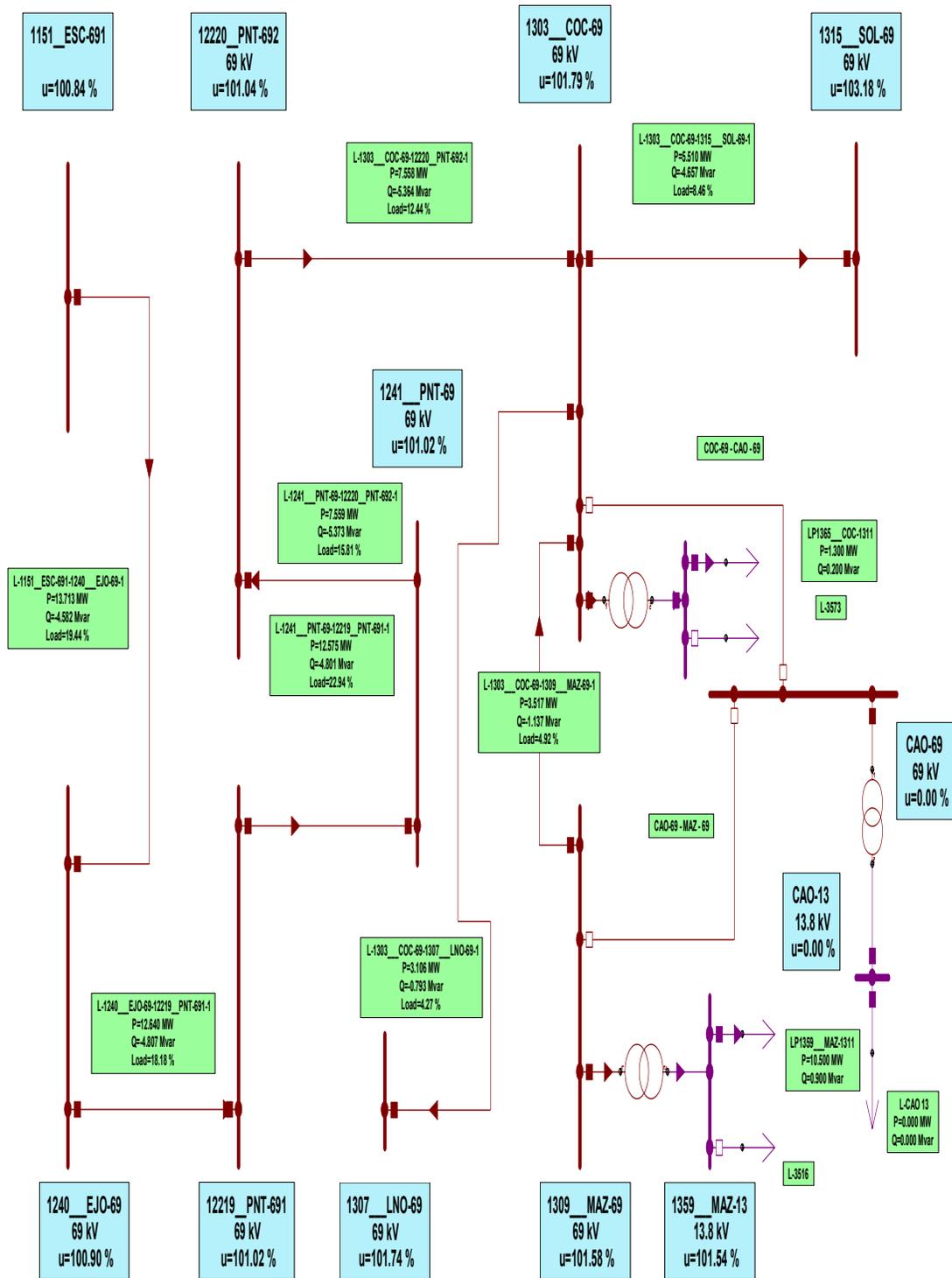


Figura 18. Flujo de carga potencia media sin demanda

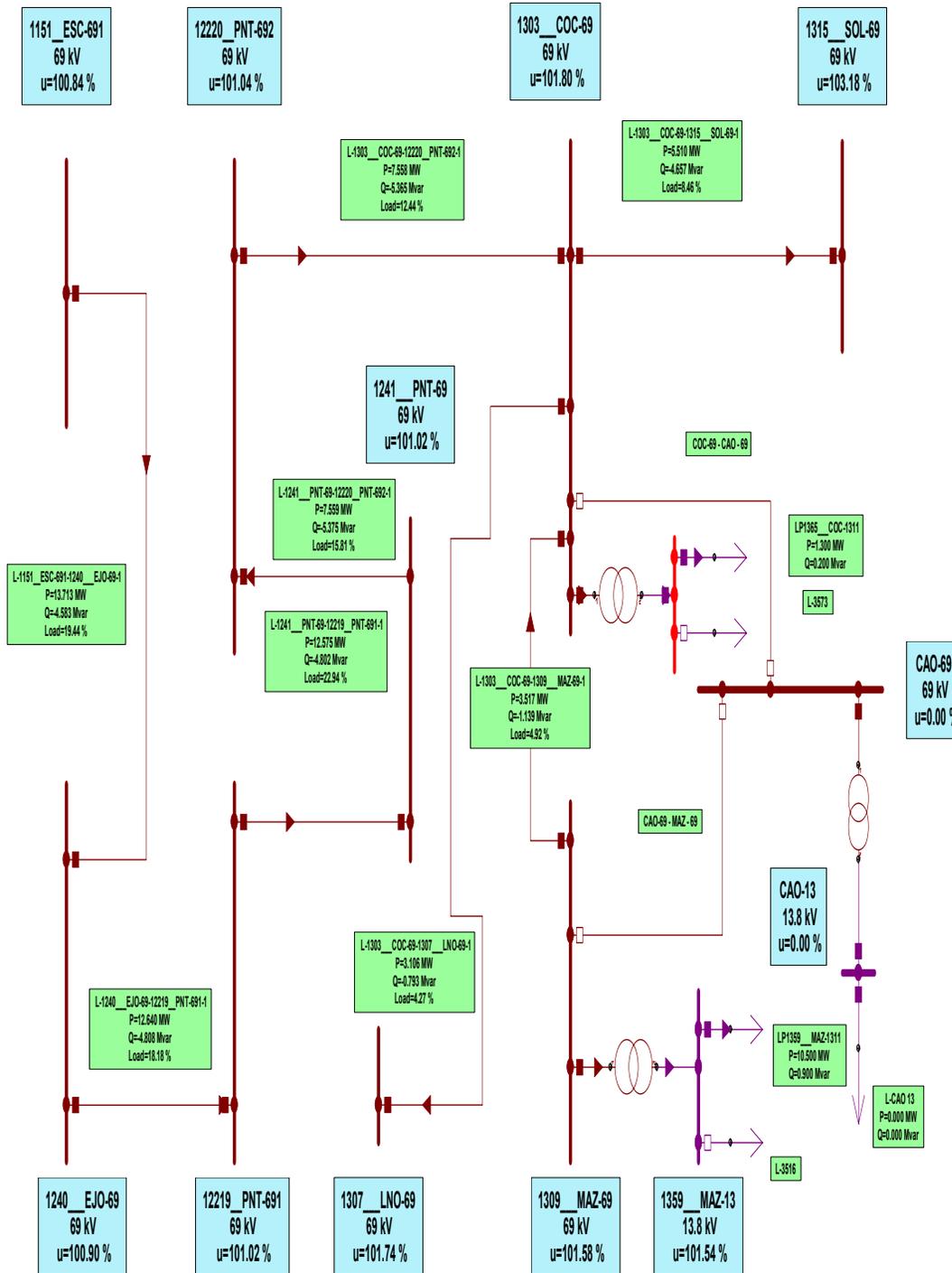
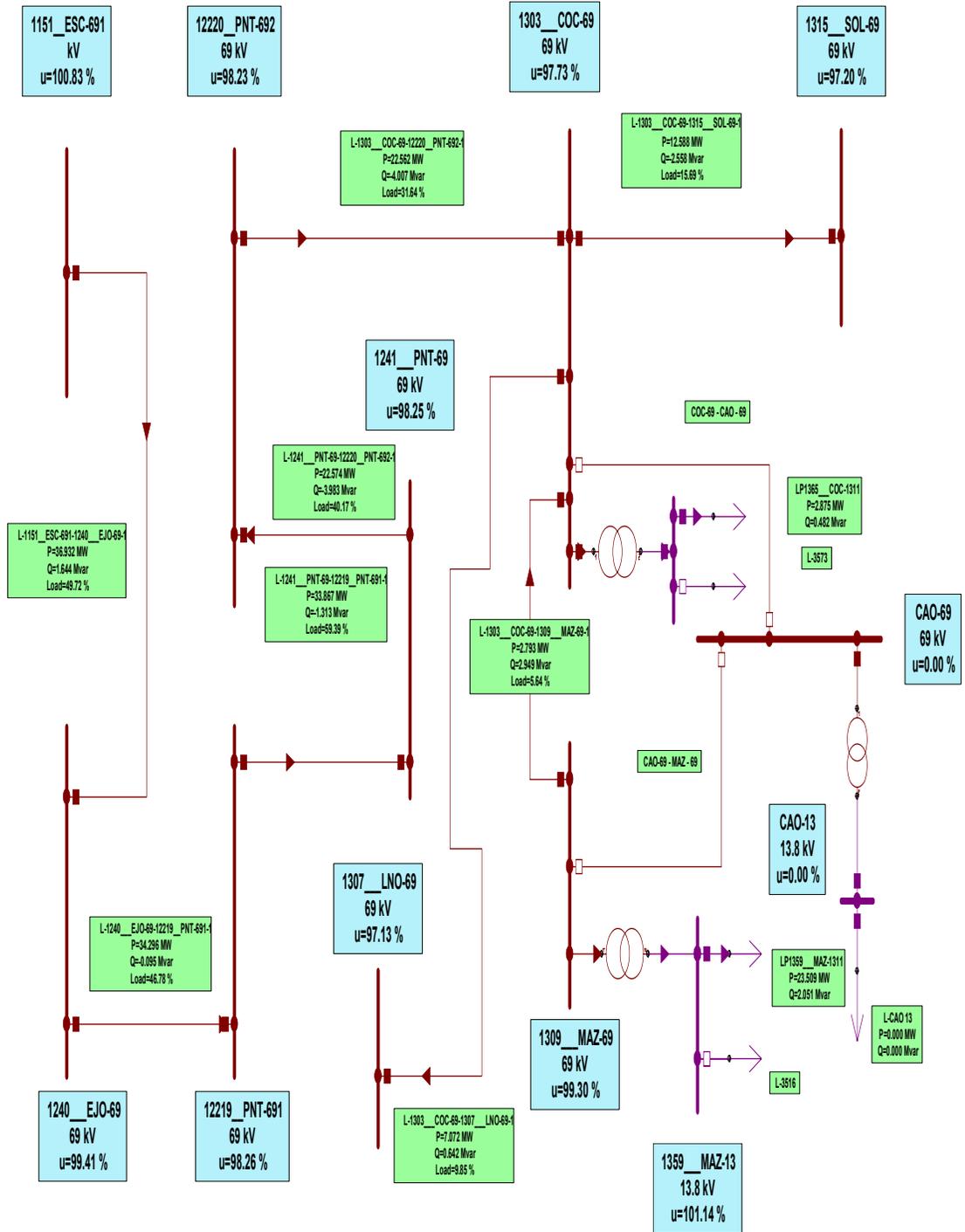


Figura 19. Flujo de carga potencia máxima con demanda



A continuación se presenta tablas con los flujos de carga de los ramales que alimentara la subestación Chicacao.

Tabla XI. Datos flujo de carga actual ramal San Antonio

SALIDA SAN ANTONIO, FLUJO ACTUAL, POTENCIA ALTA			SALIDA SAN ANTONIO, FLUJO ACTUAL, POTENCIA MEDIA			SALIDA SAN ANTONIO, FLUJO ACTUAL, POTENCIA BAJA		
	I (A)	Ángulo		I (A)	Ángulo		I (A)	Ángulo
Fase R	231	333.123	Fase R	115.5	333.123	Fase R	57.75	333.123
Fase S	237	213.023	Fase S	118.5	213.023	Fase S	59.25	213.023
Fase T	214	93.897	Fase T	107	93.897	Fase T	53.5	93.897
Neutro	20	73.113	Neutro	10	73.113	Neutro	5	73.113
	Regulación	21.00%		Regulación	6.00%		Regulación	8.00%
	Perdida de activa total	882.3 KW		Perdida de activa total	423.6 KW		Perdida de activa total	233.6 KW

FUENTE: Base de Datos de Instalaciones Deocsa

Tabla XII. Datos flujo de carga con subestación ramal San Antonio

SALIDA SAN ANTONIO, FLUJO DE CARGA CON SSEE, POTENCIA ALTA			SALIDA SAN ANTONIO, FLUJO DE CARGA CON SSEE, POTENCIA MEDIA			SALIDA SAN ANTONIO, FLUJO DE CARGA CON SSEE, POTENCIA BAJA		
	I (A)	Ángulo		I (A)	Ángulo		I (A)	Ángulo
Fase R	31	333.123	Fase R	15.5	333.123	Fase R	7.75	333.123
Fase S	30	213.023	Fase S	15	213.023	Fase S	7.5	213.023
Fase T	28	93.897	Fase T	14	93.897	Fase T	7	93.897
Neutro	2	73.113	Neutro	2	73.113	Neutro	2	73.113
	Regulación	2.10%		Regulación	1.10%		Regulación	1.00%
	Perdida de activa total	9.26 kW		Perdida de activa total	5.26 kW		Perdida de activa total	4.26 kW

FUENTE: Base de Datos de Instalaciones Deocsa

Tabla XIII. Datos flujo de carga actual ramal San Gabriel

SALIDA SAN GABRIEL, FLUJO ACTUAL, POTENCIA ALTA			SALIDA SAN GABRIEL, FLUJO ACTUAL, POTENCIA MEDIA			SALIDA SAN GABRIEL, FLUJO ACTUAL, POTENCIA BAJA		
	I (A)	Ángulo		I (A)	Ángulo		I (A)	Ángulo
Fase R	143	333.123	Fase R	71.5	333.123	Fase R	35.75	333.123
Fase S	148	213.023	Fase S	74	213.023	Fase S	37	213.023
Fase T	172	93.897	Fase T	86	93.897	Fase T	43	93.897
Neutro	27	73.113	Neutro	13.5	73.113	Neutro	6.75	73.113
	Regulación	28.00%		Regulación	14.00%		Regulación	6.00%
	Perdida de activa total	222.9 kW		Perdida de activa total	103.2 kW		Perdida de activa total	56.3 kW

FUENTE: Base de Datos de Instalaciones Deocsa

Tabla XIV. Datos flujo de carga con subestación ramal San Gabriel

SALIDA SAN GABRIEL, FLUJO DE CARGA CON SSEE, POTENCIA ALTA			SALIDA SAN GABRIEL, FLUJO DE CARGA CON SSEE, POTENCIA MEDIA			SALIDA SAN GABRIEL, FLUJO DE CARGA CON SSEE, POTENCIA BAJA		
	I (A)	Ángulo		I (A)	Ángulo		I (A)	Ángulo
Fase R	31	333.123	Fase R	15.5	333.123	Fase R	7.75	333.123
Fase S	30	213.023	Fase S	15	213.023	Fase S	7.5	213.023
Fase T	31	93.897	Fase T	15.5	93.897	Fase T	7.75	93.897
Neutro	1	73.113	Neutro	1	73.113	Neutro	1	73.113
	Regulación	3.20%		Regulación	2.20%		Regulación	1.20%
	Perdida de activa total	13.6 kW		Perdida de activa total	9.6 kW		Perdida de activa total	7.6 kW

FUENTE: Base de Datos de Instalaciones Deocsa

Tabla XV. Datos flujo de carga actual ramal Río Bravo

SALIDA RÍO BRAVO, FLUJO ACTUAL, POTENCIA ALTA			SALIDA RÍO BRAVO, FLUJO ACTUAL, POTENCIA MEDIA			SALIDA RÍO BRAVO, FLUJO ACTUAL, POTENCIA BAJA		
	I (A)	Ángulo		I (A)	Ángulo		I (A)	Ángulo
Fase R	100	333.123	Fase R	50	333.123	Fase R	25	333.123
Fase S	87	213.023	Fase S	43.5	213.023	Fase S	21.75	213.023
Fase T	88	93.897	Fase T	44	93.897	Fase T	22	93.897
Neutro	15	73.113	Neutro	7.5	73.113	Neutro	3.75	73.113
	Regulación	14.30%		Regulación	9.00%		Regulación	5.00%
	Perdida de activa total	204.2 kW		Perdida de activa total	103.2 kW		Perdida de activa total	58.3kW

FUENTE: Base de Datos de Instalaciones Deocsa

Tabla XVI. Datos flujo de carga con subestación ramal Río Bravo

SALIDA RÍO BRAVO, FLUJO DE CARGA CON SSEE, POTENCIA ALTA			SALIDA RÍO BRAVO, FLUJO DE CARGA CON SSEE, POTENCIA MEDIA			SALIDA RÍO BRAVO, FLUJO DE CARGA CON SSEE, POTENCIA BAJA		
	I (A)	Ángulo		I (A)	Ángulo		I (A)	Ángulo
Fase R	26	333.123	Fase R	13	333.123	Fase R	6.5	333.123
Fase S	27	213.023	Fase S	13.5	213.023	Fase S	6.75	213.023
Fase T	26	93.897	Fase T	13	93.897	Fase T	6.5	93.897
Neutro	1	73.113	Neutro	1	73.113	Neutro	1	73.113
	Regulación	3.90%		Regulación	2.90%		Regulación	1.90%
	Perdida de activa total	13.5 kW		Perdida de activa total	9.5 kW		Perdida de activa total	7.5 kW

FUENTE: Base de Datos de Instalaciones Deocsa

4.9 Diseño de la subestación

A continuación se hace un diseño sobre el diámetro de la barra colectora y las distancias de diseño de una subestación.

4.9.1 Nivel de aislamiento

Fija la resistencia de aislamiento que debe tener un equipo eléctrico, para soportar sobretensiones.

Estas pueden tener procedencias diferentes:

- a) Externa, la debida a descargas atmosféricas (rayos); es el de mayor importancia en las instalaciones eléctricas con tensiones nominales superiores a 300 kV.
- b) Interna, la debida a maniobras de interruptores. Esta es la de mayor importancia en las instalaciones eléctricas con tensiones nominales superiores a 330 kV.

El nivel de aislamiento de una subestación se fija en función de la tensión nominal de operación. Se conoce con el nombre de nivel básico de impulso y sus unidades se dan en kilovolts.

Tabla XVII. Relación entre el voltaje nominal del sistema y el nivel básico de aislamiento norma IEC

Aplicación	Voltaje nominal del sistema kV rms	Nivel básico de aislamiento al impulso kV
Redes de distribución	1.2	30
	2.5	45
	5	60
	8.7	75
	15	95
	25	150
	34.5	200
	46	250
Sistemas de potencia	69	350
	1.2	45
	2.5	60
	5	75
	8.7	95
	15	110
	25	150
	34.5	200
	46	250
	69	350
	115	550
	138	650
	161	750
	230	1050
	345	1175
500	1675	
765	2050	

4.9.2 Determinación de distancias dieléctricas en subestaciones

En una subestación, para tener una coordinación de aislamiento adecuada, se deben fijar las distancias a través del aire, entre partes vivas de fases diferentes, y entre parte viva de fase a tierra.

Tensión crítica de flameo (TCF) esta es la tensión obtenida en forma experimental, que presenta una probabilidad de flameo del 50%.

La relación entre la TCF y el NBI para una probabilidad de falla del 10%, esta dada por la ecuación:

$$\text{NBI} = 0.961 \times \text{TCF} \quad \dots\text{Ecc. 4.1}$$

En las normas se calcula el valor de la tensión crítica de flameo a partir del nivel básico de impulso al nivel del mar:

$$\text{TCF} = \frac{\text{NBI}}{0.961}$$

Para calcular la TCF para diseño se considera la altitud y humedad.

$$\text{TCF diseño} = \frac{\text{TCF} \times \text{Kh}}{\delta} \quad \dots\text{Ecc. 4.2}$$

En donde:

TCF: Valor de la tensión crítica de flameo en condiciones normales de temperatura, presión y humedad, o sea cuando $\delta = 1$ y $\text{Kh} = 1$.

δ : Factor de densidad del aire de acuerdo con la altitud y temperatura.

Kh : Factor de humedad atmosférica.

La relación entre la TCF diseño y la distancia dieléctrica entre electrodos es tal, que para un impulso producido por un rayo, considerando un gradiente de tensión que varía entre 500 y 600 kV/m, se obtiene la siguiente expresión.

$$\text{TCF diseño} = k \times d \quad \dots\dots\text{Ecc. 4.3}$$

K: Gradiente de tensión en kV/m.

d: Distancia de fase a tierra en metros.

De aquí sustituyendo nos queda la siguiente expresión

$$d = \frac{\text{TCF} \times K_h}{550 \times \delta} \quad \dots\dots\text{Ecc. 4.4}$$

La distancia de fase a fase se considera un factor de 1.8 a 2, por la distancia mínima de fase a tierra.

Tabla XVIII. Distancia mínima de fase a tierra y de fase a fase

Tensión nominal del sistema	NBI kV	δ a 1000 msnm	TCF kV	TCF diseño kV	Distancia mínima de fase a tierra en metros	Distancia mínima de fase a fase en metros
1.2	45	0.893	46.8	52.4	0.095	0.191
2.5	60	0.893	62.4	69.9	0.127	0.254
5	75	0.893	78.0	87.4	0.159	0.318
8.7	95	0.893	98.9	110.7	0.201	0.403
15	110	0.893	114.5	128.2	0.233	0.466
25	150	0.893	156.1	174.8	0.318	0.636
34.5	200	0.893	208.1	233.1	0.424	0.847
46	250	0.893	260.1	291.3	0.530	1.059
69	350	0.893	364.2	407.8	0.742	1.483
115	550	0.893	572.3	640.9	1.165	2.331
138	650	0.893	676.4	757.4	1.377	2.754
161	750	0.893	780.4	873.9	1.589	3.178
230	1050	0.893	1092.6	1223.5	2.225	4.449
345	1175	0.893	1222.7	1369.2	2.489	4.979
500	1675	0.893	1743.0	1951.8	3.549	7.098
765	2050	0.893	2133.2	2388.8	4.343	8.687

Para a una altura mayor a 1000 msnm se utiliza la siguiente expresión:

$$dh = d1000 + 0.0125 \times \left(\frac{h-1000}{1000} \right) \times d1000 \quad \dots \text{Ecc. 4.5}$$

En donde:

dh: Distancia dieléctrica a la altura de h msnm.

d1000: Distancia dieléctrica a la altura de 1000 msnm.

4.9.3 Diseño de barra colectora

Para el cálculo de las barras colectoras primero se determina la corriente nominal para determinar el diámetro de la barra.

$$I_n = \left(\frac{S}{\sqrt{3} V} \right) \quad \dots \text{Ecc. 4.6}$$

I_n : Corriente nominal en amperios.

S : Potencia en kVA.

V : Voltaje en kV.

Tabla XIX. Corriente nominal para una potencia de 14 MVA

P kVA	kV	I_n A
14000	69	117.144
14000	13.8	585.718

Una vez determinado el diámetro de la barra, procedemos a encontrar la longitud del claro por medio de la formula:

$$L = \sqrt[3]{\frac{384 \times 12 \times E \times I}{150 \times 5 \times W}} \quad \dots \text{Ecc. 4.7}$$

En donde:

W : Peso de la barra en lb/pie.

E: Módulo de elasticidad en lb/pulg².

I: Momento de inercia de la sección en pulgadas cuadradas.

L: Claro en pulgadas.

Tabla XX. Longitud del claro para una tensión 69 kV

Tipo	Diámetro en pulgadas	Diámetro en mm	Peso kg/m	Peso lb/pie	Módulo de elasticidad lb/pulg ²	Momento de inercia pulg. cuadradas	L (pulg.)	L (m)
Cobre	0.25	6.54		0.46	17000000	0.003	90.06	2.29
Aluminio	0.75	20.00	0.58	0.39	10000000	0.037	180.12	4.57

Tabla XXI. Longitud del claro para una tensión 13.8 kV

Tipo	Diámetro en pulgadas	Diámetro en mm	Peso kg/m	Peso lb/pie	Módulo de elasticidad lb/pulg ²	Momento de inercia pulg. cuadradas	L (pulg.)	L (m)
Cobre	0.75	20.00	1.93	1.29	17000000	0.037	144.30	3.67
Aluminio	1.00	25.00	0.86	0.58	10000000	0.087	210.04	5.33

4.9.4 Cargas horizontales en las barras

Aquí se consideran los esfuerzos horizontales a que están sujetas las barras, y que son: esfuerzo por cortocircuito, esfuerzo debido a la presión del viento, y el esfuerzo debido a temblores de tierra.

$$F_{cc} = \frac{0.00000432 \times I_{cc}^2 \times L}{D} \quad \dots \text{Ecc. 4.8}$$

Fcc: Fuerza horizontal debida a cortocircuito en libras.

Icc: Corriente máxima de cortocircuito en amperios.

D: Distancia entre conductores en pulgadas.

L: Claro en pies.

4.9.4.1 Esfuerzo debido al viento

Este esfuerzo se debe a la velocidad del viento, que produce una presión en la superficie del conductor.

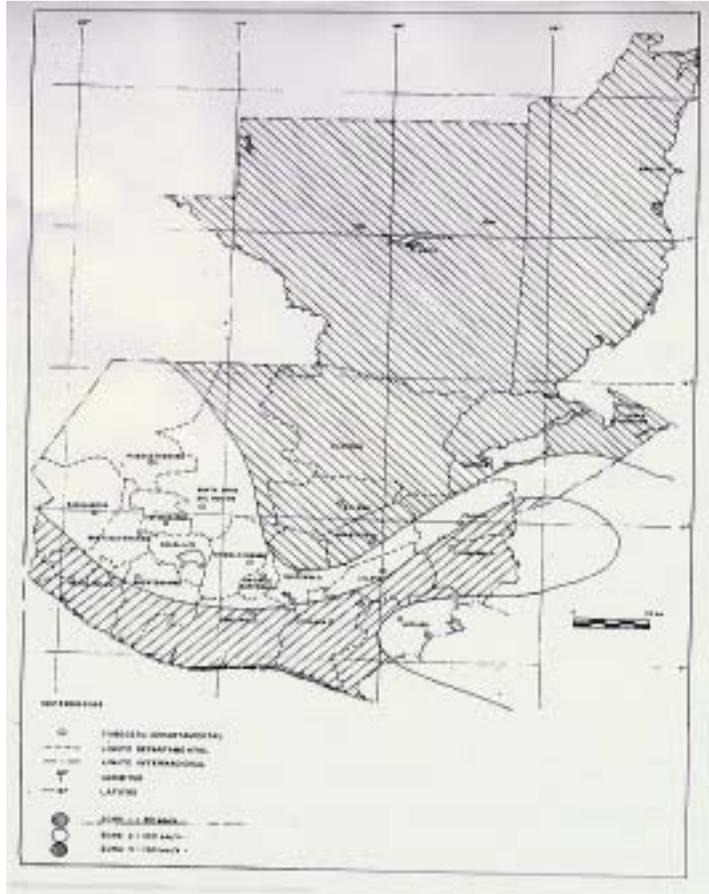
El articulo 19.2 de la NTDOID, divide al país en 3 zonas de carga.

Zona 1 = 80 kilómetros por hora.

Zona 2 = 100 kilómetros por hora.

Zona 3 = 120 kilómetros por hora.

Figura 21. Localización geográfica de las tres zonas



El artículo 19.3 de la NTDOID, nos da la siguiente ecuación para calcular la presión del viento sobre superficies cilíndricas:

$$P = 0.00482 V^2 \quad \dots \text{Ecc. 4.9}$$

P: Presión del viento kg/m^2 .

V: Velocidad del viento km/h .

Tabla XXII. Presiones del viento mínimos para las tres zonas de carga mecánica.

Zona de carga mecánica	Velocidad de viento de diseño km/h	Presión del viento en kg/m ² sobre superficies cilíndricas
1	80	31
2	100	48
3	120	69

De aquí la fuerza debida al viento se calcula de la siguiente manera:

$$F_v = P \times L \times d \quad \dots \text{Ecc. 4.10}$$

En donde:

F_v: Fuerza del viento en kg.

P: Presión por viento en kg/m².

L: Longitud del claro en m.

d: Diámetro exterior del tubo en m.

4.9.3.2 Fuerza debido a temblor

Al considerar el esfuerzo debido a temblor de tierra, se considera un empuje lateral máximo de 0.2 de la aceleración de la gravedad g, lo que se

traduce en multiplicar el peso del tubo por un factor de 0.2 para obtener la fuerza debida a temblor.

$$F_t = W \times 0.2 \quad \dots \text{Ecc. 4.11}$$

En donde:

F_t : Fuerza debida a temblor en lb/pie.

W : Peso en lb/pie.

4.9.3.3 Cálculos

Para encontrar la longitud del claro se utiliza la siguiente formula:

$$L = \frac{R_a}{1.25(0.00000432 \cdot I_{cc}^2/D + 0.000119 \times V^2 \times d)} \quad \dots \text{Ecc. 4.12}$$

L : Longitud del claro en pies.

I_{cc} : Corriente de cortocircuito en amperios.

D : Distancia entre conductores en pulgadas.

d : Diámetro exterior del tubo en pulgadas.

V : Velocidad del viento en pie/seg.

Ra: Resistencia del aislador en libras.

Para nuestro cálculo tomamos en consideración

$$F_{\text{máx.}} = F_{\text{cc}} + F_{\text{v}} \quad \dots\text{Ecc. 4.13}$$

$$F_{\text{máx}} = F_{\text{cc}} + F_{\text{t}} \quad \dots\text{Ecc. 4.14}$$

A continuación se presenta la siguiente tabla para la longitud de la barra a partir de la corriente de cortocircuito, se escogieron 4 diámetros diferentes de conductor de aluminio.

Tabla XXIII. Longitud de la barra a partir de la corriente de cortocircuito

Icc (Amp.)	Ra (lb)	d (pulg.)	D (m)	D (pulg.)	V (pie/seg.)	L (pies)	L (mts.)	Fcc (lb/pie)	Fv (lb/pie)	Ft (lb/pie)	W (lb/pie)
2930	970	0,75	1,5	59,06	72,89	722,61	220,31	0,63	0,47	0,078	0,389
2930	970	1	1,5	59,06	72,89	634,76	193,53	0,63	0,63	0,116	0,579
2930	970	1,25	1,5	59,06	72,89	565,96	172,55	0,63	0,79	0,091	0,456
2930	970	1,5	1,5	59,06	72,89	510,61	155,67	0,63	0,95	0,187	0,937
5600	970	0,75	0,5	19,69	72,89	105,89	32,29	6,88	0,47	0,078	0,389
5600	970	1	0,5	19,69	72,89	103,79	31,64	6,88	0,63	0,116	0,579
5600	970	1,25	0,5	19,69	72,89	101,77	31,03	6,88	0,79	0,091	0,456
5600	970	1,5	0,5	19,69	72,89	99,82	30,43	6,88	0,95	0,187	0,937

Como la fuerza debida a temblor es menor que la fuerza debida al viento, basta con tomar la fuerza debida al viento para nuestros cálculos.

A continuación se presenta la siguiente tabla que toman en cuenta el diámetro y la longitud de separación entre soporte, esta tabla nos da la corriente de cortocircuito en amperios para esos datos.

Tabla XXIV. Corriente de cortocircuito para diferentes diámetros de barra y separación entre fases

Diámetro (pulg.)	Ra (lb.)	Separación entre fases en metros	Separación entre soportes (m)					
			4	6	10	12	14	16
			lcc kA	lcc kA	lcc kA	lcc kA	lcc kA	lcc kA
0.75	970	0.5	16.35	13.32	10.28	9.36	8.65	8.08
1.00	970	0.5	16.33	13.30	10.24	9.33	8.61	8.03
1.25	970	0.5	16.31	13.27	10.21	9.29	8.57	7.99
1.50	970	0.5	16.28	13.24	10.17	9.25	8.53	7.94
2.00	970	0.5	16.24	13.19	10.10	9.17	8.44	7.85
2.50	970	0.5	16.20	13.13	10.03	9.09	8.35	7.76
3.00	970	0.5	16.15	13.08	9.96	9.01	8.27	7.66
4.00	970	0.5	16.06	12.97	9.81	8.85	8.09	7.47
5.00	970	0.5	15.97	12.86	9.66	8.69	7.91	7.28
0.75	970	1	23.12	18.84	14.54	13.24	12.23	11.42
1.00	970	1	23.09	18.80	14.49	13.19	12.18	11.36
1.25	970	1	23.06	18.77	14.44	13.13	12.12	11.29
1.50	970	1	23.03	18.73	14.39	13.08	12.06	11.23
2.00	970	1	22.97	18.65	14.29	12.97	11.94	11.10
2.50	970	1	22.90	18.57	14.18	12.86	11.82	10.97
3.00	970	1	22.84	18.49	14.08	12.74	11.69	10.84
4.00	970	1	22.72	18.34	13.88	12.52	11.44	10.57
5.00	970	1	22.59	18.18	13.67	12.28	11.19	10.29
0.75	970	1.5	28.32	23.08	17.80	16.22	14.98	13.99
1.00	970	1.5	28.28	23.03	17.74	16.15	14.91	13.91
1.25	970	1.5	28.24	22.98	17.68	16.08	14.84	13.83
1.50	970	1.5	28.21	22.94	17.62	16.02	14.77	13.75
2.00	970	1.5	28.13	22.84	17.50	15.88	14.62	13.60
2.50	970	1.5	28.05	22.75	17.37	15.75	14.47	13.44
3.00	970	1.5	27.98	22.65	17.25	15.61	14.32	13.27
4.00	970	1.5	27.82	22.46	17.00	15.33	14.02	12.94
5.00	970	1.5	27.66	22.27	16.74	15.04	13.70	12.61

4.9.4 Distancias de diseño

Las distancias entre partes vivas, que se requiere en instalaciones se calculan de la siguiente manera según norma CEI, estas formulas se aplican hasta una altura sobre el nivel del mar de 1000 metros.

Altura del equipo sobre el nivel del suelo:

$$h_s = 2.30 + 0.0105 \text{ kV}, \quad \dots\text{Ec. 4.15}$$

En donde:

h_s = Altura del equipo.

kV = Voltaje en kV.

Para 69 kV, la altura del equipo es de 3.02 metros.

Para 13.8 kV, la altura del equipo es de 2.45 metros.

En ninguno de estos caso la altura del equipo a proteger no debe de ser inferior a 3 metros, la altura mínima de la base de los aisladores que soportan partes vivas, no debe ser menor a 2.25 metros, que es la altura de una persona.

Altura de las barras colectoras sobre el nivel del suelo:

$$h_b = 5 + 0.0125 \text{ kV}, \quad \dots\text{Ec. 4.16}$$

h_b = Altura de las barras colectoras sobre el nivel del suelo.

kV = Voltaje en kV.

Para 69 kV, la altura de la barra colectora es de 5.86 metros.

Para 13.8 kV, la altura de la barra colectora es de 5.17 metros.

Altura de las líneas de alta tensión sobre el nivel de suelo, en ningún caso esta altura debe ser menor a 6 metros:

$$h_L = 5 + 0.006 \text{ kV}, \quad \dots \text{Ec. 4.17}$$

h_L = Altura de remate de las líneas de transmisión sobre el nivel del suelo.

kV = Voltaje en kV.

Para la línea de 69 kV, la altura es de 5.41 metros.

4.10 Blindaje de las subestaciones eléctricas

Las subestaciones eléctricas, como parte de un sistema eléctrico, están sometidas a los esfuerzos dieléctricos producidos por las sobretensiones que se presentan, estas se pueden agrupar en tres categorías: las debidas a descargas atmosféricas o rayo, las debidas a maniobras de los interruptores (apertura o cierre) y las que ocurren a la frecuencia del sistema, que pueden ser de larga duración, en comparación de las dos primeras que son de naturaleza transitoria.

En caso de sobretensiones de origen atmosférico, conocidas como por rayo, debido a que la subestación es susceptible a descargas directas es necesario aplicar una protección conocida como blindaje de subestación.

El blindaje de la subestación se hace a través de cables de guarda, bayonetas o mástiles.

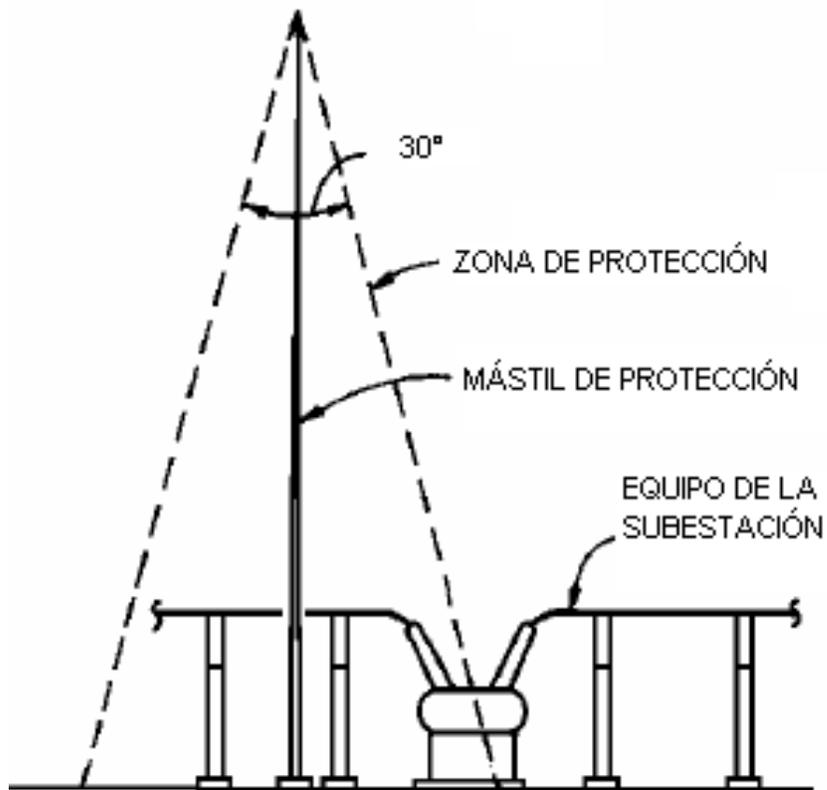
Existen dos métodos para blindar subestaciones:

- a) Por medio de ángulos fijos.
- b) Por medio de modelos electrogeométricos.

El método de ángulos fijos. Consiste en calcular el blindaje con bayonetas o mástiles o con cables (hilos) hilos de guarda que está eléctricamente conectado a la malla o red de tierras de la subestación.

El método para el análisis del blindaje, supone una zona proyectada por debajo de la bayoneta y los cables de guarda en forma de cono. Actualmente el valor aceptado de ángulo para la protección es de 30° .

Figura 22. Ángulo de protección por el método de ángulos fijos



FUENTE: Folleto Blindaje y Coordinación de Aislamiento en las Subestaciones Eléctricas.

El modelo electrogeométrico, se desarrolló en los años 60, ya ha tenido variantes a lo largo del tiempo. El modelo electrogeométrico original fue modificado para la aplicación a subestaciones y se le conoce como el método de la esfera rodante.

Este método toma en cuenta los valores del nivel básico de aislamiento (NBI) del equipo a proteger contra descargas, para un valor dado de la corriente del rayo, la relación entre la corriente del rayo y el NBI del equipo esa dada por:

$$I_s = \frac{2NBI}{Z_o} \quad \dots \text{Ec. 4.18}$$

En donde:

I_s =Corriente del rayo en KA.

Z_o =Impedancia característica de la línea en ohms.

NBI=Nivel básico de aislamiento al impulso en kV.

La distancia de impacto (S) y la corriente del rayo (I_s) están relacionadas por la siguiente ecuación:

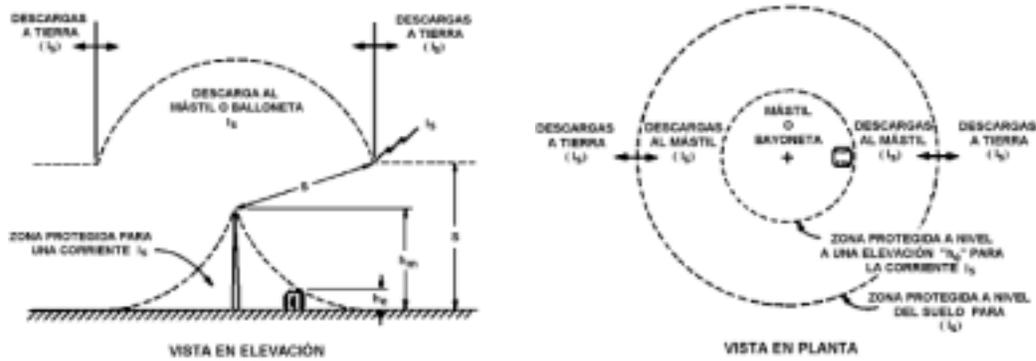
$$S = 8(I_s)^{0.65} \quad \dots \text{Ecc. 4.19}$$

En donde:

S=Distancia de impacto en metros.

La distancia de impacto define una esfera de radio (S) que toca el mástil y tiene una distancia (S) sobre el nivel del suelo.

Figura 23. Distancia S de impacto en zona protegida



FUENTE: Folleto Blindaje y Coordinación de Aislamiento en las Subestaciones Eléctricas.

Para una altura dada de un mástil, la distancia con respecto al mástil, para la cual el equipo de una altura dada está protegido, se calcula a partir de la siguiente ecuación:

$$r = (S^2 - (S - hm)^2)^{1/2} - (S^2 - (S - he)^2)^{1/2} \quad \dots \text{Ec. 4.20}$$

En donde:

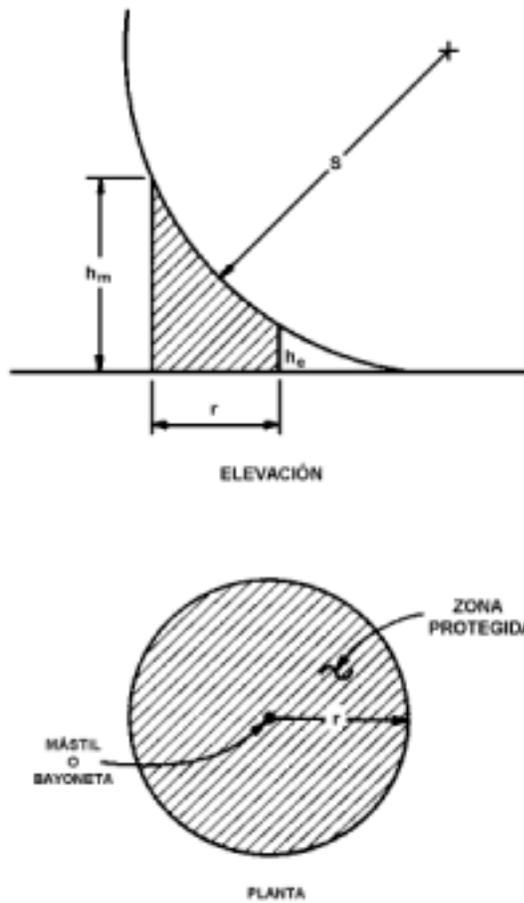
r = radio del área protegida en metros.

hm = altura del mástil en metros.

he = altura del equipo protegido en metros.

La zona de protección para un mástil de blindaje se indica en la siguiente figura.

Figura 24. Zona protegida por un mástil



FUENTE: Folleto Blindaje y Coordinación de Aislamiento en las Subestaciones Eléctricas.

A continuación se considera la zona de protección para la subestación Chicacao, se utilizarán la ecuación 5.1 y 5.2, se considerará el área de la subestación 4,551.91 metros cuadrados. Se considera una corriente de 10kA.

La altura del pórtico de la línea de 69 kV es de 11.75 metros el equipo a proteger mide 3.6 metros. La altura del pórtico para la línea de 13.8 kV es de 10.70 metros el equipo a proteger mide 6 metros.

Línea de 69 kV.

R = 11.15 metros

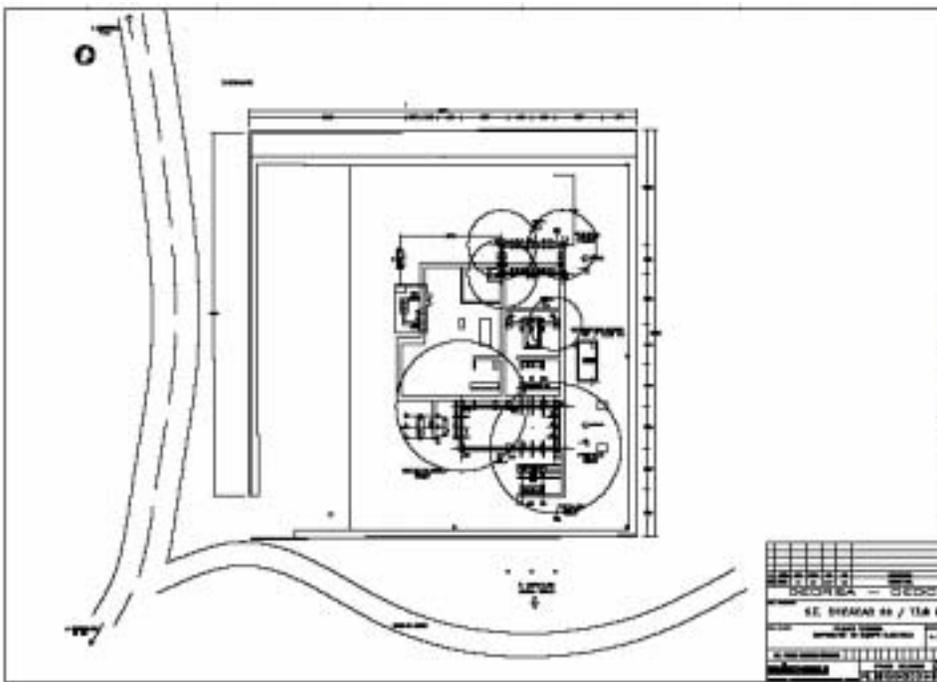
Área a proteger: 390.77 metros cuadrados.

Línea de 13.8 kV.

R = 5.84 metros

Área a proteger: 107.19 metros cuadrados.

Figura 25. Área a proteger por medio de bayonetas



5 DOCUMENTACIÓN DE LA SUBESTACIÓN CHICACAO

5.1 Normas técnicas

Todas las instalaciones deben de cumplir con las Normas UNE, NTDOID, AISC, ASTM. CODIGO ACI, las Recomendaciones de la Comisión Electrotécnica Internacional (CEI), el Reglamento Electrotécnico de Alta Tensión, el Reglamento Electrotécnico de Baja Tensión y las normas, procedimientos y especificaciones de UNION FENOSA DEOCSA. Además, el Instalador cumplirá las disposiciones vigentes relativas a Seguridad e Higiene en el Trabajo, así como el Plan de Seguridad de UNION FENOSA DEOCSA para obras y trabajos en instalaciones de transporte.

5.2 Montaje electromecánico

Para el montaje electromecánico de la subestación Chicacao se hará por medio de los planos presentados para la ejecución del mismo que contempla:

- a) Esquema Eléctrico Unifilar.
- b) Elementos constitutivos: sistema de 69kV, transformador de potencia, sistema de 13.2kV, servicios auxiliares.
- c) Anexos: planos esquema eléctrico unifilar, planta general, esquema unifilar servicios auxiliares.

Figura 26. Subestación Chicacao diagrama unifilar

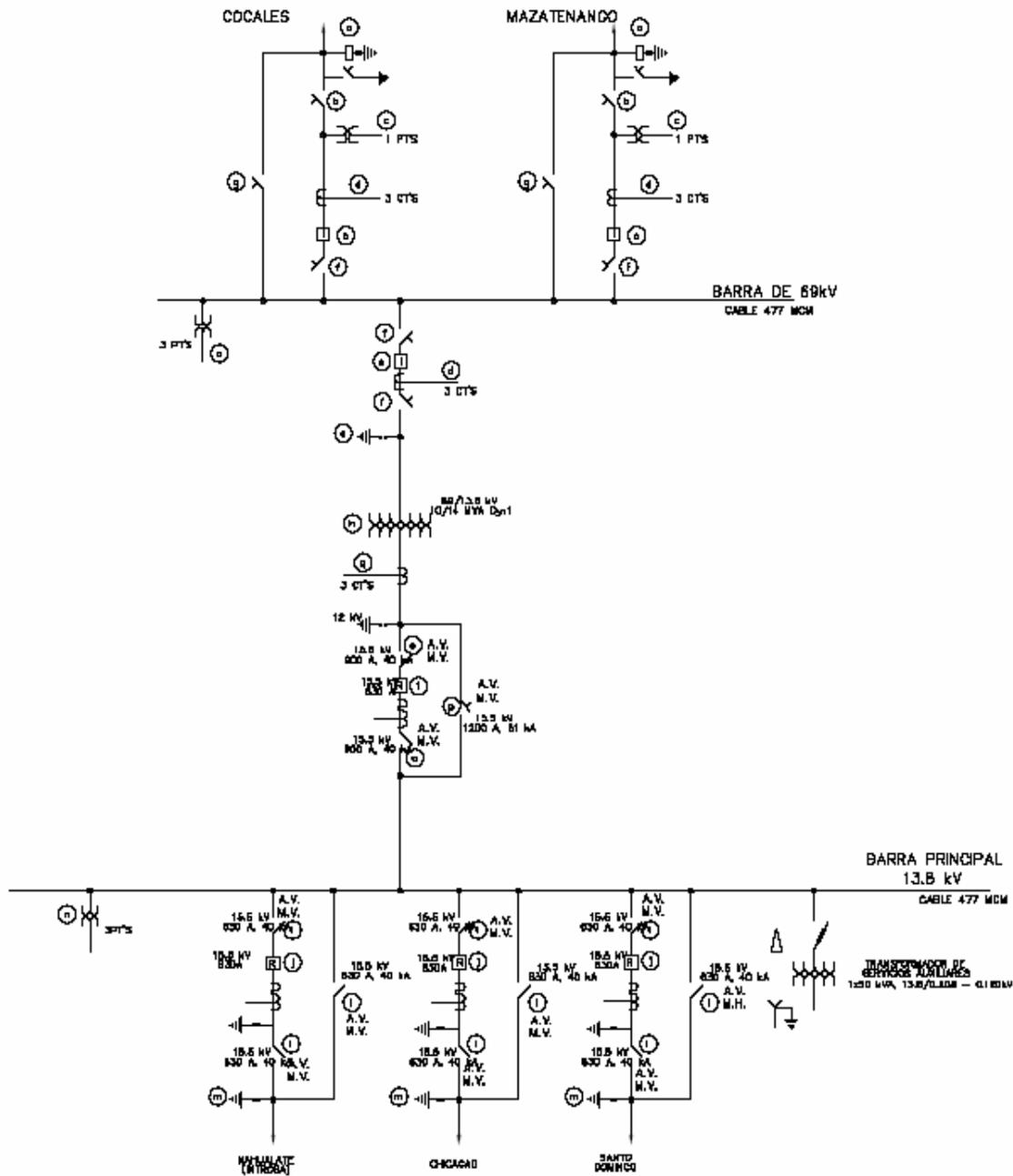


Figura 27. Subestación Chicacao vista de planta

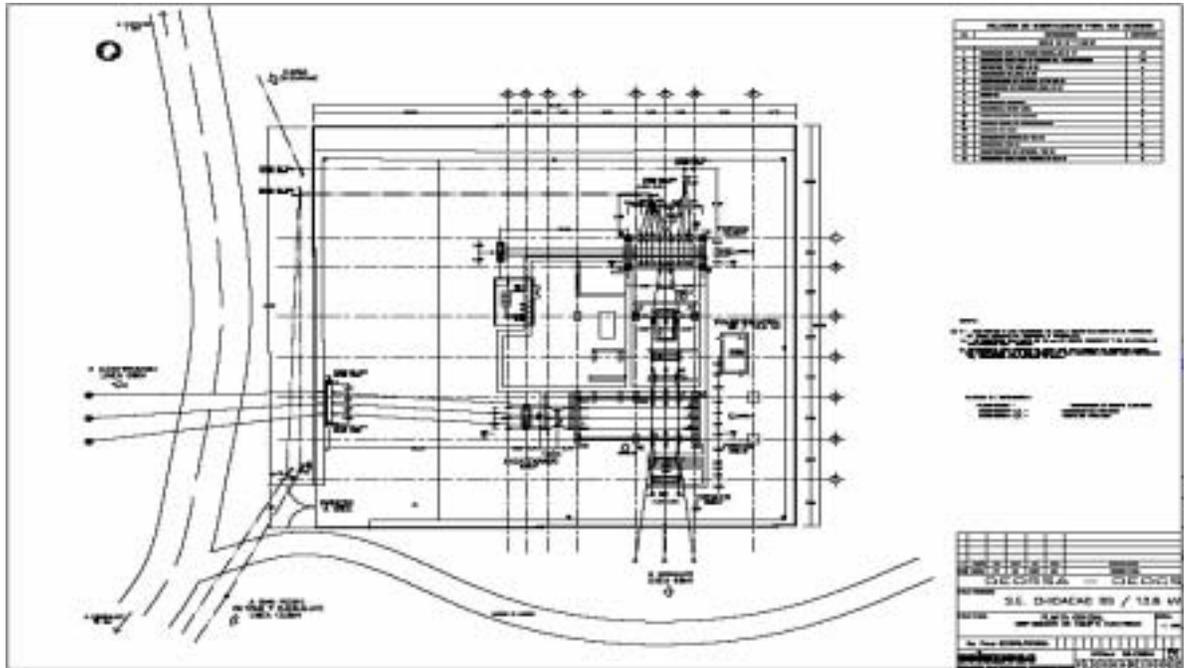
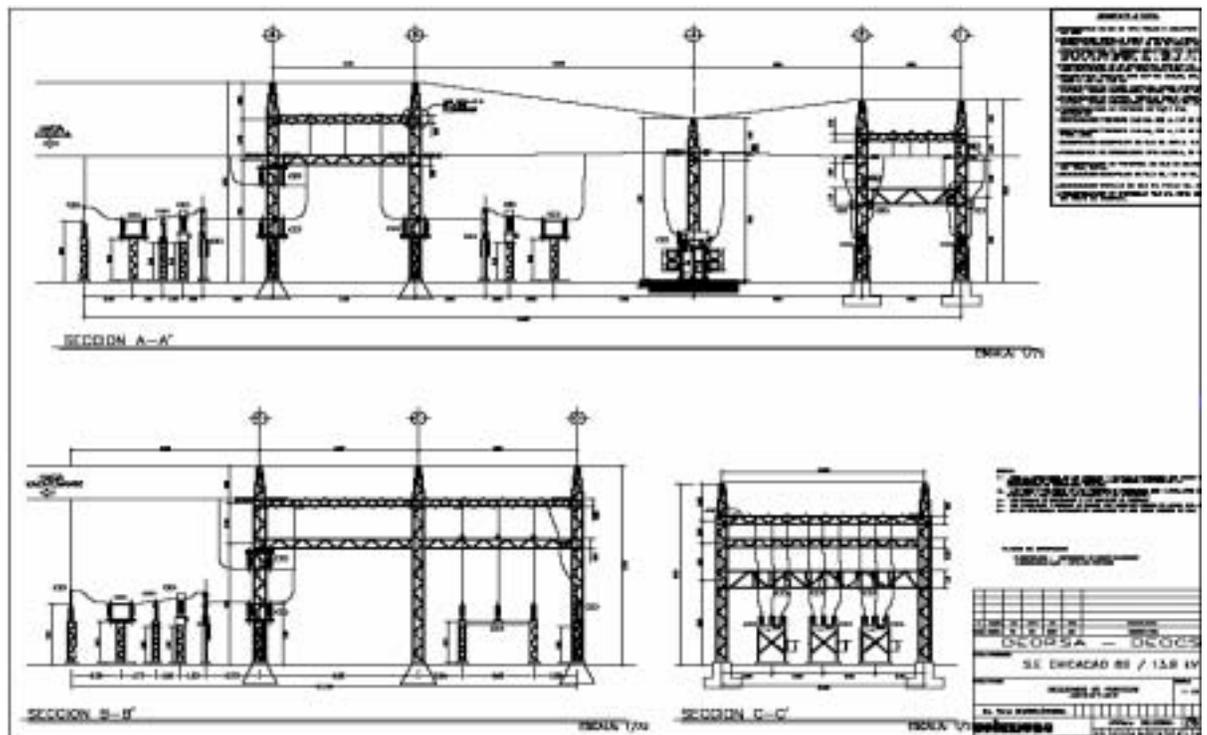


Figura 28. Subestación Chicacao vista de perfil



A continuación se da una breve descripción de los elementos necesarios para el montaje electromecánico de la subestación 69/13.8 kV de Chicacao, así como todos los elementos complementarios necesarios para el correcto funcionamiento:

- a) Montaje de transformadores de tensión inductivos 69 kV.
- b) Montaje de seccionador tripolar doble apertura lateral de 69 kV.
- c) Montaje de seccionador tripolar doble apertura lateral con puesta a tierra 69 kV.
- d) Montaje de interruptor tripolar de SF6 72.5 kV.
- e) Montaje de transformadores de intensidad 72.5 kV.
- f) Montaje de transformador de potencia 69/13.8 kV, 10/14 MVA.
- g) Montaje de pararrayos con contador de descarga.
- h) Montaje de armario de control y protecciones de líneas de 69 kV.
- i) Montaje de armario de control y protecciones de transformador de 10/14 MVA.
- j) Montajes de restauradores de 13.8 kV.
- k) Montajes de seccionadores monopolares de 13.8 kV.

- m) Montajes de seccionador tripolar de 13.8 kV.
- n) Montaje de transformadores de tensión de 13.8 kV.
- o) Montaje de pararrayos de 13.8 kV.
- p) Montaje del armario de facturación.
- q) Montaje del transformador de servicios auxiliares.
- r) Suministro y montaje de la acometida en 13.8 kV para alimentar el transformador de servicios auxiliares.
- s) Montaje del banco de baterías y su cargador de 125 Vcc y 48 Vcc.
- t) Montaje del cuadro de distribución de 120/208 Vac, 125 Vcc y 48 Vcc.
- u) Montaje del sistema de alarma de incendio.
- v) Montaje del sistema de alarma de intrusos.

5.2.1 Pruebas de funcionamiento

Son aquellas pruebas que efectúa el constructor y que sirven para corroborar los componentes de la subestación y su adecuado funcionamiento.

Las pruebas que se deben de tener en cuenta para la puesta en servicio de equipos y sistemas de protección se realizan previo a la verificación de:

- a) Montaje terminado: implantación física del aparellaje y conexionado, armarios de protección y control, armario de medida montado hasta sus bornas de entrada, equipos de telecomunicaciones asociados a los sistemas de protección, equipos de teleprotección.
- b) Pruebas de tierras.
- c) Pruebas de aislamiento en cada uno de los aparatos.
- d) Servicios auxiliares disponibles, tanto en c.c. como en c.a..
- e) Pruebas funcionales locales (aparellaje, en especial seccionadores e interruptor automático).
- f) Documentación técnica del fabricante del interruptor automático, los seccionadores, y los transformadores de intensidad y tensión, tanto principales como auxiliares.
- g) Documentación técnica actualizada y revisada del proyecto de protección y control.

Previo al comienzo de los trabajos de comprobación se deberá de tomar las siguientes precauciones:

- a) Comprobación de ausencia de tensión en el área de trabajo y protección de la misma.

- b) Comprobar que los interruptores automáticos, los seccionadores de barras y los seccionadores de línea se encuentran abiertos y bloqueados mecánicamente.
- c) Señalización de la zona de trabajo y de las zonas próximas en tensión con uso de pantallas de protección si es necesario.
- d) Comprobar que el montaje ha finalizado completamente, habiéndose timbrado e identificados todos los hilos y cables.
- e) Comprobar que todas las alimentaciones tanto desde SS.AA. de c.a. como desde los SS.AA. de c.c. se encuentran disponibles.

El orden que se establece para realizar los trabajos de comprobación es el siguiente:

- a) Normas de seguridad para acceso a la posición: descargo, zona protegida y zona de trabajo.
- b) Inspección del montaje de los equipos de protección.
- c) Comprobación del cableado de los circuitos de protección y medida con la sección correcta de hilo o cable.
- d) Comprobación de los circuitos de mando y señalización del interruptor y seccionadores.
- e) Comprobación de los circuitos de selección de tensiones en caso que los haya.

- f) Comprobación de los transformadores de intensidad y tensión con la sección correcta de hilo o cable.
- g) Pruebas de los equipos de protección.

5.2.2 Pruebas de recepción

Son las pruebas que realiza la empresa UNION FENOSA, para corroborar el funcionamiento adecuado del equipo.

Se efectuarán las siguientes pruebas o ensayos, sin que esta relación sea limitativa:

Comprobación general de las instalaciones, disposición, nivelación, verticalidad, conexiones, par de apriete de los tornillos, terminación de cables y apriete de bornas de cuadros, etc.

- a) Pruebas mecánicas.
- b) Pruebas de funcionamiento mecánico de los equipos (manual).
- c) Comprobación de fases.
- d) Comprobación red de tierras.
- e) Medidas de resistencia de aislamiento.
- f) Ensayos para la localización de posibles cortocircuitos.

- g) Ensayos para localización de derivaciones a tierra o conexiones equivocadas.
- h) Pruebas pre - operacionales de funcionamiento (eléctrico).
- i) Pruebas de funcionamiento e internas.
- j) Pruebas de recepción.

A continuación se adjunta que prueba se le realiza al transformador de tensión de línea: se deben de anotar los valores nominales de los transformadores de tensión de línea.

- a) Prueba de polaridad.
- b) Marcado de las bornas primarias y secundarias indicando polaridad.
- c) Comprobación de puesta a tierra de la borna correspondiente.
- d) Continuidad de los circuitos de tensión entre la caja de bornas de los transformadores de tensión principales y la caja de centralización de tensiones.
- e) Secundarios no utilizados en circuito abierto.
- f) Comprobación de bornas, su apriete y el conexionado del circuito de tensión de protección.

- g) Comprobación de bornas, su apriete y el conexionado del circuito de tensión de medida.
- h) Medida de aislamiento de cada uno de los circuitos secundarios.
- i) Puesta a tierra de la pantalla de las mangueras en el punto más cercano a la tensión, solamente.
- j) Inyección secundaria con todos los equipos conectados desde caja centralización de tensiones.

5.3 Costos incurridos en la implementación de la subestación

Los costos incurridos en el proyecto de construcción de la subestación dependen del proceso de licitación el cual se hace a través de oposición de ofertas que realizan varias empresas especializadas en el ramo. Dependiendo del número de ofertas se escoge la que llene los lineamientos técnicos solicitados así como la mejor oferta económica e historial de la empresa ofertante.

Los costos en la licitación se dividen en dos partes:

- a) La obra civil, que contempla desde limpieza del terreno hasta la construcción de los pórticos de la subestación.
- b) El montaje electromecánico, que consiste en el montaje del equipo que compone la subestación como CT'S, PT'S, transformador de potencia, equipos de control, iluminación, alarmas, incluyendo las pruebas.

- c) Los costos por el montaje electromecánico de una subestación varía en cada una, aproximadamente este costo tiene un valor entre Q. 900,000.00 y Q. 1,000,000.00.

A continuación se presenta una tabla con los desgloses principales en el montaje electromecánico de una subestación.

Tabla XXV. Precio por instalación del montaje electromecánico

Cantidad	Descripción	Costo montaje	Total costo montaje
1	Transformador de potencia 10MVA	Q 60,000.00	Q 60,000.00
1	Obra civil transformador de potencia 10 MVA	Q 50,000.00	Q 50,000.00
1	Entrada y salida de subestación, incluyendo servicios auxiliares	Q 650,000.00	Q 650,000.00
2	Montaje seccionador tripolar	Q 30,000.00	Q 60,000.00
1	Montaje interruptor tripolar	Q 25,000.00	Q 25,000.00
1	Montaje transformador de corriente	Q 40,000.00	Q 40,000.00
1	Montaje pararrayos	Q 15,000.00	Q 15,000.00
3	Montaje transformador de tensión	Q 10,000.00	Q 30,000.00
Total montaje electromecánico:			Q 930,000.00

El costo presente viene dado por:

$$P = (P/A, i \%, n) = A \times \frac{(1+i)^n - 1}{i(1+i)^n} \quad \dots \text{Ec. 5.1}$$

En donde:

P = valor presente de inversión.

A = costo anual.

i = Tasa de interés.

n = numero de años.

El costo por mantenimiento preventivo es de 30,000.00 quetzales anuales.

Con el costo por mantenimiento preventivo y la inversión por el montaje electromecánico, podemos calcular el costo de inversión presente tomando en cuenta un periodo de vida de 20 años con una tasa de interés del 10%.

$$P = Q. 1,185,406.91$$

Este seria la inversión que tendría que hacerse ahora para poder mantener la subestación por un periodo de 20 años.

5.4 Análisis económico

Para el análisis económico de las pérdidas de potencia por ramal se utilizara la siguiente formula:

$$C_p = \frac{\text{potencia pérdidas} \times (\text{Fc} \times 8760 \times \text{coste energía} + 12 \times \text{Fs} \times \text{coste potencia})}{1000} \quad \dots \text{Ecc. 5.2}$$

$$F_p = (1 - X) \times F_c^2 + X + F_c \quad \dots\dots\text{Ecc. 5.3}$$

En donde:

Cp: costo perdidas \$.

Fp: factor de perdidas adimensional.

Fs: factor de simultaneidad con la demanda máxima se toma el valor de 0.7 adimensional.

X: constante adimensional e igual a 0.15.

Fc: factor de carga del circuito adimensional. Valor promedio para la empresa 0.6.

Tiempo es 7860 horas en un año.

Tabla XXVI. Costos de energía y potencia

	NO-SOCIAL	SOCIAL
Energía	0,057736 US\$-kWh	0,0208745 US\$-kWh
Potencia	0,394 US\$-Kw mes	4 US\$-kW mes

A continuación se presenta la tabla de lo que cuesta construir una subestación completa promedio este valor no es exacto pero si aproximado:

Tabla XXVII. Costo de una subestación

Descripción	Convencional	Costo Q. Convencional
Equipo y materiales	50%	6.000.000,00
Mano de obra	28%	3.360.000,00
Transporte y aduana	8%	960.000,00
Terreno	4%	480.000,00
Indirectos	4%	480.000,00
Estudios	2%	240.000,00
Puesta en servicio	4%	480.000,00
Total	100%	12.000.000,00

Este costo es de Q. 12,000,000.00 el valor no incluye el impuesto al valor agregado IVA.

Actualmente sin la subestación Chicacao las perdidas económicas que se tienen en las tres salidas de media tensión son:

Tabla XXVIII. Pérdidas económicas de las SMT sin la subestación Chicacao

Nombre SMT	Potencia (W)	Factor (NO SOCIAL)	Costo de las pérdidas (NO SOCIAL)	
San Gabriel	222,900	0.204	\$45,380.99	Q340,357.39
San Antonio	882,300	0.204	\$179,630.52	Q1,347,228.92
Río Bravo	204,200	0.204	\$41,573.79	Q311,803.41

El costo que se paga actualmente por las pérdidas sufridas sin la subestación Chicacao son de Q. 2,480,623.61.

Con la nueva configuración las perdidas económicas en las salidas de media tensión serian:

Tabla XXIX. Pérdidas económicas de las SMT con la subestación Chicacao

Nombre SMT	Potencia (kW)	Factor (NO SOCIAL)	Costo de las pérdidas (NO SOCIAL)	
San Gabriel	11,500	0.204	\$2,341.32	Q17,559.94
San Antonio	148,800	0.204	\$30,294.71	Q227,210.32
Río Bravo	110,000	0.204	\$22,395.28	Q167,964.62
San Miguel Panan	6,260	0.204	\$1,274.50	Q9,558.71
San Pedro Cutzan	13,600	0.204	\$2,768.87	Q20,766.53
San José El Ídolo	13,500	0.204	\$2,748.51	Q20,613.84

FUENTE: Base de Datos de Instalaciones Deocsa

El costo que se pagaría con la subestación Chicacao por las pérdidas sufridas sería de Q. 463,673.96.

La diferencia entre el costo por pérdidas anterior y el actual sería:

Ahorro Q. = pérdidas sin subestación – pérdidas con subestación

Ahorro Q. = Q. 2,480,623.61 - Q. 463,673.96 = Q. 2,016,949.65.

Entonces el ahorro obtenido por año al construir la subestación Chicacao sería de Q. 2,016,949.65.

Según la ecuación 3.1 tenemos que el tiempo en que se recupera la inversión sería de:

$$n = \frac{\text{Ln} \left(\frac{A}{A - iP} \right)}{\text{Ln} (i + 1)}$$

Datos:

$$P = Q. 12,000,000.00.$$

$$A = Q. 2,016,0949.65.$$

$$i = 10 \%$$

El resultado sería $n = 9.482$ años.

Esto nos indica que para recuperar la inversión hecha en la subestación Chicacao tardaríamos 9 años y seis meses.

CONCLUSIONES

1. En Guatemala, el crecimiento demográfico en el área rural ha sido desordenado, por lo cual se hace necesario la mejora de las redes de distribución y el ordenamiento de las mismas.
2. Con esto se beneficia a los usuarios de las empresas de distribución de energía eléctrica. Esto se traduce en un servicio continuo y confiable.
3. Al implementar la subestación de Chicacao se beneficiara a la población del sector, ya que se reducirán las longitudes de las líneas de media tensión y mejorara el servicio en el lugar.
4. Los costos en la ejecución de la subestación Chicacao constituye un aporte económico importante por parte de DEOCSA. Ya que al estar ésta concluida y en funcionamiento, beneficiará a la población del lugar; esto es un aporte importante para el país, ya que se ayuda también al crecimiento económico de la región.

RECOMENDACIONES

1. Es importante que la población crezca en una forma ordenada, ya que esto contribuye a evitar el desordenamiento de las redes de distribución de energía.
2. Es importante tener en cuenta que las redes en el país, específicamente en el área rural, son de varios años y por lo tanto no se adaptan a los requerimientos actuales. Por lo que constituye un esfuerzo económico por parte de las empresas, mejorar las mismas.
2. Este trabajo no pretende crear una base o medio para la construcción de subestaciones, ni mucho menos una guía para las mismas.
3. Todo el proceso que lleva la construcción de una subestación constituye un esfuerzo importante, debido a la cantidad de problemas que ésta conlleva.
4. Este trabajo está dirigido para personas que no tengan conocimiento del proceso requerido para la construcción de una subestación, y puedan tener una base del punto de inicio de la misma y el proceso para llegar a la finalización de la misma.
5. Es necesario hacer énfasis que, antes de funcionar una subestación, ésta debe cumplir con las normas establecidas en el país. así como de las pruebas de funcionamiento de la misma para evitar dañar el equipo,

ya que el costo del mismo es demasiado elevado como para dejar pasar por alto las mismas.

- 6 En cualquier subestación, los costos de ejecución son elevados y la recuperación de capital es a largo plazo.

BIBLIOGRAFÍA

1. Graus , Jhon D., **Electro-magnetismo**. 3^a. ed.; México, Mc Graw-Hill.
2. Grainger, Jhon J. y William D. Stevenson Jr. **Análisis de sistema de potencia**. Mc Graw-Hill.
3. Martín , José Raúl, **Diseño de subestaciones eléctricas**. Mc Graw-Hill.
4. Toledano, José C. y Juan J. Martínez. **Instalaciones Eléctricas en media y baja tensión**. Paraninfo.
5. José C. Toledano Juan J. Martínez. **Puesta a tierra en edificios y en instalaciones eléctricas**. Paraninfo.
6. BLANK, Leland y Anthony Tarquín. **Ingeniería económica**. 3^a. ed.; México, McGraw-Hill, 1992.
7. Nuevas especificaciones técnicas de construcción de líneas y redes de Unión FENOSA (Deocsa-Deorsa).
8. Normas técnicas del servicio de distribución, NTSD. Resolución CNEE No. 09-99.
9. Folleto. Blindaje y Coordinación de Aislamiento en las Subestaciones Eléctricas.
10. Información alfanumérica. Sistema de Gestión Comercial de DEOCSA.
11. Información alfanumérica del sistema de Base de Datos de Instalaciones de Deocsa.
12. Documentación Demográfica. Instituto Nacional de Estadística INE.
13. Folleto. Documento Informativo ASEA, 1978.