



UNIVERSIDAD POLITECNICA SALESIANA

SEDE GUAYAQUIL

FACULTAD DE INGENIERIAS

CARRERA DE INGENIERIA ELECTRICA

PROYECTO DE GRADO

Previa a la obtención del Título de:

INGENIERO ELECTRICO

Con mención en:

**SISTEMAS DE POTENCIA Y DISEÑO DE
MAQUINARIAS**

TEMA:

**MANTENIMIENTO DE SISTEMAS ELECTRICOS DE
DISTRIBUCION**

AUTORES:

JORGE PÁVEL ORDOÑEZ SANCLEMENTE

LEONARDO GABRIEL NIETO ALVARADO

DIRECTOR:

ING. ORLY GUZMAN KURE

Guayaquil, febrero 2010

DECLARATORIA DE RESPONSABILIDAD

“La responsabilidad por los hechos, ideas, y análisis realizados expuestos en esta tesis de grado nos corresponden exclusivamente; y el patrimonio intelectual de la misma a la UNIVERSIDAD POLITECNICA SALESIANA”

Sr. Pavel Ordoñez S.

Sr. Leonardo Nieto A.

AGRADECIMIENTO

A todas las personas que de uno u otro modo colaboraron con la realización de este trabajo y especialmente al Ing. Orly Guzmán Kure director de proyecto por su invaluable ayuda.

DEDICATORIA

A nuestros padres

A nuestros hermanos

A toda la familia en general

INDICE GENERAL

	Pág.
Declaratoria de responsabilidad.	I
Agradecimiento.	II
Dedicatoria.	III
Resumen.	XIII
Introducción.	XIV
CAPITULO I;	
<u>ANALISIS DEL MANTENIMIENTO</u>	15
1.1 - Conceptos Básicos.	15
1.1.1-Mantenimiento.	15
1.1.2- Tipos de mantenimiento.	15
1.1.2.1- Mantenimiento predictivo.	15-17
1.1.2.2- Mantenimiento preventivo.	17-18
1.1.2.3- Mantenimiento correctivo.	18-19
1.1.3- Objetivos del mantenimiento.	19-20
1.2 -Recursos necesarios para la realización de toda tarea de mantenimiento.	20
1.2.1- Restricciones frecuentes en los procesos de mantenimiento.	20-21
1.2.2- Estructura del mantenimiento.	21
1.2.3- Metodologías para el mantenimiento.	21-22
1.2.3.1- Ejemplo de análisis del mantenimiento	23
1.3- El mantenimiento es para.	23
1.3.1- Procedimiento para mejoría de la confiabilidad.	24
1.4- Objetivos de las tareas para llevar a cabo un mantenimiento	24

CAPITULO II;	
<u>SISTEMA DE ELÉCTRICO DE DISTRIBUCION</u>	25
2.1- Concepto de sistema eléctrico de distribución.	25
2.1.1- Especificación técnica de un sistema de distribución.	25
2.2- Clasificación de los sistemas de distribución.	25
2.2.1- Sistemas de distribución industrial.	27
2.2.1.1- Características de operación.	27
2.2.2- Sistemas de distribución comerciales.	27
2.2.3- Sistemas de distribución urbana.	28
2.2.4- Sistemas de distribución rural.	28
2.3- Clasificación de las redes.	28
2.3.1- Los sistemas radiales.	29
2.3.2- Los sistemas anillados.	29-30
2.4- Elementos que componen el sistema de distribución.	30
2.4.1- Sistema de subtransmisión.	30
2.4.2- Subestación de distribución.	30
2.4.3- Sistema de distribución primaria.	31
2.4.4- Transformadores de distribución.	31
2.4.5- Redes de distribución secundarias.	31
2.4.6- Acometidas.	31
2.4.7- Red de alumbrado público.	31
2.4.8- Contadores de energía (medidores).	31
CAPITULO III;	
<u>MATERIALES A UTILIZARSE EN MANTENIMIENTO</u>	
<u>DE SISTEMAS DE DISTRIBUCION.</u>	32
3.1- Pértiga telescópica.	33
3.2- Pértiga universal y accesorios.	34
3.3- Probador de aislamiento de pértiga.	35
3.4- Rompe carga.	36

3.5- Verificador de ausencia de tension.	37
3.6- Kilovoltmetro.	38
3.7- Medidor de resistencia de aislamiento.	39
3.8- Polea de servicio.	40
3.9- Multímetro digital y Voltiamperímetro 750v 0-1000A.	41
3.10- Equipo termovisor.	42
3.11- Equipo de puesta a tierra tipo bastón para aterrizamiento temporal de redes de baja tensión.	
Utilizadas en los mantenimientos de líneas aéreas desenergizadas.	43
3.12- Mantas dieléctricas, abierta y cerrada.	44
3.13- Escalera de fibra de vidrio, tipo extensible dieléctrica.	45
3.14- Carro canasta.	46
3.15- Herramientas varias.	47
CAPITULO IV;	
<u>PROCEDIMIENTO PARA EL MANTENIMIENTO DE</u>	
<u>LOS EQUIPOS DE UN SISTEMA DE DISTRIBUCION</u>	48
4.1- Descripción del mantenimiento de equipos.	48
4.2- Subestaciones: operación y mantenimiento.	48
4.2.1- Componentes básicos de una subestación.	48-49
4.2.2- Mantenimiento de las subestaciones.	49
4.2.3- Aceite aislante de transformadores.	49
4.3- Pararrayos.	50
4.3.1- Criterio de mantenimiento.	50
4.3.2- Pararrayos de punta.	50
4.3.3- Red conductora.	50
4.3.4- Pararrayos radiactivos	50
4.4- Red de tierras.	51
4.4.1- Arqueta de conexión.	51
4.4.2- Puesta a tierra provisional (en obras, ferias, reparaciones, etc.).	51
4.5- Centros de transformación.	51
4.5.1- Equipo transformador.	52

4.5.2- Línea de puesta a tierra de masas metálicas.	52
4.5.3- Local.	
52-53	
4.6- Red exterior.	53
4.6.1- Conducción de distribución en A.T. enterrada.	53
4.6.2- Línea de distribución en baja tensión, aérea por fachada.	53
4.6.3- Línea de distribución en baja tensión, aérea y tensada.	53
4.6.4- Conducción de alumbrado.	54
4.6.5- Arqueta de alumbrado.	54
4.6.6- Armario de acometida.	54
4.7- Red de baja tensión	54
4.7.1- Cuadro general de distribución.	54
4.7.2- Instalación interior.	54
4.7.3- Red de equipontecialidad	55
4.7.4- Cuadro de protección de líneas de fuerza motriz.	55
4.7.5- Barra de puesta a tierra colocada.	55
4.7.6- Línea principal de tierra (en conducto de fábrica o bajo tubo).	55
4.8- Alumbrado exterior e interior.	55
4.8.1- Alumbrado exterior.	
55-56	
4.8.2- Alumbrado interior.	56
CAPITULO V;	
<u>SEGURIDAD INDUSTRIAL</u>	57
5.1- Prevención y protección sobre riesgos eléctricos.	57
5.2- El riesgo eléctrico.	57
5.3- Factores que contribuyen a los accidentes.	57
5.3.1- Factores técnicos.	58
5.3.2- Factores humanos.	58
5.3.3- Factores organizativos.	58
5.4- Elementos principales determinantes de accidentes.	58
5.5- Tipos de accidentes eléctricos.	59

5.5.1- Contactos directos.	59-60
5.5.1.1- Protección contra contactos directos.	60
5.5.1.2- Alejamiento de las partes activas.	60
5.5.2- Contactos indirectos.	60
5.6- Aparatos eléctricos de baja tensión.	61
5.7- Generalidades.	62
5.8- Trabajos en líneas sin tensión y con tensión.	63
5.8.1- Trabajos sin tensión.	63-64
5.8.2- Trabajos con tensión.	64-65
5.9- Material de seguridad.	65
5.10- La protección personal.	66
5.11- Lesiones que produce su paso por el cuerpo humano.	66
5.11.1- Intensidad.	67
5.11.2- Resistencia.	68
5.11.3- Tiempo de contacto.	68-69
5.11.4- Tensión.	69
5.12- Prescripciones de seguridad y primeros auxilios.	69
5.12.1- Salvamento.	70

CAPITULO VI;

ADMINISTRACION Y APLICACIÓN DE MANTENIMIENTO EN LA CATEG.

71

6.1- Función del departamento.	71
6.2- Proceso de recopilación de información al ocurrir una falla.	71
6.3- Registro de Interrupciones.	71-72
6.4- Calidad del servicio técnico.	73
6.5- Clasificación y estadística de las interrupciones en la Categ.	74
6.5.1- Clasificación de interrupciones.	74
6.5.2- Análisis de frecuencia y duración.	75
6.5.3- Parámetros económicos en la toma de decisiones.	75-76
6.6- Índices basados en el sistema.	76
6.6.1- Frecuencia [Interrupciones/año].	77

6.7- Índices orientados al consumidor.	77
6.7.1- Disponibilidad [horas/año].	77-81
6.8- Estadística de problemas dados en la categ durante el año 2009.	81
6.9- Análisis estadístico del número de quejas dado en el año 2009.	82
6.10- Principio de pareto.	82
6.10.1- Definición de pareto.	82
6.11- Aplicación.	
83-89	
6.11.1- Clasificación por problemas y quejas en el año.	90
6.11.2- Clasificación por porcentaje de quejas en el año.	91
6.11.3- Resultado total de las causas de quejas por el usuario.	92
6.11.4- Clasificación por problemas en sectores de la ciudad de Guayaquil.	94
6.11.5- Porcentaje de problemas en sectores de la ciudad de Guayaquil.	95
6.11.6- Resultado total de los sectores con más quejas por el usuario.	96
6.12- Conclusiones.	98
6.13- Recomendaciones.	99-100
6.10- Bibliografía.	101

INDICE DE ILUSTRACIONES

FIGURAS

Fig1. Estructura de un sistema eléctrico de distribución.	26
Fig2. Sistema radial.	29
Fig3. Sistema anillado.	30
Fig4. Pértiga telescópica	33
Fig5. Pértiga universal y accesorios.	34
Fig6. Probador de aislamiento de pértiga.	35
Fig7. Rompe carga y sus accesorios.	36
Fig8. Verificador de ausencia de tensión.	37
Fig9. Kilovoltímetro.	38
Fig10. Medidor de resistencia de aislamiento.	39
Fig11. Poleas de servicio.	40

Fig12. Multimetro digital y Voltiamperimetro de gancho.	41
Fig13. Equipo Termovisor.	42
Fig14. Equipos de puesta a tierra.	43
Fig15. Mantas dieléctricas.	44
Fig16. Escalera telescópica de fibra de vidrio.	45
Fig17. Carro canasta.	46
Fig18. Herramientas varias.	47
Fig19. Subestación.	48
Fig20. Red de tierras de una subestación.	51
Fig21. Seguridad industrial.	57
Fig22. Contactos directos.	59
Fig23. Contactos indirectos.	60
Fig24. Cinco reglas de oro para trabajar sin tensión.	63
Fig25. Trabajos en líneas energizadas.	64
Fig26. Material de seguridad.	65
Fig27. P.A.S	69
Fig28. Seguridad de personas y bienes.	70
Fig29. Tiempo de interrupción del servicio.	81
Fig30. Representación del análisis de pareto.	82
Fig31. Análisis de pareto de tipos de fallas Anual – Acumulado.	93
Fig32. Análisis de pareto de tipos de fallas Frecuencia – Acumulado.	93
Fig33. Análisis de pareto de sectores con más problemas Anual–Acumulado.	97
Fig34. Análisis de pareto de sectores con más problemas Anual–Acumulado.	97

TABLAS

TABLA 1: Clasificación de las interrupciones.	74
TABLA 2: Cuadro de interrupciones de servicio suministrado el departamento de quejas de la CATEG.	79-80
TABLA 3: Cuadro de quejas suministrado por el departamento de mantenimiento de la CATEG del mes de Enero.	84
TABLA 4: Cuadro de quejas suministrado por el departamento de mantenimiento de la CATEG del mes de Febrero.	84
TABLA 5: Cuadro de quejas suministrado por el departamento de mantenimiento de la CATEG del mes de Marzo.	85
TABLA 6: Cuadro de quejas suministrado por el departamento de mantenimiento de la CATEG del mes de Abril.	85
TABLA 7: Cuadro de quejas suministrado por el departamento de mantenimiento de la CATEG del mes de Mayo.	86
TABLA 8: Cuadro de quejas suministrado por el departamento de mantenimiento de la CATEG del mes de Junio.	86
TABLA 9: Cuadro de quejas suministrado por el departamento de mantenimiento de la CATEG del mes de Julio.	87
TABLA 10: Cuadro de quejas suministrado por el departamento de mantenimiento de la CATEG del mes de Agosto.	87
TABLA 11: Cuadro de quejas suministrado por el departamento de mantenimiento de la CATEG del mes de Septiembre.	88
TABLA 12: Cuadro de quejas suministrado por el departamento de mantenimiento de la CATEG del mes de Octubre.	88
TABLA 13: Cuadro de quejas suministrado por el departamento de mantenimiento de la CATEG del mes de Noviembre.	89
TABLA 14: Cuadro de quejas suministrado por el departamento de mantenimiento de la CATEG del mes de Diciembre.	89
TABLA 15: Resultado total de los tipos de fallas ocurridas en el 2009 el sistema de distribución de la CATEG.	90

TABLA 16: Porcentaje total de los tipos de fallas ocurridas en el 2009 el sistema de distribución de la CATEG.	91
TABLA 17: Datos de las sumatoria de quejas y porcentajes en el año.	92
TABLA 18: Principales fallas en el sistema de distribución de la categ.	92
TABLA 19: Resultado total de los sectores con más problemas en el 2009 el sistema de distribución de la CATEG.	94
TABLA 20: Porcentaje total de los sectores con más problemas en el 2009 el sistema de distribución de la CATEG.	95
TABLA 21: Datos de las sumatoria de quejas y porcentajes en el año.	96
TABLA 22: Principales sectores con problemas del sistema de distribución.	96

RESUMEN

El presente trabajo desarrolla el estudio de las normas y pasos a seguir en Mantenimientos a los Sistemas Eléctricos de Distribución comprendiendo todas las etapas de los mismos.

El objeto del presente artículo es aportar una visión de conjunto sobre el mantenimiento de Redes de Distribución de energía eléctrica en el momento actual, en el que aparecen nuevos retos para la empresa distribuidora de energía en un entorno cambiante, competitivo y cada vez más complejo.

Trataremos de buscar nuevos enfoques que superen al tradicional en esta materia, fuertemente ligado a una orientación al servicio público y a la atención de averías, acercándonos a materias como la orientación a la seguridad, a la calidad y a la protección del medio ambiente.

Con objeto de acotar y centrar la materia a tratar, nos ceñiremos, según la clasificación que establece la legislación, al concepto de redes de distribución, diferenciándolas de las de transporte. Esta clasificación, además de ir ligada de forma sencilla al nivel de tensión utilizado, se traduce, en general, en las organizaciones de mantenimiento de las empresas, y en las técnicas empleadas, por lo que el análisis será más sencillo.

INTRODUCCION

El mantenimiento no es una función "miscelánea", produce un bien real, que puede resumirse en: capacidad de producir con calidad, seguridad y rentabilidad.

La elaboración de un plan de mantenimiento puede hacerse de tres formas:

- **Modo 1:** Realizando un plan basado en las instrucciones de los fabricantes de los diferentes equipos que componen los Sistemas Eléctricos de Distribución.
- **Modo 2:** Realizando un Plan de mantenimiento basados en instrucciones genéricas y en la experiencia de los técnicos que habitualmente trabajan en los Sistemas.
- **Modo 3:** Realizando un plan basado en un análisis de fallos que pretenden evitarse.

Para la realización del presente proyecto se ha desarrollado una base de datos estadísticos de operación, falla y mantenimiento de los elementos que componen el sistema eléctrico de distribución de la empresa electrica de Guayaquil considerando los datos recogidos durante el año 2009.

CAPITULO I

ANALISIS DEL MANTENIMIENTO

1.1- CONCEPTOS BASICOS.-

En el presente capítulo, desarrollaremos los fundamentos generales que clasifican las funciones de cada uno de los tipos de mantenimientos existentes aplicados a los sistemas de distribución eléctrica.

1.1.1- MANTENIMIENTO.-

Acción eficaz para mejorar aspectos operativos relevantes de un sistema o establecimiento tales como funcionalidad, seguridad, productividad, confort, imagen corporativa, salubridad e higiene. Otorga la posibilidad de racionalizar costos de operación. El mantenimiento debe ser tanto periódico como permanente, preventivo y correctivo.

1.1.2- TIPOS DE MANTENIMIENTOS.-

Existen 3 tipos que usualmente se utilizan para realizar los mantenimientos los cuales son aplicados en la mayoría de las empresas que trabajan con maquinarias y equipos, ya sean estos mecánicos, eléctricos. Hidráulicos, etc. A continuación se indica los tipos de mantenimiento:

1.1.2.1- MANTENIMIENTO PREDICTIVO.-

Consiste en el análisis de parámetros de funcionamiento cuya evolución permite detectar un fallo antes de que este tenga consecuencias más graves. Este lo utilizaremos para estudiar la evolución temporal de parámetros y asociarlos a

la evolución de fallos, para así determinar en qué periodo de tiempo ese fallo va a tomar una relevancia importante, para así poder planificar todas las intervenciones con tiempo suficiente, para que ese fallo nunca tenga consecuencias graves.

Una de las características más importantes de este tipo de mantenimiento es que no debe alterar el funcionamiento normal de la empresa mientras se está aplicando.

La inspección de los parámetros se puede realizar de forma periódica o de forma continua, dependiendo de diversos factores como son: el tipo de sistema, los tipos de fallos a diagnosticar y la inversión que se quiera realizar. Existen algunas ventajas al realizar este tipo de mantenimiento:

- Reduce el tiempo de parada al conocerse exactamente que órgano es el que ha producido la parada.
- Permite seguir la evolución de un defecto en el tiempo.
- Optimiza la gestión del personal de mantenimiento.
- Requiere una plantilla de mantenimiento más reducida.
- La verificación del estado de la maquinaria, tanto realizada de forma periódica como de forma accidental, permite confeccionar un archivo histórico del comportamiento.
- Toma de decisiones sobre la parada de una línea en momentos críticos.
- Confección de formas internas de funcionamiento o compra de nuevos equipos.
- Permitir el conocimiento del historial de actuaciones, para ser empleada por el mantenimiento correctivo.

- Facilitar el análisis de averías.
- Permite el análisis estadístico del sistema

1.1.2.2- MANTENIMIENTO PREVENTIVO.-

Es una actividad programada de inspecciones, tanto de funcionamiento como de seguridad, ajustes, reparaciones, análisis, limpieza, lubricación, calibración, que deben llevarse a cabo en forma periódica en base a un plan establecido. El propósito es prever averías o desperfectos en su estado inicial y corregirlas para mantener la instalación en completa operación a los niveles y eficiencia óptimos.

El mantenimiento preventivo “permite detectar fallos repetitivos”, disminuir los puntos muertos por paradas, aumentar la vida útil de equipos, disminuir costos de reparaciones, detectar puntos débiles en la instalación entre una larga lista de ventajas.

Dentro del mantenimiento preventivo existen varios software que permite al usuario vigilar constantemente el estado de su equipo, así como también realizar pequeños ajustes de una manera fácil.

Aunque el mantenimiento preventivo es considerado valioso para las organizaciones, existen una serie de riesgos como fallos de la maquinaria o errores humanos a la hora de realizar estos procesos de mantenimiento. El mantenimiento preventivo planificado y la sustitución planificada son dos de las tres políticas disponibles para los ingenieros de mantenimiento.

Los métodos más habituales para determinar que procesos de mantenimiento preventivo deben llevarse a cabo son las recomendaciones de los fabricantes, la legislación vigente, las recomendaciones de expertos y las acciones llevadas a cabo sobre activos similares.

El primer objetivo del mantenimiento es evitar o mitigar las consecuencias de los fallos del equipo, logrando prevenir las incidencias antes de que estas ocurran. Las tareas de mantenimiento preventivo incluyen acciones como cambio de piezas desgastadas, cambios de aceites y lubricantes, etc. El mantenimiento preventivo debe evitar los fallos en el equipo antes de que estos ocurran.

1.1.2.3- MANTENIMIENTO CORRECTIVO.-

El mantenimiento correctivo o mantenimiento por rotura fue el esbozo de lo que hoy día es el mantenimiento. Esta etapa del mantenimiento va precedida del mantenimiento planificado.

Hasta hace algunos años atrás, en pleno desarrollo de la producción en cadena y de la sociedad de consumo, lo importante era producir mucho a bajo costo. En esta etapa, el mantenimiento era visto como un servicio necesario que debía costar poco y pasar inadvertido como señal de que "las cosas marchaban bien".

En esta etapa, "**mantener**" era sinónimo de "**reparar**" y el servicio de mantenimiento operaba con una organización y planificación mínimas (limpieza) pues las empresas eléctricas no estaban muy mecanizadas. Las políticas de la empresa era la de minimizar el costo de mantenimiento.

Este mantenimiento agrupa las acciones a realizar en el software (programas, bases de datos, documentación, etc.) ante un funcionamiento incorrecto, deficiente o incompleto que por su naturaleza no pueden planificarse en el tiempo.

Estas acciones, que no implican cambios funcionales, corrigen los defectos técnicos de las aplicaciones. Entendemos por defecto una diferencia entre las especificaciones del sistema y su funcionamiento cuando esta diferencia se produce a causa de errores en la configuración del sistema o del desarrollo de programas. Se establecerá un

marco de colaboración que contemple las actividades que corresponden a la garantía del actual proveedor y las actividades objeto de este contrato.

La corrección de los defectos funcionales y técnicos de las aplicaciones cubiertas por el servicio de mantenimiento, incluye:

- Análisis del error / problema.
- Análisis de la solución.
- Desarrollo de las modificaciones a los sistemas, incluyendo pruebas unitarias.
- Pruebas del sistema documentadas.
- Mantenimiento de las documentaciones técnicas y funcionales del sistema.

1.1.3- OBJETIVOS DEL MANTENIMIENTO.-

- Evitar, reducir, y en su caso, reparar, las fallas sobre los bienes precitados.
- Disminuir la gravedad de las fallas que no se lleguen a evitar.
- Evitar detenciones inútiles o para de máquinas.
- Evitar accidentes, Evitar incidentes y aumentar la seguridad para las personas.
- Conservar los bienes productivos en condiciones seguras y preestablecidas de operación.
- Balancear el costo de mantenimiento con el correspondiente al lucro cesante.
- El mantenimiento adecuado, tiende a prolongar la vida útil de los bienes, a obtener un rendimiento aceptable de los mismos durante más tiempo y a reducir el número de fallas.

- Decimos que algo falla cuando deja de brindarnos el servicio que debíamos o cuando aparecen efectos indeseables, según las especificaciones de diseño con las que fue construido o instalado el bien en cuestión.

1.2. RECURSOS NECESARIOS PARA LA REALIZACIÓN DE TODA TAREA DE MANTENIMIENTO.-

- Abastecimiento o aprovisionamiento. Suministro de repuestos, elementos de reparación, consumibles, suministros especiales y artículos de inventario.
- Equipos de prueba y apoyo. Herramientas, equipos especiales de vigilancia, equipos de comprobación y calibración, bancos de prueba.
- Personal capacitado
- Instalaciones y talleres de mantenimiento, laboratorios de ensayos.
- Datos técnicos. Manuales de mantenimiento, procedimientos de comprobación, instrucciones de mantenimiento, procedimientos de inspección y calibración, planos, Recursos informáticos. Hardware, software, bases de datos.

1.2.1- RESTRICCIONES FRECUENTES EN LOS PROCESOS DE MANTENIMIENTO.-

- Presupuesto.
- Programación, tiempo disponible, horas hombre disponibles.
- Reglamentaciones de seguridad.

- Entorno, clima.
- Documentación técnica.
- Cultura y costumbres tradicionales.

1.2.2- ESTRUCTURA DEL MANTENIMIENTO.-

Para proceder a realizar un mantenimiento ya sea en una red de distribución o en cualquier línea donde existan equipos o maquinarias podemos tener formada una estructura de la siguiente manera:

Política de mantenimiento.

Establece la estrategia, lineamientos y pautas a seguir en la organización funcional del mantenimiento, conformando las etapas de planificación, programación, preparación, ejecución y evaluación de resultados.

Plan de mantenimiento.

Define los programas de mantenimiento a realizar durante un período de tiempo determinado.

Programas de mantenimiento.

Se definen las tareas y fechas de ejecución.

1.2.3- METODOLOGÍAS PARA EL MANTENIMIENTO.-

Existen diversas metodologías para realizar las maniobras de mantenimiento basándonos en diversas situaciones o forma de ver, como por ejemplo:

1. Mantenimiento Basado en la Falla (FBM).
2. Mantenimiento Basado en la Vida del Ítem (LBM).
3. Mantenimiento Basado en la Inspección (IBM).
4. Mantenimiento Basado en el Examen (EBM).
5. Mantenimiento Basado en la Oportunidad (OBM).
6. Mantenimiento Productivo Total (TPM).
7. Mantenimiento Basado en Condición (CBM).
8. Mantenimiento Basado en el Riesgo (RBI).
9. Mantenimiento Centrado en Confiabilidad (RCM).
10. Análisis de Modos de Falla y Efectos (AMFE).

Para el mantenimiento de sistemas de distribución de energía eléctrica se han seleccionado comúnmente las siguientes metodologías: **Análisis de Modos de Falla y Efectos** (AMFE) y **Mantenimiento Centrado en Confiabilidad** (RCM), basado en:

- El mantenimiento tradicional está enfocado en el ítem y en mantenerlo, basándose en lo que puede ser hecho. La metodología adoptada se focaliza en el sistema y en mantener su función con tareas basadas en lo que debe ser hecho.
- El mantenimiento tradicional no puede evitar la gran mayoría de las fallas de los ítems, una metodología con acciones proactivas tratará de reducir la ocurrencia de fallas al mínimo costo.

1.2.3.1- Ejemplo de Análisis del mantenimiento:

Explotó un transformador (Falla Funcional)

¿Por qué?

Efectos electromecánicos en el enrolamiento y núcleo

¿Por qué?

Pérdida de rigidez dieléctrica del aceite

¿Por qué?

Contaminación del aceite aislante

¿Por qué?

Pérdida de estanquidad

¿Por qué?

Rompimiento del sello = CAUSA RAIZ

1.3. EL MANTENIMIENTO ES PARA:

a) UNA PRONTA REPARACIÓN.-

- Preservar el activo físico.
- El mantenimiento rutinario es prevenir fallas.
- El objetivo primario de la función mantenimiento es optimizar la disponibilidad de la planta al mínimo costo.

b) UNA ÓPTIMA PRODUCCIÓN.-

- Preservar la “función” de los activos.
- El mantenimiento afecta los aspectos del negocio, riesgo, seguridad, integridad ambiental, eficiencia energética, calidad del producto y servicio al cliente. No solo la disponibilidad y los costos.

1.3.1- PROCEDIMIENTO PARA MEJORIA DE LA CONFIABILIDAD.-

1. Análisis y diagnóstico enfocado en la confiabilidad.
2. Romper los paradigmas del proceso de gestión.
3. Análisis de los modos de fallas y sus efectos.
4. Búsqueda de causa raíz aplicando la técnica de los “por qué”
5. Aplicar técnica de decisiones “a dos” para desafiar asignaciones de trabajos de forma impersonal entre operación y mantenimiento.

1.4- OBJETIVOS DE LAS TAREAS PARA LLEVAR A CABO UN MANTENIMIENTO.-

- Cambio del estado superficial (Lavado, limpieza, pintura, etc.) de un elemento
- Aumento de la confiabilidad y seguridad. Reducir la probabilidad de aparición de fallas funcionales.
- Tareas comunes: inspeccionar, controlar, comprobar, verificar, probar, ejecutar pruebas funcionales.
- Recuperación de la funcionalidad del activo. Tareas comunes: revisar, reparar, restaurar.

CAPITULO II

SISTEMA DE ELÉCTRICO DE DISTRIBUCION

2.1- CONCEPTO.-

Un sistema de distribución de energía eléctrica es un conjunto de equipos que permiten energizar en forma segura y confiable un número determinado de cargas, en distintos niveles de tensión, ubicados generalmente en diferentes lugares.

2.1.1- ESPECIFICACION TECNICA DE UN SISTEMA DE DISTRIBUCION.-

Los principales datos de sistema eléctricos son la tensión nominal, la frecuencia nominal y su comportamiento en caso de cortocircuito.

Los sistemas de distribución de energía eléctrica comprenden niveles de alta, baja y media tensión.

2.2- CLASIFICACIÓN DE LOS SISTEMAS DE DISTRIBUCIÓN.-

Dependiendo de las características de las cargas, los volúmenes de energía involucrados, y las condiciones de confiabilidad y seguridad con que deban operar, los sistemas de distribución se clasifican en:

1. Industriales.
2. Comerciales.
3. Urbana.
4. Rural.

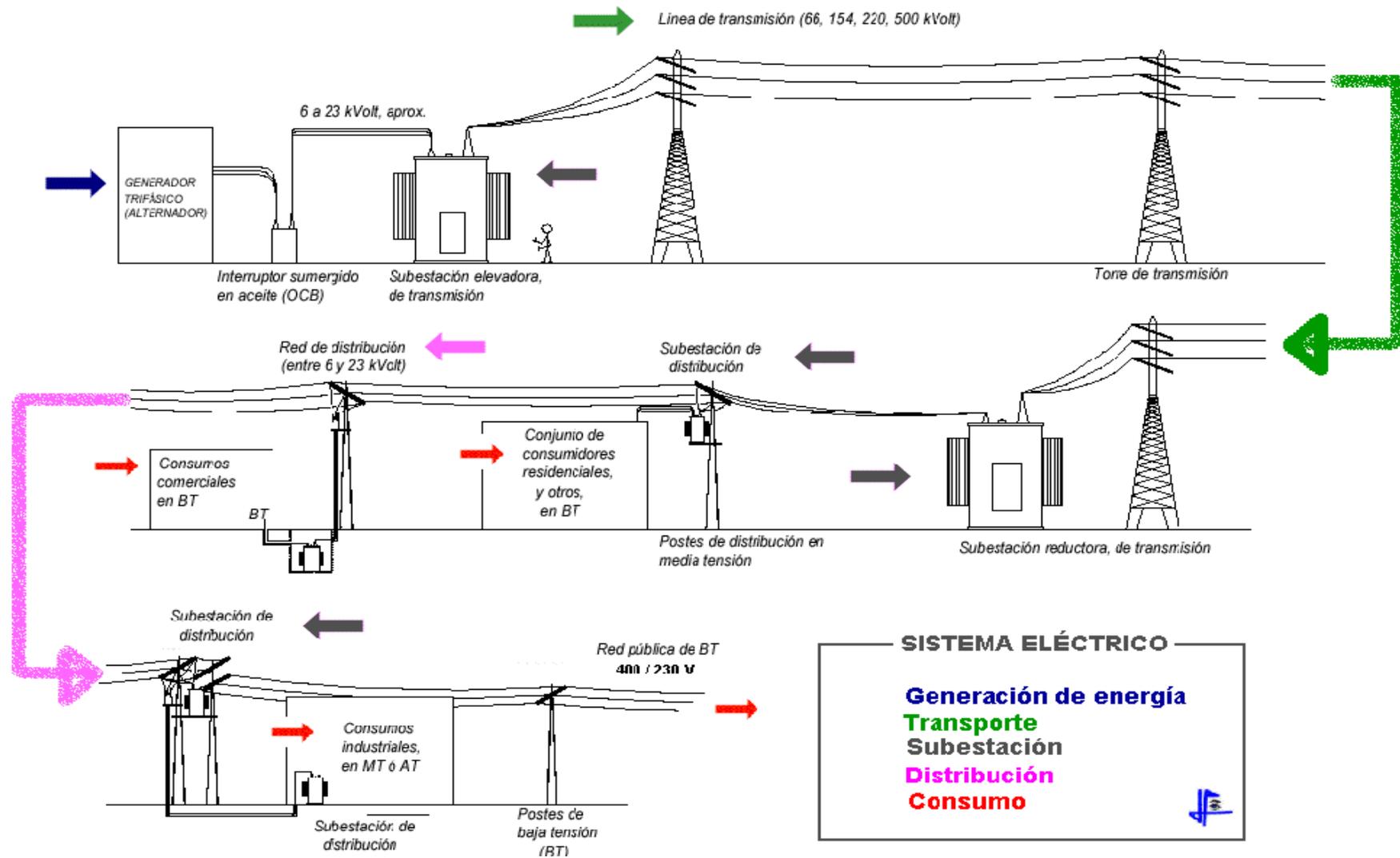


Fig1. Estructura de un Sistema Eléctrico de Distribución.

2.2.1- SISTEMAS DE DISTRIBUCIÓN INDUSTRIAL.-

Comprende a los grandes consumidores de energía eléctrica, tales como las industrias del acero, químicas, petróleo, papel, etc. Que generalmente reciben el suministro eléctrico en alta tensión. Es frecuente que la industria genere parte de su demanda de energía eléctrica mediante procesos a vapor, gas o diesel.

2.2.1.1- CARACTERÍSTICAS DE OPERACIÓN.-

Para comprobar las características de operación, confiabilidad y seguridad de un sistema de distribución industrial, es necesario efectuar una serie de estudios analíticos; los cuales entregan índices de funcionamiento, cuya exactitud dependerá del modelo empleado en la representación del sistema. Los estudios típicos que se efectúan en un SDI son los siguientes:

- Flujos de potencia.
- Cálculo de corrientes de cortocircuito.
- Regulación de tensión y compensación de reactivos.
- Partida de motores.

2.2.2- SISTEMAS DE DISTRIBUCIÓN COMERCIALES.-

Es un término colectivo para sistemas de energía existentes dentro de grandes complejos comerciales y municipales, tales como edificios de gran altura, bancos, supermercados, escuelas, aeropuertos, hospitales, puertos, etc. Este tipo de sistemas tiene sus propias características, como consecuencia de las exigencias especiales en cuanto a seguridad de las personas y de los bienes, por lo que generalmente requieren de importantes fuentes de respaldo en casos de emergencia.

2.2.3- SISTEMAS DE DISTRIBUCIÓN URBANA.-

Alimenta la distribución de energía eléctrica a poblaciones y centros urbanos de gran Consumo, pero con una densidad de cargas pequeña. Son sistemas en los cuales es muy importante la adecuada selección en los equipos y el dimensionamiento.

2.2.4- SISTEMAS DE DISTRIBUCIÓN RURAL.

Estos sistemas de distribución se encargan del suministro eléctrico a zonas de menor Densidad de cargas, por lo cual requiere de soluciones especiales en cuanto a equipos y a tipos de red. Debido a las distancias largas y las cargas pequeñas, es elevado el costo del kWh consumido.

2.3- CLASIFICACION DE LAS REDES.

Las redes de las empresas eléctricas concesionarias tienen como punto de partida las denominadas subestaciones de distribución primaria, cuyo objetivo es el de reducir el voltaje desde el nivel de transporte al de alta tensión de distribución. Las redes de alta tensión de distribución de las empresas eléctricas son llamadas comúnmente en esta parte de los sistemas como: “alimentadores”, las que pueden ser tanto aéreas como subterráneas, y que a la vez, pueden alimentar directamente a clientes de grandes potencias que cuentan con transformadores propios (llamados clientes de AT), o bien, a sub redes por medio de transformadores de baja tensión de distribución, a las que se conectan clientes que poseen niveles de potencia bajos y medianos.

En el Ecuador existen estos niveles de Voltajes:

ALTA TENSION (KV)	230 - 138 – 69
MEDIA TENSION (KV)	34.5 - 22 - 13.8 - 6.3
BAJA TENSION (V)	480 - 460 - 440 - 208 - 120 – 115

Las empresas concesionarias, presentan principalmente dos esquemas de alimentación: los sistemas radiales y los anillados.

2.3.1- LOS SISTEMAS RADIALES.-

Consisten en poseer un conjunto de alimentadores de alta tensión, que suministran potencia en forma individual, a un grupo de transformadores. Cuando una red radial alimenta a transformadores, se obtienen las redes de distribución de baja tensión, normalmente trifásicas de cuatro hilos, y siempre del tipo sólidamente aterrizadas.

Una desventaja de los sistemas radiales es que al fallar un transformador, su alimentador en alta tensión, todos los clientes de baja tensión asociados a ese transformador quedan sin suministro. No son redes que aseguren una buena continuidad del servicio, pero son económicas.

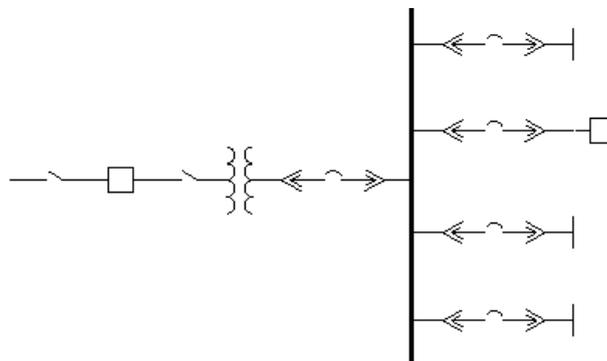


Fig2. Sistema radial

2.3.2- LOS SISTEMAS ANILLADOS.-

Los de alta tensión, se caracterizan por tener el lado primario del transformador conectado a una barra donde le llegan dos puntos de alimentación, proporcionando así una continuidad del servicio en caso de que ocurra una falla en alguno de los extremos de alimentación. Pudiéndose suministrar la energía por el punto de alimentación que está en operación sin falla.

Como se había mencionado anteriormente una gran ventaja que presenta esta topología es la continuidad del servicio no así en un circuito radial, no obstante cabe mencionar que el sistema se hace más complejo en las operaciones.

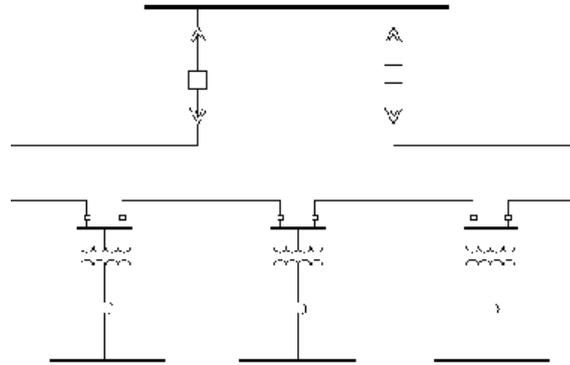


Fig3. Sistema anillado

2.4- ELEMENTOS QUE COMPONEN EL SISTEMA DE DISTRIBUCION.-

Un sistema típico de distribución consta de:

2.4.1- SISTEMA DE SUBTRANSMISIÓN.-

Transfieren la energía de los respectivos centros de producción o generación las líneas de Subtransmisión de 69kv., las que entregan la energía a las S/E de distribución.

2.4.2- SUBESTACIÓN DE DISTRIBUCIÓN.-

Transforman la energía a un nivel de tensión más baja, adecuada para la distribución local, compuesta por la recepción de las líneas de transmisión ó subtransmisión, transformador de reducción, salida de las líneas primarias, equipos de protección. Sus instalaciones están implementadas con su respectivo centro de control y mantenimiento.

2.4.3- SISTEMA DE DISTRIBUCIÓN PRIMARIA.-

Conjunto de líneas y seccionamientos que alimentan un área bien definida, compuesta por troncales trifásicos, laterales de dos fases y monofásicos, que enlazan a los transformadores de distribución.

2.4.4- TRANSFORMADORES DE DISTRIBUCIÓN.-

Reducen la energía de un nivel de voltaje primario al voltaje de utilización, montados en postes, cámaras subterráneas, cerca de los centros de consumo.

2.4.5- REDES DE DISTRIBUCIÓN SECUNDARIAS.-

Conjunto de líneas que transportan la energía a lo largo de las calles a un nivel de voltaje de utilización que enlazan al transformador de distribución con las acometidas.

2.4.6- ACOMETIDAS.-

Transportan la energía de las redes de distribución secundaria a los empalmes del contador de energía de cada abonado.

2.4.7- RED DE ALUMBRADO PÚBLICO.-

Incluye las exigencias relativas al alumbrado y a su instalación en vías expresas, arterias principales, vías colectoras, calles, locales, cruces, plazas, parques, etc., formado por luminarias, lámparas, y los accesorios para el montaje.

2.4.8- CONTADORES DE ENERGÍA (MEDIDORES).-

Censa el consumo de energía en kilovatios hora para su respectiva facturación.

CAPITULO III

HERRAMIENTAS Y EQUIPOS A UTILIZARSE EN EL MANTENIMIENTO DE SISTEMAS DE DISTRIBUCION.

Este capítulo trata de orientar al estudiante o al personal que va a realizar operaciones de mantenimiento en sistemas de distribución a conocer algunos de los diferentes tipos de herramientas y equipos que se necesitan para las diferentes maniobras.

Adicional a esto se describe las características y especificaciones que debe tener cada herramienta, esto con el fin de inculcar e informar al personal a utilizar las herramientas adecuadas en cada maniobra.

En cada herramienta se adjunta su fotografía con el fin que el personal identifique visualmente el equipo a utilizar y sus diferentes accesorios, dando así la información necesaria al personal de qué tipo de herramienta o equipo es el que está utilizando y para qué sirve.

Cada año trabajadores sufren choques eléctricos al manejar herramientas y equipos eléctricos. Para proteger a los trabajadores contra los peligros de la electricidad, es necesario enseñarles los conocimientos básicos sobre las causas de los choques eléctricos y la posibilidad de muerte. Uno de los grandes problemas al comprender los peligros de los choques eléctricos es la creencia errónea de que sólo los altos voltajes pueden producir la muerte. Lo que mata no es el voltaje sino la cantidad de corriente que pasa a través del cuerpo. Las condiciones y la posición del cuerpo tienen mucho que ver con la probabilidad de recibir una descarga eléctrica.

3.1- PERTIGA TELESCOPICA.-



Fig4. Pértiga telescópica

Características y especificaciones:

- Las secciones o Tramos deben ser de Fibra de Vidrio con recubrimiento epóxico y poseer una capacidad dieléctrica de 100 kv por cada Pie.
- Diseñada para operar equipos con o sin tensión.
- El diseño de la pértiga podrá ser triangular o circular y todos sus componentes deben ser reemplazables.
- Puede tener escala para medición en metros (según requerimiento).
- Debe incluir su dispositivo desconectador.

3.2- PERTIGA UNIVERSAL Y ACCESORIOS.



Fig5. Pértiga universal y accesorios.

Características de diseño:

- Diseñada para que los operarios puedan ejecutar cualquier maniobra en las instalaciones eléctricas con o sin tensión, sin hacer contacto directo con éstas.
- En la sección superior posee un terminal con tornillo de mariposa que admite los accesorios universales para llevar a cabo diferentes trabajos.
- Elaboradas con fibras de epoxiglass o fibra de vidrio. Con capacidad dieléctrica de 75 a 100 Kv. por cada Pie.
- Con revestimiento siliconado para protección contra la humedad.
- De excelente calidad y cumplimiento con las Normas IEC855, Normas OSHA y ASTM F711.

3.3- PROBADOR DE AISLAMIENTO DE PERTIGA.



Fig6. Probador de aislamiento de p ertiga.

Características y especificaciones:

- Diseñado para la verificación de propiedades dieléctricas de p ertigas de maniobra en campo.
- El equipo debe indicar mediante una escala analógica o digital si el aislamiento de la p ertiga es aceptado o rechazado.
- Portátil y liviano para facilitar la operación.
- Debe poseer botón de encendido y apagado.
- Debe poseer ajuste mediante prueba patrón.
- Debe poseer maleta protectora, para resguardo y fácil traslado del equipo.
- Este equipo se lo debe utilizar si es posible cada vez que utilizemos la p ertiga con el fin de precautelar la vida del trabajador.

3.4- ROMPE CARGA.-



Fig7. Rompe carga y sus accesorios

Características y especificaciones:

- Se utiliza con seccionadores, cortacircuitos, fusibles de potencia y equipos tipo "Pad-Mounted" equipados con los "ganchos" necesarios, puede realizar labores de seccionamiento en líneas vivas de sistemas de distribución aéreas para operar en forma monopolar. Hasta 25 Kv.
- Debe poseer un contador no reseteable, de operación que permita tomar decisiones con respeto a la inspección y el mantenimiento.
- Con estuche protector para alto impacto e impermeable.
- Resistente hasta 600Amp, debe poseer empaque resistente a la humedad y a fuertes golpes en el traslado.

3.5- VERIFICADOR DE AUSENCIA DE TENSION.-

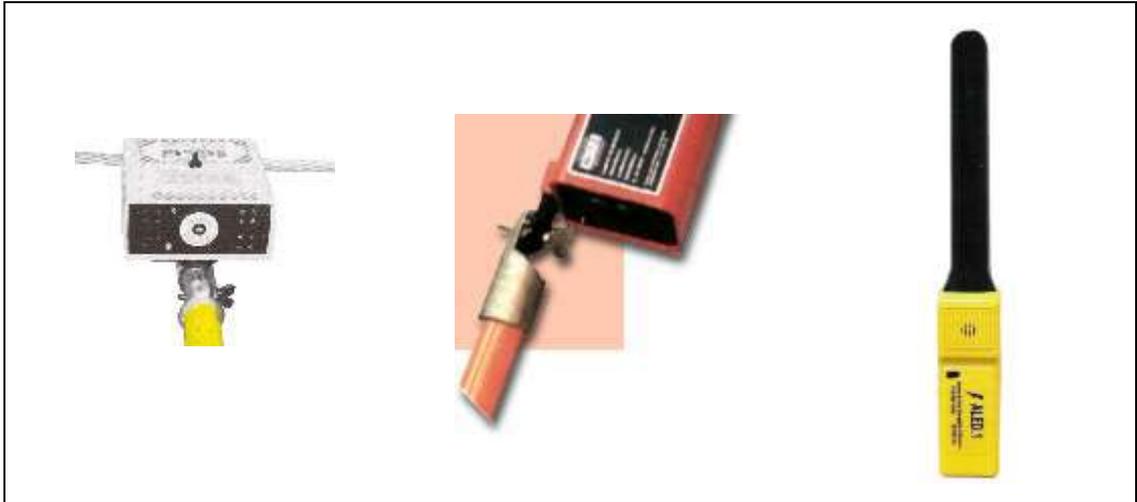


Fig8. Verificador de ausencia de tensión.

Características y especificaciones:

- Se utiliza para la comprobación de ausencia de tensión en conductores, celdas y líneas con niveles de tensión de 0 a 800 kV, previo a la realización de trabajos de mantenimiento en instalaciones desenergizadas tales como, líneas de distribución, subestaciones, transformadores, celdas y equipos de maniobra, entre otros.
- En caso de estar energizado debe emitir sonido agudo (90 Db) y luz intermitente, motivado a la exposición de un gradiente de campo electrostático que excede el umbral de disparo de dicho equipo.
- Este equipo debe poseer un botón para el encendido del equipo y contener funciones de auto chequeo, así como apagado automático.
- Debe poseer batería, estuche, y accesorio para ser utilizado con Pértiga Universal.

3.6- KILOVOLTÍMETRO.-



Fig9. Kilovoltímetro.

Características y especificaciones:

- Equipo utilizado para determinar fácilmente las relaciones de fases y los voltajes aproximados, línea a línea o línea a tierra.
- El rango de medición debe ser de 0 a 40 kV auto ajustable.
- Debe contener medidor y pértigas con carrete, las puntas de prueba deben ser una cola de cerdo y un gancho de pastor.
- Adaptador para pértigas.
- Display digital con iluminación ajustable.
- Modo de retención de lectura y apagado automático.
- Maletín rígido, impermeable y acolchado en su interior para protección de alto impacto.

3.7- MEDIDOR DE RESISTENCIA DE AISLAMIENTO.-



Fig10. Medidor de resistencia de aislamiento.

Características y especificaciones:

- Debe permitir la medición de resistencia de $10\text{k}\Omega$ a 05Teslaohmios digital.
- El voltaje de prueba DC debe ser seleccionable 500V , 1000V , 2500V y 5000V .
- La precisión del voltaje de prueba $+ 5\%$.
- La alimentación del equipo debe ser a través de baterías recargables con autonomía mayor de ocho (8) horas.
- Debe poseer puerto para transferencia de datos.
- Debe incluir cables blindados para pruebas de equipos trifásico y monofásico terminados en pinzas.
- La precisión debe ser de $+ 5\%$ desde $1\text{M}\Omega$ a 1Tesla ohmio a cinco 5kV .
- Debe poseer maleta protectora para equipo, cables y accesorios, que garantice la protección contra impactos y humedad.

3.8- POLEA DE SERVICIO.-



Fig11. Poleas de servicio.

Características y especificaciones:

- En trabajos de mantenimiento de líneas, alumbrado y transformadores, es necesario tener siempre una polea de servicio puesto que en trabajos de altura siempre se necesitara elevar o bajar algún equipo o herramienta.
- Se utiliza para izar carga hacia las estructuras y postes con apoyo del personal de tierra, facilitando el traslado de materiales, herrajes, aisladores y otros equipos.
- Se acopla con mecates de alta resistencia de calibre hasta 5/8 “
- La caja y roldana debe ser de aluminio fundido, horquilla articulada con pasador y gancho con seguro o tipo carnicero de acero forjado.
- El anillo de suspensión debe poseer ojo giratorio de acero forjado y una roldana de tres pulgadas, soportada por cojinetes a bola sellados.

3.9- MULTIMETRO DIGITAL Y VOLTIAMPERIMETRO 750V 0-1000A.-

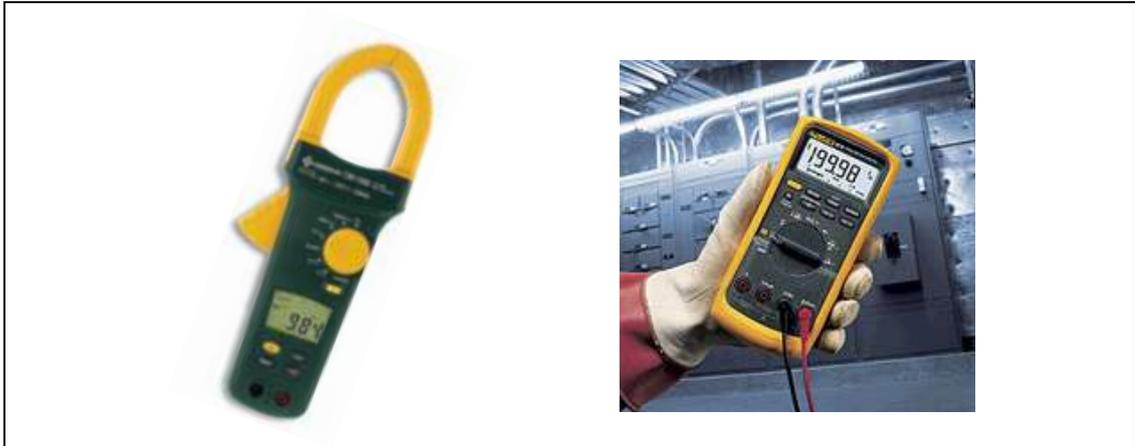


Fig12. Multimetro digital y Voltiamperimetro de gancho

Características y especificaciones:

- Instrumento para mediciones eléctricas de voltaje AC/DC y corriente AC/DC, además prueba de diodo y de transistor.
- El gancho o pinza debe tener apertura hasta conductor de 1000 MCM.
- Modo de retención de lectura máxima en pantalla
- Para medir tensión alterna de 0 hasta 750 voltios, AC, RMS ò DC, y Corriente de 0 á 1000 amperios.
- La precisión o margen de error debe estar entre 0,03 y 0,08 %.
- Debe medir ohmios, diodos y continuidad.
- Con Zumbador de continuidad

3.10- EQUIPO TERMOVISOR.-



Fig13. Equipo Termovisor.

Características y especificaciones:

- Debe permitir la medición precisa de temperatura.
- Sensibilidad térmica a 60 Hz de 80 mK a 30 °C.
- Enfoque automático o manual.
- Función de ampliación electrónica de 2, 4, 8 e interpolación.
- La precisión de la medición + 2% ó 2 °C.
- Debe permitir el almacenamiento de imágenes.
- La memoria debe ser desmontable.
- Debe permitir el mejoramiento normal y mejorada de imágenes digitales.
- Debe incluir software para descarga, almacenamiento e impresión de imágenes.

3.11- EQUIPO DE PUESTA A TIERRA TIPO BASTON PARA ATERRIZAMIENTO TEMPORAL DE REDES DE BAJA TENSION. UTILIZADAS EN LOS MANTENIMIENTOS DE LINEAS AEREAS DESENERGIZADAS.

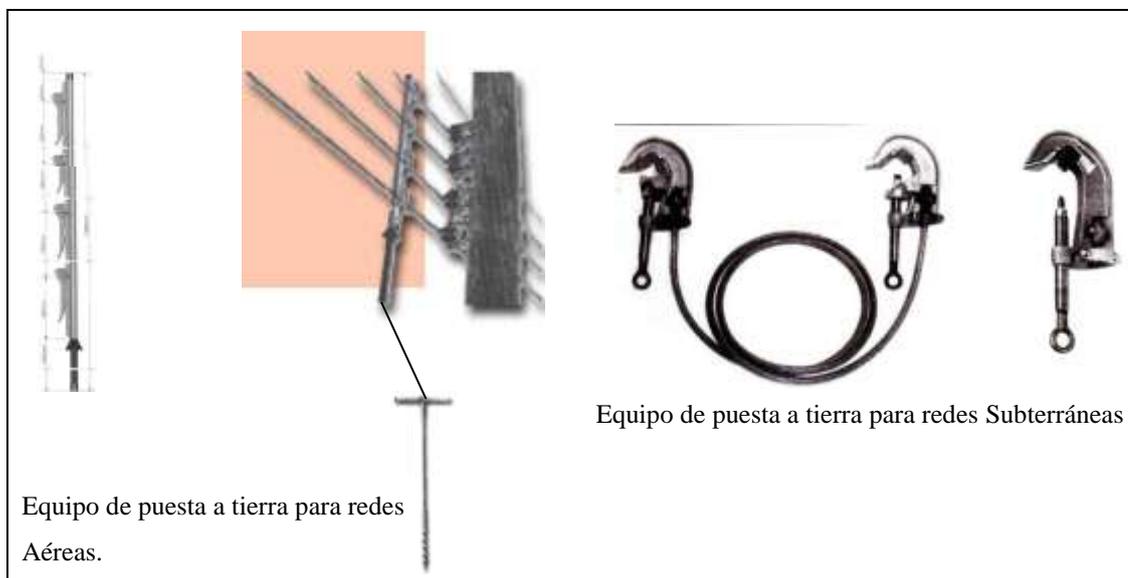


Fig14. Equipos de puesta a tierra.

Características y especificaciones

- Para uso en tareas de mantenimiento de redes aéreas de baja tensión desenergizadas, ofreciendo una protección segura contra posibles accidentes eléctricos causados por inducción o un retorno de la energía.
- Su construcción sencilla y funcional permite la conexión simultánea de las fases al neutro, cortocircuitando el sistema.
- Las Grapas y barras de interconexión deben estar elaboradas con aleación de aluminio y Resortes de acero especial.
- El Conductor de Tierra del equipo que se usa para aterramiento del poste o estructura debe ser de calibre 1/0. de longitud de 6 mt.
- Conector a compresión bimetálico tipo espada, para conectar el conductor al bastón.

3.12- MANTAS DIELECTRICAS, ABIERTA Y CERRADA.-

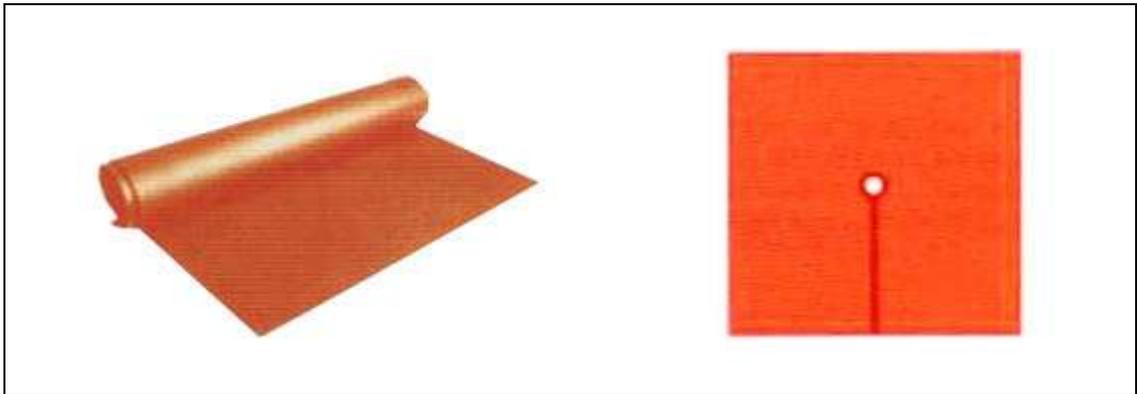


Fig15. Mantas dieléctricas.

Características y especificaciones:

- Elaborado en caucho sintético EPDM (tipo II).
- Debe estar enmarcado en las Normas ASTM D1048-99, especificaciones estándar para caucho que aísla mantas.
- Con ojales, de diseño abierto y cerrado.
- Resistente a la alta concentración de ozono.
- Tamaño 0.90mts x 0.90mts x 3mm de espesor. Para los dos diseños.
- Color amarillo o naranja de alta visibilidad.
- Debe contener el respectivo bolso de material impermeable reforzado, para su resguardo.

3.13- ESCALERA DE FIBRA DE VIDRIO. TIPO EXTENSIBLE, DIELECTRICA.-



Fig16. Escalera telescópica de fibra de vidrio.

Características y especificaciones:

- Color requerido: verde, naranja ó amarillo.
- Rieles de fibra de vidrio no conductivo en perfil “U”, altamente resistente a la intemperie, a la irradiación ultra – violeta, con una superficie suave y no irritante, a pesar del ambiente, el desgaste y la abrasión.
- Gancho de tratamiento de accionamiento automático por gravedad de aluminio liviano y resistente, provisto de uñas.
- Patas deben ser rotatorias de aluminio altamente resistente a la abrasión, con suela de goma anti resbalante (estrías profundas), adicionalmente debe contener uña dentada de acero para fijarse en suelo fangoso.
- Las uniones del riel con la zapata rotatoria, debe estar reforzadas de aluminio interno y externo, que garantiza durabilidad.
- Debe contener el sistema de grapas de material aluminio que une la rueda del peldaño.

3.14- CARRO CANASTA.-

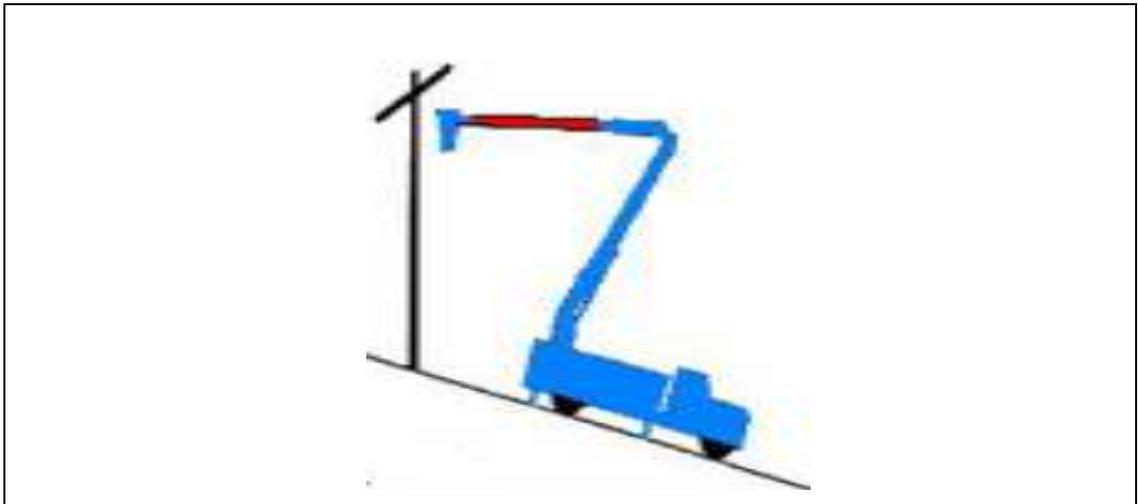


Fig17. Carro canasta.

Características y especificaciones:

- Posicionamiento del Vehículo.
- Verificar condiciones meteorológicas óptimas.
- Señalizar y delimitar las zonas de trabajo.
- Planear la ejecución de la actividad en el lugar de los hechos.
- Verificar la operatividad del brazo hidráulico.

3.15- HERRAMIENTAS VARIAS.-



Fig18 Herramientas varias.

Características de diseño

- Deben poseer en su diseño protectores integrales para prevenir el contacto de la mano con las piezas conductoras.
- Las herramientas deben estar identificadas con el símbolo de aislamiento a 1000 voltios.
- Resistentes a cortaduras, rajaduras y astilladuras.
- El aislamiento del mango debe consistir en dos capas aislantes: La capa externa, resistente a los choques y a las flamas, y con acabado antideslizante y estriado para mayor agarre. Y la capa interna, de alto dieléctrico, gruesa, y altamente resistente.
- Las herramientas deben tener impresa en ambos extremos las medidas, para identificarlas fácilmente.

CAPITULO IV

PROCEDIMIENTO PARA EL MANTENIMIENTO DE LOS EQUIPOS DE UN SISTEMA DE DISTRIBUCION

4.1- DESCRIPCION DEL MANTENIMIENTO DE EQUIPOS.-

En este capítulo se trata de describir el procedimiento que se debe seguir con los trabajos en algunos componentes que tiene un sistema de distribución detallando así como proceder paso a paso con cada equipo.

4.2- SUBESTACIONES: OPERACION Y MANTENIMIENTO.

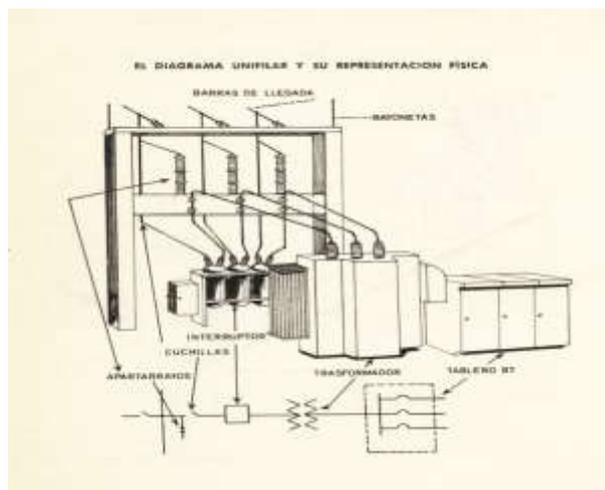


Fig19. Subestación

4.2.1- COMPONENTES BASICOS DE UNA SUBESTACION.-

- a) Transformador de potencia.
- b) Barras o buses.
- c) Equipos de desconexión.

- d) Equipos de protección.
- e) Red de tierra.
- f) Transformadores de instrumentos.

4.2.2- MANTENIMIENTO DE LAS SUBESTACIONES.-

- a) Pruebas de campo a transformadores.
- b) Pruebas de campo a interruptores.
- c) Pruebas de campo a los pararrayos.
- d) Pruebas de alto potencial a barras.
- e) Pruebas a cables de potencia.
- f) Pruebas a capacitores de potencia.
- g) Prueba de la resistencia a la red de tierra.

4.2.3- ACEITE AISLANTE DE TRANSFORMADORES.-

- a) Descripción del aceite aislante
- b) Pruebas de campo al aceite aislante

4.3- PARARRAYOS.-

Un pararrayos es un instrumento cuyo objetivo es atraer un rayo ionizando el aire para llamar y conducir la descarga hacia tierra, de tal modo que no cause daños a construcciones o personas.

4.3.1- CRITERIO DE MANTENIMIENTO.

Reparar con la máxima urgencia cuando sea necesario, puesto que un deficiente mantenimiento representa un riesgo muy superior a la inexistencia del pararrayos. En el caso de radiactivos, ya casi todos retirados, se debe evitar el contacto directo con el material radiactivo.

4.3.2- PARARRAYOS DE PUNTA.

Cada cuatro años se comprobará su estado de conservación frente a la corrosión y se verificará la firmeza de la sujeción.

4.3.3- RED CONDUCTORA.

Cada cuatro años y después de cada descarga eléctrica se comprobará su continuidad eléctrica, se verificará la firmeza de la sujeción y su conexión a tierra.

4.3.4- PARARRAYOS RADIATIVOS.

Se procederá a su retirada y sustitución por un pararrayos de otro tipo.

4.4- RED DE TIERRAS.

Concretamente el sistema de puesta a tierra provee un camino de baja impedancia para derivar a tierra corrientes de fuga y disturbios presentes en las redes de energía, a través de los dispositivos de protecciones específicos.

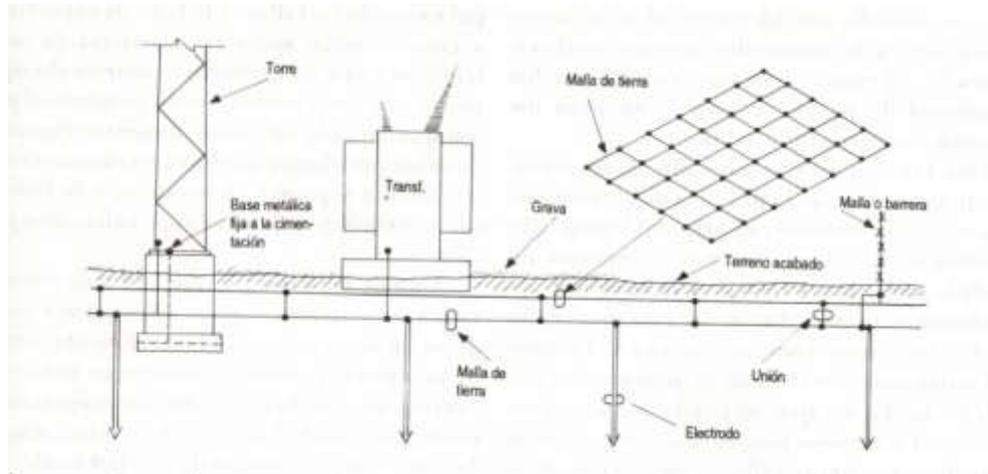


Fig20. Red de tierras de una subestación.

4.4.1- ARQUETA DE CONEXIÓN.

Cada año, en la época en que el terreno esté más seco, se comprobará la continuidad eléctrica en los puntos de puesta a tierra, y así mismo después de cada descarga eléctrica si el edificio tiene instalación de pararrayos.

4.4.2- PUESTA A TIERRA PROVISIONAL (EN OBRAS, FERIAS, REPARACIONES, ETC.).

Cada tres días se realizará una inspección visual del estado de la instalación.

4.5- CENTROS DE TRANSFORMACIÓN.

Un Centro de Transformación es una instalación eléctrica que recibe energía en alta tensión o en media tensión (>1.000 voltios) y la entrega en media o baja tensión para su utilización final, usualmente 400 voltios en trifásica y 230 en monofásica.

4.5.1- Equipo Transformador.

Cada seis meses, y en cada visita al centro de transformación, se revisarán: nivel del líquido refrigerante, funcionamiento del termómetro y comprobación de la lectura máxima, en los meses programados.

Cada año se revisarán: interruptores, contactos y funcionamiento de sistemas auxiliares, protección contra la oxidación de envolventes, pantallas, bornes terminales y piezas de conexión. Cada cinco años se comprobará el aislamiento de pantallas, envolventes, etc.

Siempre que el centro de transformación haya sido puesto fuera de servicio, antes de su nueva puesta en marcha, se revisará: dispositivo de disparo o señalización por incremento de la temperatura del transformador, fusibles de alta tensión, interruptores asociados o no a fusibles de A.T., seccionadores, etc.

4.5.2- Línea de Puesta a Tierra de Masas Metálicas.

Cada año, en la época en que el terreno esté más seco, se comprobará la continuidad eléctrica en los puntos de puesta a tierra y se procederá a la medición de puesta a tierra.

Cada cinco años se descubrirán para su examen los conductores de enlace en todo su recorrido, así como los electrodos de puesta a tierra y se medirán las tensiones de paso y de contacto.

4.5.3- LOCAL.

Una vez al año, y en cada visita al centro, se revisarán: estado de conservación y limpieza de rejillas de ventilación, señalización de seguridad y carteles de auxilios, así como del material de seguridad.

Una vez al año, y cada vez que sea necesario el cambio del refrigerante, se procederá a la limpieza del foso y se comprobará la evacuación de líquidos al depósito de grasas.

Una vez cada seis meses, y cada vez que sea necesario el cambio del refrigerante, se procederá a la limpieza del depósito de recogida de grasas. En cada una de estas revisiones se repararán los defectos encontrados.

4.6- RED EXTERIOR.

Un circuito eléctrico o red eléctrica es una colección de elementos eléctricos Interconectados de una forma específica.

4.6.1- Conducción de distribución en A.T. enterrada.

Cada tres años, como plazo máximo, se comprobarán la continuidad y el aislamiento de los conductores, así como sus conexiones.

4.6.2- Línea de distribución en baja tensión, aérea por fachada.

Cada año se comprobará la continuidad y el aislamiento de los conductores, así como sus conexiones y fijación al paramento.

4.6.3- Línea de distribución en baja tensión, aérea y tensada.

Cada año se comprobará la continuidad y el aislamiento de los conductores, así como sus conexiones, estado del fiador de neutro y del amarre del tensor.

4.6.4- Conducción de alumbrado.

Cada año se comprobará la continuidad y el aislamiento de los conductores.

4.6.5- Arqueta de alumbrado.

Una vez al año se limpiará y se comprobarán las conexiones.

4.6.6- Armario de acometida.

Cada dos años se comprobarán las conexiones, así como los fusibles cortacircuitos. Todos los trabajos de mantenimiento se efectuarán sin tensión en las líneas, no poniéndose éstas en funcionamiento de nuevo hasta la comprobación de ausencia de operarios en las proximidades de las mismas.

4.7- RED DE BAJA TENSIÓN.

Formada por las distintas líneas de distribución en baja tensión que parten de un centro de transformación existente. La demanda energética que se puede cubrir con estas redes viene condicionada por la potencia nominal del propio centro de transformación, no pudiendo ser mayor que ésta en ningún momento.

4.7.1- Cuadro general de distribución.

Cada cinco años se comprobarán los dispositivos de protección contra cortocircuitos, contactos directos e indirectos, así como sus intensidades nominales en relación con la sección de los conductores que protegen.

4.7.2- Instalación interior.

Cada cinco años se comprobará el aislamiento de la instalación interior, que entre cada conductor y tierra y entre cada dos conductores no deberá ser inferior a 250.000 ohmios.

4.7.3- Red de equipotencialidad.

Cada cinco años en baños y aseos, y cuando obras realizadas en éstos hubiesen podido dar lugar al corte de los conductores, se comprobará la continuidad de las conexiones equipotenciales entre masas y elementos conductores, así como con el conductor de protección.

4.7.4- Cuadro de protección de líneas de fuerza motriz.

Cada cinco años se comprobarán los dispositivos de protección contra cortocircuitos, contactos directos e indirectos, así como sus intensidades nominales en relación con la sección de los conductores que protegen.

4.7.5- Barra de puesta a tierra colocada.

Cada dos años, en la época en que el terreno esté más seco, se procederá a la edición de puesta a tierra, comprobando que no sobrepasa el valor prefijado; asimismo se verá el estado frente a la corrosión de la conexión de la barra de puesta a tierra con la arqueta y la continuidad de la línea que la une.

4.7.6- Línea principal de tierra (en conducto de fábrica o bajo tubo).

Cada dos años, se comprobará mediante inspección visual el estado frente a la corrosión de todas las conexiones y la continuidad de las líneas.

4.8- ALUMBRADO EXTERIOR E INTERIOR.-

4.8.1- Alumbrado exterior.-

Al menos una vez al año: se comprobará la iluminancia con luxómetro por personal técnico; se efectuará una limpieza de lámparas y luminarias, sin usar detergentes muy alcalinos o muy ácidos para reflectores de aluminio.

Se reemplazarán según un plan de reposición en función de factores económicos.

Las operaciones realizadas no disminuirán los valores de iluminancia. Durante estos trabajos de mantenimiento y limpieza no habrá tensión en las líneas, verificándose esta circunstancia con un comprobador de tensión. Las herramientas estarán aisladas, y dotadas con un grado de aislamiento II o alimentadas con una tensión inferior a 50 voltios.

4.8.2- Alumbrado interior.

La reposición de las lámparas de los equipos se efectuará cuando alcancen su duración media mínima. Dicha reposición se efectuará preferentemente por grupos de equipos completos y áreas de iluminación. Todas las lámparas repuestas serán de las mismas características que las reemplazadas.

La periodicidad de la limpieza no será superior a un año. Las lámparas se limpiarán preferentemente en seco.

Las luminarias se lavarán mediante paño humedecido en agua jabonosa y se secarán con gamuza o similar.

Mientras se realizan las operaciones de mantenimiento se mantendrán desconectados los interruptores automáticos de seguridad de la instalación.

CAPITULO V

SEGURIDAD INDUSTRIAL

5.1- PREVENCIÓN Y PROTECCIÓN SOBRE RIESGOS ELÉCTRICOS.-

La gran difusión industrial y doméstica de la corriente eléctrica, unida al hecho de que no es perceptible por los sentidos, hacen caer a las personas en una rutina, despreocupación y falta de prevención en su uso. Por otra parte dada su naturaleza y los efectos, muchas veces mortales, que ocasiona su paso por el cuerpo humano, hacen que la corriente eléctrica sea una fuente de accidentes de tal magnitud que no se deben regatear esfuerzos para lograr las máximas previsiones contra los riesgos eléctricos.



Fig21. Seguridad industrial

5.2- EL RIESGO ELÉCTRICO.-

Las instalaciones, aparatos y equipos eléctricos tienen habitualmente incorporados diversos sistemas de protección contra los riesgos producidos por la corriente. Pero aunque estos sistemas sean perfectos, no son suficiente para una protección total del trabajador.

5.3- FACTORES QUE CONTRIBUYEN A LOS ACCIDENTES.-

En todo accidente intervienen tanto el factor técnico como el factor humano como el organizativo.

5.3.1- FACTORES TÉCNICOS.-

A veces se les identifica como condiciones materiales inseguras o peligrosas, también Fallos Técnicos.

5.3.2- FACTORES HUMANOS.-

Acciones u omisiones que originen situaciones potenciales de riesgo y de peligro que dan lugar a la aparición de accidentes. A veces se les llama también Actos Inseguros, también Fallos Humanos.

5.3.3- FACTORES ORGANIZATIVOS.-

Relacionados con el tipo de organización y métodos de trabajo aplicados.

5.4- ELEMENTOS PRINCIPALES DETERMINANTES DE ACCIDENTES.-

1. Descuido.
2. Instalaciones peligrosas de toma permanente.
3. Instalaciones con defectos temporales.
4. Debidos a otra persona.
5. Olvido de normas o peligro
6. Ignorancia.
7. Falta de vigilancia.
8. Error.
9. Otros casos.
10. El 15% de los accidentes eléctricos son mortales.

5.5- TIPOS DE ACCIDENTES ELÉCTRICOS.-

Los accidentes eléctricos se producen por el contacto de una persona con partes activas en tensión. Pueden ser de dos tipos:

Contactos directos.

Contactos indirectos.

5.5.1- CONTACTOS DIRECTOS.-

Contactos de personas con partes activas de materiales y equipos. Denominándose parte activa al conjunto de conductores y piezas conductoras bajo tensión en servicio normal.

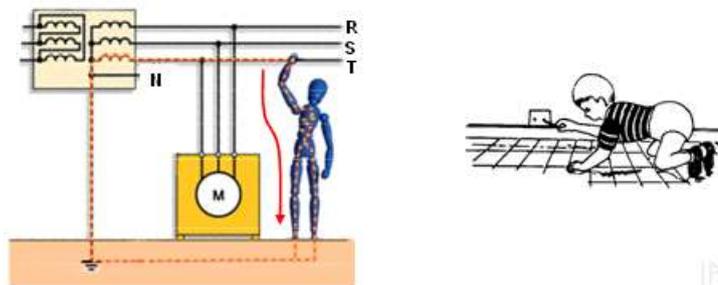


Fig22. Contactos directos

- Contacto con dos conductores activos.
- Contacto con un conductor activo y masa o tierra.
- Descarga por inducción.

Se llama parte activa al conjunto de conductores y piezas conductoras bajo tensión en servicio normal.

Las descargas por inducción son aquellos accidentes en los que se produce un choque eléctrico sin que la persona haya tocado físicamente parte metálica o en tensión de la instalación.

5.5.1.1- PROTECCIÓN CONTRA CONTACTOS DIRECTOS.-

En las instalaciones, pueden lograrse de tres formas:

- Alejamiento de las partes activas
- Interposición de obstáculos
- Recubrimiento de las partes activas

5.5.1.2- ALEJAMIENTO DE LAS PARTES ACTIVAS.-

Se trata de alejar las partes activas de la instalación a una distancia del lugar donde las personas habitualmente se encuentren o circulen, de tal forma que sea imposible un contacto fortuito con las manos.

5.5.2- CONTACTOS INDIRECTOS.-

Son aquellos en que la persona entra en contacto con algún elemento que no forma parte del circuito eléctrico y que en condiciones normales no deberían tener tensión como:

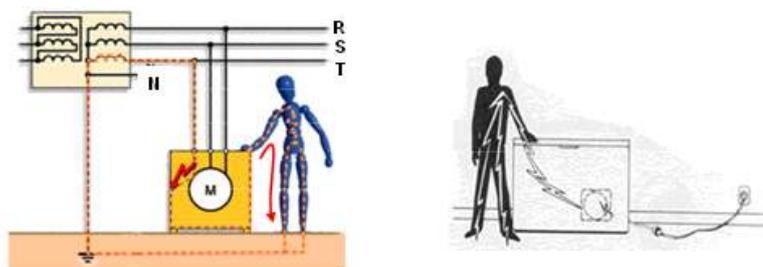


Fig23. Contactos indirectos.

- Corrientes de derivación.
- Situación dentro de un campo magnético.
- Arco eléctrico.

Para la elección de las medidas de protección contra contactos indirectos, se tendrá en cuenta la naturaleza de los locales o emplazamientos, las masas y los elementos conductores, la extensión e importancia de la instalación, que obligarán en cada caso a adoptar la medida de protección más adecuada.

5.6- APARATOS ELÉCTRICOS DE BAJA TENSIÓN.-

Los aparatos se clasificarán respecto a la protección contra contactos indirectos, siendo sus definiciones las siguientes:

Clase 0 - Equipos en los que la protección contra los contactos eléctricos recae exclusivamente sobre el aislamiento principal. Su aislamiento corresponde a un aislamiento funcional. Estos aparatos deben ser desechados en la práctica.

Clase I - Como medida adicional de seguridad, que las partes conductoras estén conectadas a la tierra de protección general del local, con objeto de evitar que tales partes puedan convertirse en activas por fallo del aislamiento básico.

Clase II - Además de la protección básica, se incrementa el factor de seguridad por doble aislamiento o aislamiento reforzado, no necesitan conexión a tierra. Este sistema de protección representa una seguridad tal, que se está aplicando en las herramientas portátiles.

Clase III - Equipos en los que la protección contra descargas eléctricas se confía a la alimentación con voltajes de baja tensión en seguridad. Son los que están provistos para ser alimentados bajo una tensión no superior a 50 voltios.

5.7- GENERALIDADES.-

Se consideran instalaciones de baja tensión aquellas en que las tensiones nominales sean inferiores a 1000V.

Antes de iniciar trabajos en baja tensión se procederá a identificar el conductor o instalación donde se tiene que trabajar. Toda instalación será considerada baja tensión mientras no se demuestre lo contrario con aparatos destinados al efecto.

No se deben realizar trabajos con tensión en locales donde existan materiales explosivos o inflamables.

Los trabajos en instalaciones de baja tensión en aquellos casos que por proximidad o cruce con otras instalaciones puedan entrar en contacto accidentalmente con estos, o bien se eliminará la posibilidad de contacto mediante pantallas, emparrillados, etc. o tendrá que desconectarse y ponerse en cortocircuito y a tierra la instalación de baja tensión.

En locales húmedos, mojados o de atmósfera explosivas los dispositivos de maniobra de baja tensión deben accionarse colocándose el operario sobre una plataforma de material aislado, la cual no debe guardarse en locales de las características antes mencionadas.

Para reponer fusibles en una instalación de baja tensión siempre que sea posible se dejará la misma tensión.

Se evitará el empleo de conductores desnudos.

Se prohíbe el uso de interruptores de cuchillas que no estén debidamente protegidos.

Las tomas de tierra se dejarán más de 3m de los pozos y cursos de agua.

5.8- TRABAJOS EN LINEAS SIN TENSION Y CON TENSION.-

A continuación se detalla cada uno de los trabajos que en líneas, indicando el procedimiento para la maniobra a realizarse.

5.8.1- TRABAJOS SIN TENSION.-



Fig24. Cinco Reglas de Oro para trabajar sin tensión.

Aislar la parte en que se vaya a trabajar de cualquier posible alimentación mediante la apertura de los aparatos de seccionamiento más próximos a la zona de trabajo.

Bloquear en posición de apertura cada uno de los aparatos de seccionamiento colocando en su mando un letrero con la prohibición de maniobra.

Comprobar mediante un verificador la ausencia de tensión.

Señalizar adecuadamente la prohibición de restituir tensión debido a la realización de trabajo.

No se establecerá el servicio al finalizar los trabajos sin comprobar que no existe peligro alguno.

En el propio lugar de trabajo.

- Verificación de la ausencia de tensión.
- En el caso de redes aéreas se procederá a la puesta en cortocircuito.
- Delimitar la zona de trabajo señalizándola adecuadamente.

5.8.2- TRABAJOS CON TENSIÓN.-

Colocarse sobre objetos aislantes (alfombras, banquetas, escaleras aislantes, etc.).

Utilizar cascos, guantes aislantes, gafas protectoras, herramientas aisladas y ropas apropiadas sin accesorios metálicos.

Aislar previamente los demás conductores en tensión, próximos al lugar de trabajo, incluso el neutro.



Fig25. Trabajos en líneas energizadas

Cuando se realice el trabajo de instalar un contador con tensión, además del equipo de protección personal, es necesario comprobar la correspondencia de los bornes de entrada y salida de cada fase.

También se comprobará si la instalación del abonado está cortocircuitada, verificándose si hay tensión de retorno antes de conectar cada nuevo hilo de salida.

5.9- MATERIAL DE SEGURIDAD.-

Además del equipo de protección individual (gafas, cascos, calzado, etc.) se considera como material de seguridad para los trabajos en instalaciones de baja tensión el siguiente:



Fig26. Material de seguridad

- Guantes aislantes de baja tensión.
- Banquetas o alfombras aislantes.
- Vainas y caperuzas aislantes.
- Comprobadores o discriminadores de tensión.
- Herramientas aisladas.
- Material de señalización (discos, barreras, banderines, etc.).
- Lámparas portátiles.
- Transformadores de separación de circuitos.

5.10- LA PROTECCIÓN PERSONAL.-

Cualquier tipo de protección individual debe reunir una serie de características:

- Debe ser fácil de manejar.
- Deberá permitir la realización del trabajo, sin suponer una merma en las posibilidades de actuación.
- Debe ser cómodo procurando si es posible que sienta bien.

5.11- LESIONES QUE PRODUCE SU PASO POR EL CUERPO HUMANO.-

El cuerpo humano al ser atravesado por la corriente eléctrica, se comporta como un conductor siguiendo la ley de Ohm.

Donde: **La Intensidad es igual a la Diferencia de potencial / Resistencia**

FACTORES:

- Intensidad.
- Resistencia.
- Frecuencia.
- Tiempo de contacto.
- Recorrido de la corriente a través del cuerpo.
- Capacidad de reacción de la persona.

5.11.1- INTENSIDAD.-

La intensidad que pasa por el cuerpo humano, unida al tiempo de circulación, es la causa determinante de la gravedad en el circuito eléctrico. Esta comprobado que intensidades comprendidas entre:

(1 – 3m.A.) No ofrecen peligro alguno y su contacto puede ser mantenido.

(3 – 25m.A.) Pueden dar lugar a:

- Contracciones musculares.
- Dificultad de separarse del punto de contacto.
- Quemaduras, Aumento de la tensión sanguínea.

(25 – 75m.A.) Dan lugar:

- Parada de los músculos respiratorios (asfixia).
- Fibrilación ventricular (tiempo de contacto mayor de 3 minutos).
- Colapso.

(75 – 3000m.A.) Ocasiona:

- Parálisis total de respiración.
- Fibrilación ventricular irreversible.

(Mayor de 3^a) puede producir fibrilación ventricular y grandes quemaduras.

5.11.2- RESISTENCIA.-

La intensidad que circule por el cuerpo humano a causa de un contacto accidental, dependerá única y exclusivamente de la resistencia que se ofrezca al paso de la corriente, siendo esta resistencia la suma de:

- Resistencia del punto de contacto (piel).
- Resistencia de los tejidos internos que atraviese la corriente.
- Resistencia de la zona de salida de la corriente.

El punto de contacto con la fuente de tensión es siempre la piel, y su resistencia puede variar entre 100 ohmios para piel fina y húmeda y 1000000 ohmios en piel rugosa y seca, tejidos internos 500 ohmios.

En la mayoría de los casos, la zona de salida de la corriente son los pies, así que la resistencia dependerá también del tipo de calzado y del material del que este fabricado el suelo.

5.11.3- TIEMPO DE CONTACTO.-

Cifras aproximadas para que llegue a producirse – **fibrilación ventricular:**

15 m.A.	Durante	2 minutos.
20 m.A.	“	1 minuto.
30 m.A.	“	35 segundos.
100 m.A.	“	3 segundos.
500 m.A.	“	0,10 segundos.
1 A	“	0,03 segundos.

La fibrilación ventricular son contracciones anárquicas del músculo cardíaco que se produce por el paso de la corriente eléctrica de una cierta intensidad y duración a través del corazón.

5.11.4- TENSIÓN.-

Tensión de seguridad:

Considerando, que intensidades menores de 25m.A. no causan trastornos graves al organismo, y que la resistencia humana es de 1000 a 2000 ohmios, tendremos como tensión de seguridad:

- $0,025 * 1000 = 25V$ (En ambiente conductor o húmedo.)
- $0,025 * 2000 = 50V$ (En ambiente seco.)

5.12- PRESCRIPCIONES DE SEGURIDAD Y PRIMEROS AUXILIOS.-

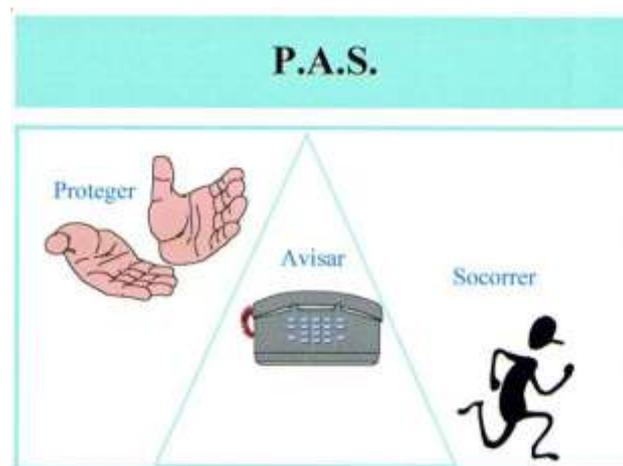


Fig27. P.A.S

Cuando se produce un accidente por electricidad en **alta tensión**, los accidentados en la mayoría de los casos mueren, y si no es así, puede quedar sin respiración, y con

pérdida de conocimiento, sin vida aparente. También existen casos en el que el accidentado sólo ha sufrido la acción del arco y sufren quemaduras graves.

Las maniobras de salvamento de los accidentados por alta tensión son tan peligrosas, que sólo deben realizarse por personal capacitado y adiestrado.

5.12.1- SALVAMENTO.-

Corte de la corriente accionando los aparatos de corte procurando desconectar todas las fuentes de tensión.

Si esto no es posible, el socorredor separará a la víctima del conductor aislándose previamente del suelo mediante la utilización de banquetas, alfombrillas o cualquier otro material aislante.

Para actuar sobre el conductor ó la víctima se utilizará igualmente pértigas, guantes ó materiales aislantes.

En accidentes en altura hay que prever la posible caída de la víctima al soltarlo de los conductores en tensión.

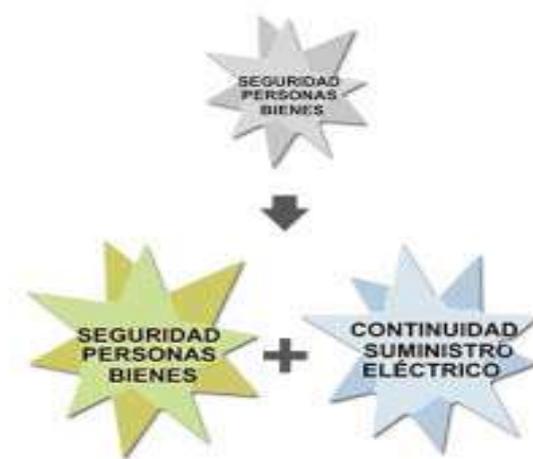


Fig28. Seguridad de personas y bienes.

CAPITULO VI

ADMINISTRACION Y APLICACIÓN DEL MANTENIMIENTO EN LA CATEG.

6.1- FUNCIÓN DEL DEPARTAMENTO.-

El departamento de distribución realiza trabajos de reparación, mantenimiento preventivo, mantenimiento correctivo y montaje de nuevas instalaciones en frío o con las líneas energizadas. CATEG es una de las pocas empresas distribuidoras que realiza trabajos con líneas energizadas, la importancia de los trabajos con líneas energizadas radica en que nos permiten entregar una buena calidad de servicio a los clientes.

6.2- PROCESO DE RECOPIACIÓN DE INFORMACIÓN AL OCURRIR UNA FALLA.-

Al ocurrir una falla se necesita toda la información posible para ubicar la falla, aislar el tramo afectado y normalizar el servicio al mayor número de abonados, la cual puede ser suministrada por los clientes, por el CENACE, por los operadores de subestaciones-plantas y por el personal del departamento de distribución. Aquí jugando un papel muy importante el trabajo en equipo el cual va de la mano con la dirección técnica, la información suministrada por los clientes, la capacitación, su experiencia, los equipos y materiales con que cuenta el personal en general de este departamento con un solo objetivo que es el de dar un mejor servicio al usuario.

6.3- REGISTRO DE LAS INTERRUPCIONES.-

Actualmente se están efectuando controles en función a Índices Globales discriminando por alimentador de medio voltaje. Durante la presente Administración se ha dado especial impulso al desarrollo del “Módulo de Calidad del Servicio

Técnico”, el cual va a permitir agilizar los procesos de toma de datos de las interrupciones, revisión y cálculos de índices de control. Al momento se encuentra instalado el módulo desarrollado en la Central de Radio de la Empresa Eléctrica del Ecuador y se están obteniendo buenos resultados de las Interrupciones ocurridas en el Sistema, lo cual permite en muy corto tiempo obtener el cálculo de los índices de forma automática.

El Módulo desarrollado contempla los lineamientos generales establecidos por el CONELEC, para la Identificación de las Interrupciones de la siguiente manera:

- Fecha y hora de inicio de cada interrupción.
- Identificación del origen de las interrupciones: internas o externas.
- Ubicación e identificación de la parte del sistema eléctrico afectado por cada interrupción: circuito de media tensión (MT), subestación de distribución (AT/MT), red de alta tensión (AT).
- Identificación de la causa de cada interrupción.
- Relación de equipos que han quedado fuera de servicio por cada interrupción, señalando su respectiva potencia nominal.
- Número de Consumidores afectados por cada interrupción.
- Número total de Consumidores de la parte del sistema en análisis.
- Fecha y hora de finalización de cada interrupción.

6.4- CALIDAD DEL SERVICIO TECNICO.-

En los últimos años, la Calidad de Servicio Eléctrico se ha transformado en un tema de gran relevancia, tanto para las empresas proveedoras de electricidad como para los consumidores o usuarios finales de este servicio, dada la diversidad de aspectos técnicos y comerciales involucrados en el suministro. La calidad de servicio incluye, entre otros, los siguientes parámetros:

- a.- Las normas y condiciones que establezcan los decretos de concesión;
- b.- La seguridad de las instalaciones y de su operación, y el mantenimiento de las mismas;
- c.- La satisfacción oportuna de las solicitudes de servicio, en los términos y condiciones establecidos en este reglamento;
- d.- La correcta medición y facturación de los servicios prestados, y el oportuno envío a los usuarios y clientes;
- e.- El cumplimiento de los plazos de reposición de suministro;
- f.- La oportuna atención y corrección de situaciones de emergencia, interrupciones de suministro, accidentes y otros imprevistos;
- g.- La utilización de adecuados sistemas de atención e información a los usuarios y clientes;
- h.- La continuidad del servicio;

6.5- CLASIFICACION Y ESTADISTICAS DE LAS INTERRUPCIONES EN LA CATEG INC.

En lo que se refiere a la clasificación de las interrupciones para los distintos abonados o consumidores al presentarse problemas en los equipos o componentes del sistema eléctrico, las interrupciones deben de clasificarse tomando en cuenta ciertos criterios para de esta manera facilitar el análisis de los distintos tipos de interrupciones en el sistema.

6.5.1- CLASIFICACIÓN DE INTERRUPCIONES.-

A continuación se muestra una clasificación general de las interrupciones que se presentan:

CLASIFICACIÓN	TIPO	DENOMINACION
DURACION	MOMENTANEA	son menores o igual a 3 minutos: atribuidas a conexión y reconexión de equipos
	SOSTENIDA	son mayores a 3 minutos
ORIGEN	INTERNA	falla dentro del sistema de distribución
	EXTERNA	falla que se presenta afuera del sistema
CAUSAS	FORZADA	Por: reparación mantenimiento mejoramiento ampliación maniobra
	PROGRAMADA	Por : racionamiento mejoramiento ampliación maniobra racionamiento

TABLA 1: Clasificación de las interrupciones.

6.5.2- ANALISIS DE FRECUENCIA Y DURACION.-

La idea central de la evaluación de confiabilidad en una red eléctrica es disponer de información cuantitativamente, la cual es la que diariamente obtiene el departamento de quejas de la empresa eléctrica, que de alguna manera refleja el comportamiento y calidad de servicio que entrega dicha empresa.

Puestos en el caso de un consumidor que desea conectarse a un nudo de la red que suministra la empresa, lo más probable es que esté interesado en conocer la cantidad de veces que quedara sin suministro de energía eléctrica y cuanto pueden durar estas fallas de servicio. La técnica de frecuencia y duración pretende encontrar relaciones para contestar estas interrogantes.

Para determinar la frecuencia y duración de fallas en los distintos tramos, así como otros índices de confiabilidad, es necesario analizar el comportamiento de la red ante las diversas contingencias a que puede verse sometido cada uno de sus componentes.

“La misión del ingeniero es encontrar la mejor solución técnica pero que sea económicamente viable”. En este capítulo se tiene por objeto precisamente lo citado en la frase anterior, determinar la mejor alternativa de diseño desde el punto de vista de calidad de servicio y a la vez que el costo justifique la inversión.

6.5.3- PARÁMETROS ECONÓMICOS EN LA TOMA DE DECISIONES.

Los costos de interrupción sufridos tanto por el consumidor como la empresa distribuidora son parámetros muy difíciles de cuantificar, razón por la cual a continuación se presenta detalladamente una serie de situaciones que se deben tener en consideración.

Costo visto por la empresa.

- Pérdida de ingreso por la no-venta de energía.
- Pérdida de confianza de los consumidores.
- Pérdida de futuras ventas potenciales debido a reacción adversa.
- Incremento de gastos debido a reparación y mantenimiento.

Costo visto por el consumidor.

- Costos sufridos por la industria debido a la pérdida de manufactura, productos dañados, equipos dañados, mantenimiento extra, etc.
- Costo impuesto a los consumidores residenciales debido a alimentos dañados, gasto en métodos alternativos de calentamiento y alumbrado, etc.
- Costos que son difíciles de cuantificar y que van desde los inconvenientes e imposibilidad de disfrutar los pasatiempos favoritos, hasta situaciones severas que pueden ocurrir durante las interrupciones; como: robos, asaltos, asesinatos, fallas en los servicios de hospitales, etc.

La confiabilidad del sistema actual puede ser mejorada colocando más equipos de protección y seccionamiento en la línea o simplemente haciendo un ajuste a los equipos que existen actualmente.

6.6- INDICES BASADOS EN EL SISTEMA.

Estos permitirán establecer en forma clara la verdadera situación por la que atraviesa el sistema con respecto a la calidad del servicio técnico.

6.6.1- FRECUENCIA [Interrupciones/año].

SAIFI: Este índice corresponde a la frecuencia de interrupciones para todos los clientes hayan o no sido afectados, por interrupciones. Su medición requiere puntos de medida en cada localización de un cliente.

$$SAIFI = \frac{\text{suma de interrupciones}}{\text{número total de usuarios}} \left[\frac{\text{int.}}{\text{año}} \right]$$

a) Índice de Frecuencia de Interrupción Promedio del Sistema (SAIFI)

6.7- ÍNDICES ORIENTADOS AL CONSUMIDOR.-

Así mismo, es necesario definir índices orientados al consumidor, éstos permitirán establecer en forma clara la verdadera situación de los clientes con respecto a la calidad del servicio técnico.

6.7.1- INDISPONIBILIDAD [horas/año]

SAIDI: Este índice corresponde al tiempo que ha estado en promedio sin suministro de energía eléctrica para todos los clientes que hayan o no sido afectados, por interrupciones.

$$SAIDI = \frac{\text{suma de duraciones de interrupciones}}{\text{número total de usuarios}} \left[\frac{\text{hrs.}}{\text{año}} \right]$$

b) Índice de tiempo de Interrupción Promedio del Sistema (SAIDI)

Para el cálculo de los índices se considerarán todas las interrupciones del sistema con duración mayor a tres minutos, incluyendo las de origen externo.

No se considerarán para el cálculo de los índices, pero sí se registrarán, las interrupciones debidas a suspensiones generales del servicio, racionamientos, desconexiones de carga por baja frecuencia establecidas por el CENACE; y otras causadas por eventos de fuerza mayor o caso fortuito, que deberán ser notificadas al CONELEC, conforme a lo establecido en el Art. 36 del Reglamento de Suministro del Servicio de Electricidad.

A continuación se adjunta unos cuadros facilitados por la empresa eléctrica con los cuales vamos a obtener los datos para realizar un pequeño análisis de frecuencia e indisponibilidad.

Para poder obtener valores totales deberíamos utilizar todos los datos obtenidos los 365 días del año y tener el número total de usuarios, en este caso para simular el cálculo se ha utilizado los datos tomado en un solo día visto en la Tabla1 la cual nos muestra las Interrupciones de Servicio desde 08:00 del Miércoles 21 de Enero/09 a 08:00 del Jueves 22 de Enero/09, entonces para que el cálculo no arroje cifras exageradas asumimos un número de clientes $x = 5$ con todos estos datos procedemos a realizar el análisis mediante graficas para que nos indique en un periodo de 1 año con qué frecuencia existen interrupciones y que tiempo duro cada interrupción.

SAIFI= 20 (Interrupciones) / 5 (números de usuarios)

SAIFI= 4 (Interrupciones por año)

SAIDI= 1.8 (horas) / 5(números de usuarios)

SAIDI= 0.36 (Horas por año)

Interrupciones de Servicio desde 08:00 del Miercoles 21 de Enero/09 a 08:00 del Jueves 22 de Enero/09					
Desde	Hasta	Alimentadora	Sectores	Causa	Porcentaje Restablecido
08:50:00	08:50:15	Cerro Blanco 4	Sale de la S/E Cerro Blanco en el Km. 16 de la vía a la costa alimenta Hcda. Nueva Esperanza, Colegio Ma. Auxiliadora, KOBREC S.A, Radio Alegría, Grancomar S.A.	1 Op, Km 19 vía a la costa, a la altura del Colegio Maria Auxiliador. 1F-40 amperios quemado. Causa : enredaderas en las líneas.	100%
11:50:00	12:14:00	Flor de Bastión 4	Flor de Bastión, Bloqs: 1, 15, 16, 17, Coop. Casa del Tigre, Jaime Toral 3.	3Op, Ingresando por la piletas. Coop Sergio Toral poste de madera que contiene transformador particular en el piso y caja fogoneada en arranque monofasico particular.	100%
13:30:00	13:30:15	Flor de Bastión 4	Flor de Bastión, Bloqs: 1, 15, 16, 17, Coop. Casa del Tigre, Jaime Toral 3.	1 Op, Al cerrar cajas carro 70 en arranque clandestino que va a la Coop. Sergio Toral.	100%
14:39:00	14:49:15	Odebrecht	Cia. Odebrecht vía a la Costa.	1 Op, Desconocida	100%
15:01:00	15:01:15	Trinitaria Norte	Coop Che Guevara-Nva Guayaquil-Mandela-Jacobo Bucaram-6 de Marzo-Ángel Duarte-Madriral-Desarrollo Comunal-Techo para los Pobres-Independencia-Luchar y Vencer- Unidos Venceremos	1 Op, Desconocida	100%
15:20:00	15:20:15	Malecón	Sale de S/E Boyacá por calle Boyacá hasta Juan Montalvo, Cale Loja hasta Malecón y Malecón hasta Junín, incluye Cerro Santa Ana y Cerro del Carmen	1 Op, Desconocida	100%
17:00:00	17:00:15	Mucho Lote	PreCoop. Assad Bucaram, Coop Paquisha, Progreso de Pascuales, Bloq 11 Bastión Popular.	1 Op, Coop Assad Bucaram Mz 215 ,Puente directo arrancado. Copa Fogoneada.	100%
17:42:00	17:42:15	Sauces 3	Sale de la S/E El Sauce y alimenta la Lotizacion Inmaconsa.	1 Op, Desconocida	100%
18:07:00	18:07:15	Mapasingue 3	Sale de la S/E Mapasingue, toma Juan Tanca Marengo alimenta la Marta de Roldós, lado del Colegio Americano hasta la urbanización Central. (antes de San Felipe)	1 Op, Desconocida	100%
18:45:00	18:45:15	Flor de Bastión 4	Flor de Bastión, Bloqs: 1, 15, 16, 17, Coop. Casa del Tigre, Jaime Toral 3.	1 Op, Coop San Ignacio de Loyola pasando la estacion de la línea 8. Puente de la parte inferior de la caja	100%

20:25:00	20:25:15	Chongón	Sale de la S/E Cerro Blanco en el Km. 16 de la vía a la costa y avanza hasta el Km. 29.	1 Op, Desconocida	100%
23:12:00	23:12:15	El Cisne	Francisco Segura desde Calle 11 hasta el Estero Puerto Liza Hasta calle 26	1 Op, Desconocida	100%
23:44:00	23:44:15	10 de Agosto	Sale de la S/E Garay por Calle 10 de Agosto desde Garay hasta 15va cruza el estero y va por la Av. Barcelona hasta el Estadio , Cdla. Bellavista, Av. Carlos Julio Arosemena (Urb. Vista Grande).	1 Op, Desconocida	100%
00:41:00	00:41:15	Trinitaria Norte	Coop Che Guevara-Nva Guayaquil-Mandela-Jacobo Bucaram-6 de Marzo-Ángel Duarte-Madrugal-Desarrollo Comunal-Techo para los Pobres-Independencia-Luchar y Vencer- Unidos Venceremos	1 Op, Desconocida	100%
00:59:00	00:59:15	Odebrecht	Cia. Odebrecht vía a la Costa.	1 Op, Desconocida	100%
01:46:00	02:06:00	Mall del Sur	Sale de S/E Pradera toma la Av. 25 de Julio desde Pío Jaramillo hasta Ernesto Alban	1 Op, Desconocida	100%
05:00:00	05:00:15	Cerro Azul	Sale de S/E Cerro Blanco, Km. 8,5 vía a la costa y por la Av.. Del Bombero, Repetidoras de Cerro Azul. Urbanización Puerto Azul.	1 Op, En Urb. Puerto Azul, en el 2do arranque se cambio 1F-100Amp que estaba quemado	100%
05:48:00	05:48:15	Flor de Bastión 4	Flor de Bastión, Bloqs: 1, 15, 16, 17, Coop. Casa del Tigre, Jaime Toral 3.	1 Op, Desconocida	100%
06:18:00	07:11:00	Torre 5	Calle 36 desde Brasil hasta Portete, Calle 30 desde Portete hasta Calle A	3 Op, 31ava calle y calle A, Ramas de arbol de guaba cayeron sobre linea del centro de arranque trifasico directo	100%
07:11:00	07:11:15	Agustín Freire	Sale de S/E Garzota frente al Terminal terrestre recorre la Av.. Agustín Freire hasta la Av.. Fco de Orellana cubre sectores de ciudadelas Sauces 2, Alborada I y II Etapas, Cdla Ietel, Urb. Villa Sol.	1 Op, Desconocida	100%

TABLA2: Cuadro de interrupciones de servicio suministrado el departamento de quejas de la CATEG.



Fig29. Tiempo de interrupción del servicio.

6.8- ESTADISTICA DE PROBLEMAS DADOS EN LA CATEG DURANTE LOS 12 MESES DEL AÑO 2009.

La empresa eléctrica de Guayaquil nos facilito los cuadros estadísticos con los números de quejas que los usuarios hacen cada día, clasificados por cada mes del año 2009, por sectores, turnos de 3 horarios y tipos de quejas.

De los cuadros entregados se realizo un promedio total de de los datos estadísticos tomados en el todo el año 2009 teniendo así el número total de quejas por cada tipo y sector, enfocándonos en estos dos puntos por ser los de mayor interés.

A lo que se quiere llegar con esto es poder determinar mediante el método de pareto cuales fueron los sectores más conflictivos en la ciudad de Guayaquil para con eso poder determinar que errores o que causo tal número de quejas dadas en el año 2009 así mismo identificar el tipo de problemas más común que se encuentran en los mantenimientos diarios que realiza dicha institución.

6.9- ANALISIS ESTADISTICO DEL NUMERO DE QUEJAS DADA EN EL 2009

Este análisis fue basado en los cuadros dados por la empresa eléctrica de Guayaquil de todos los meses del año, obteniendo así un resultado total de todo el análisis, para con estos datos proceder a aplicar el método de pareto 80/20 determinando así cuales son el 80% de las causas de fallas ubicadas dentro de todo el sistema, y el otro 20% es el restante.

6.10- PRINCIPIO DE PARETO

El Principio de Pareto afirma que en todo grupo de elementos o factores que contribuyen a un mismo efecto, unos pocos son responsables de la mayor parte de dicho efecto.

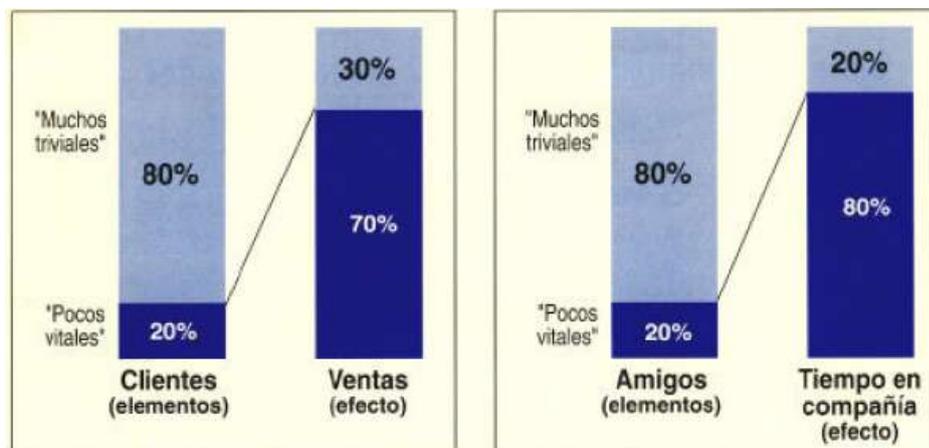


Fig30. Representación del análisis de pareto.

6.10.1- DEFINICIÓN DE PARETO.-

El Análisis de Pareto es una comparación cuantitativa y ordenada de elementos o factores según su contribución a un determinado efecto.

El objetivo de esta comparación es clasificar dichos elementos o factores en dos categorías: Las "Pocas Vitales" (los elementos muy importantes en su contribución) y los "Muchos Triviales" (los elementos poco importantes en ella).

6.11- APLICACIÓN.-

Realización del análisis de Pareto basado en los cuadros estadísticos entregados por el departamento de mantenimiento eléctrico de la empresa eléctrica de Guayaquil.

Este análisis se lo realiza con el fin de que la empresa eléctrica y el área de mantenimiento de la misma tengan un resultado estadístico Anual en cuanto a fallos en su sistema debido al número de quejas y determinación de los sectores con más problemas en la ciudad de Guayaquil, con los datos obtenidos tendrán una herramienta para tomar decisiones futuras en cuanto a inversión en el área de mantenimiento, pudiendo ser este aumento de personal para cubrir los turnos de guardia, aumento o reestructuración del parque automotor de la empresa puesto que esta es una de las herramientas primordiales para el servicio de mantenimiento, tener un adecuado stock de repuestos y materiales de trabajo, etc.

A continuación observamos las tablas del número de quejas de todos los meses del año que el departamento de quejas, conjunto con el departamento de mantenimiento de la CATEG nos facilitaron para poder realizar el análisis previsto, con el fin de localizar y enfocar los puntos críticos en los diferentes tipos de fallas que existen en la red de distribución de la ciudad de Guayaquil y los sectores donde son más comunes las fallas, pudiendo con estos datos determinar en algún momento cuál es la causa raíz de los problemas.

Con las tablas facilitadas por la empresa eléctrica procedemos a realizar la clasificación por números de quejas acumuladas en el año 2009, así mismo procedemos a sacar el porcentaje que ha tenido durante todo el año cada queja presentada por el usuario final.

NUMERO DE QUEJAS MENSUALES CLASIFICADAS POR TURNO, SECTOR Y TIPO (ENERO)

MES	TURNO			SECTOR							TIPO							TOTAL
	00H00 - 08H00	08H00 - 16H00	16H00 - 24H00	ALBORADA	CARRETERO	NORTE	CENTRO	SUR	GUASMO	OESTE	POSTE	LINEA	TRANSFORMADOR	ACOMETIDA	MEDIDOR	ALIMENTADORA	OTROS	
ENERO	269	1790	1610	449	669	551	403	494	536	567	211	757	229	969	714	329	460	3669
TOTAL	269	1790	1610	449	669	551	403	494	536	567	211	757	229	969	714	329	460	3669
%	7,33%	48,79%	43,88%	12,24%	18,23%	15,02%	10,98%	13,46%	14,61%	15,45%	5,75%	20,63%	6,24%	26,41%	19,46%	8,97%	12,54%	

TABLA 3: Cuadro de quejas suministrado por el departamento de mantenimiento de la CATEG del mes de Enero

NUMERO DE QUEJAS MENSUALES CLASIFICADAS POR TURNO, SECTOR Y TIPO (FEBRERO)

MES	TURNO			SECTOR							TIPO							TOTAL
	00H00 - 08H00	08H00 - 16H00	16H00 - 24H00	ALBORADA	CARRETERO	NORTE	CENTRO	SUR	GUASMO	OESTE	POSTE	LINEA	TRANSFORMADOR	ACOMETIDA	MEDIDOR	ALIMENTADORA	OTROS	
FEBRERO	183	1484	1610	466	623	433	326	411	493	525	116	537	183	933	661	349	498	3277
TOTAL	183	1484	1610	466	623	433	326	411	493	525	116	537	183	933	661	349	498	3277
%	5,58%	45,29%	49,13%	14,22%	19,01%	13,21%	9,95%	12,54%	15,04%	16,02%	3,54%	16,39%	5,58%	28,47%	20,17%	10,65%	15,20%	

TABLA 4: Cuadro de quejas suministrado por el departamento de mantenimiento de la CATEG del mes de Febrero

NUMERO DE QUEJAS MENSUALES CLASIFICADAS POR TURNO, SECTOR Y TIPO (MARZO)

MES	TURNO			SECTOR							TIPO							TOTAL
	00H00 - 08H00	08H00 - 16H00	16H00 - 24H00	ALBORADA	CARRETERO	NORTE	CENTRO	SUR	GUASMO	OESTE	POSTE	LINEA	TRANSFORMADOR	ACOMETIDA	MEDIDOR	ALIMENTADORA	OTROS	
MARZO	210	1634	1959	499	768	514	425	472	515	610	67	1827	240	845	664	79	81	3803
TOTAL	210	1634	1959	499	768	514	425	472	515	610	67	1827	240	845	664	79	81	3803
%	5,52%	42,97%	51,51%	13,12%	20,19%	13,52%	11,18%	12,41%	13,54%	16,04%	1,76%	48,04%	6,31%	22,22%	17,46%	2,08%	2,13%	

TABLA 5: Cuadro de quejas suministrado por el departamento de mantenimiento de la CATEG del mes de Marzo

NUMERO DE QUEJAS MENSUALES CLASIFICADAS POR TURNO, SECTOR Y TIPO (ABRIL)

MES	TURNO			SECTOR							TIPO							TOTAL
	00H00 - 08H00	08H00 - 16H00	16H00 - 24H00	ALBORADA	CARRETERO	NORTE	CENTRO	SUR	GUASMO	OESTE	POSTE	LINEA	TRANSFORMADOR	ACOMETIDA	MEDIDOR	ALIMENTADORA	OTROS	
ABRIL	154	1500	1604	445	644	432	344	394	464	535	58	825	286	1380	591	76	42	3258
TOTAL	154	1500	1604	445	644	432	344	394	464	535	58	825	286	1380	591	76	42	3258
%	4,73%	46,04%	49,23%	13,66%	19,77%	13,26%	10,56%	12,09%	14,24%	16,42%	1,78%	25,32%	8,78%	42,36%	18,14%	2,33%	1,29%	

TABLA 6: Cuadro de quejas suministrado por el departamento de mantenimiento de la CATEG del mes de Abril

NUMERO DE QUEJAS MENSUALES CLASIFICADAS POR TURNO, SECTOR Y TIPO (MAYO)

MES	TURNO			SECTOR							TIPO							TOTAL
	00H00 - 08H00	08H00 - 16H00	16H00 - 24H00	ALBORADA	CARRETERO	NORTE	CENTRO	SUR	GUASMO	OESTE	POSTE	LINEA	TRANSFORMADOR	ACOMETIDA	MEDIDOR	ALIMENTADORA	OTROS	
MAYO	110	1448	1253	402	488	377	330	310	431	473	17	809	141	1100	521	113	110	2811
TOTAL	110	1448	1253	402	488	377	330	310	431	473	17	809	141	1100	521	113	110	2811
%	3,91%	51,51%	44,57%	14,30%	17,36%	13,41%	11,74%	11,03%	15,33%	16,83%	0,60%	28,78%	5,02%	39,13%	18,53%	4,02%	3,91%	

TABLA 7: Cuadro de quejas suministrado por el departamento de mantenimiento de la CATEG del mes de Mayo

NUMERO DE QUEJAS MENSUALES CLASIFICADAS POR TURNO, SECTOR Y TIPO (JUNIO)

MES	TURNO			SECTOR							TIPO							TOTAL
	00H00 - 08H00	08H00 - 16H00	16H00 - 24H00	ALBORADA	CARRETERO	NORTE	CENTRO	SUR	GUASMO	OESTE	POSTE	LINEA	TRANSFORMADOR	ACOMETIDA	MEDIDOR	ALIMENTADORA	OTROS	
JUNIO	116	1242	949	270	421	310	266	293	361	386	31	523	191	1005	465	75	17	2307
TOTAL	116	1242	949	270	421	310	266	293	361	386	31	523	191	1005	465	75	17	2307
%	5,03%	53,84%	41,14%	11,70%	18,25%	13,44%	11,53%	12,70%	15,65%	16,73%	1,34%	22,67%	8,28%	43,56%	20,16%	3,25%	0,74%	

TABLA 8: Cuadro de quejas suministrado por el departamento de mantenimiento de la CATEG del mes de Junio

NUMERO DE QUEJAS MENSUALES CLASIFICADAS POR TURNO, SECTOR Y TIPO (JULIO)

MES	TURNO			SECTOR							TIPO						TOTAL	
	00H00 - 08H00	08H00 - 16H00	16H00 - 24H00	ALBORADA	CARRETERO	NORTE	CENTRO	SUR	GUASMO	OESTE	POSTE	LINEA	TRANSFORMADOR	ACOMETIDA	MEDIDOR	ALIMENTADORA		OTROS
JULIO	96	1166	910	288	403	262	250	273	385	311	23	564	198	546	475	194	172	2172
TOTAL	96	1166	910	288	403	262	250	273	385	311	23	564	198	546	475	194	172	2172
%	4,42%	53,68%	41,90%	13,26%	18,55%	12,06%	11,51%	12,57%	17,73%	14,32%	1,06%	25,97%	9,12%	25,14%	21,87%	8,93%	7,92%	

TABLA 9: Cuadro de quejas suministrado por el departamento de mantenimiento de la CATEG del mes de Julio

NUMERO DE QUEJAS MENSUALES CLASIFICADAS POR TURNO, SECTOR Y TIPO (AGOSTO)

MES	TURNO			SECTOR							TIPO						TOTAL	
	00H00 - 08H00	08H00 - 16H00	16H00 - 24H00	ALBORADA	CARRETERO	NORTE	CENTRO	SUR	GUASMO	OESTE	POSTE	LINEA	TRANSFORMADOR	ACOMETIDA	MEDIDOR	ALIMENTADORA		OTROS
AGOSTO	87	1256	1023	281	436	311	282	271	377	408	111	619	180	691	513	177	75	2366
TOTAL	87	1256	1023	281	436	311	282	271	377	408	111	619	180	691	513	177	75	2366
%	3,68%	53,09%	43,24%	11,88%	18,43%	13,14%	11,92%	11,45%	15,93%	17,24%	4,69%	26,16%	7,61%	29,21%	21,68%	7,48%	3,17%	

TABLA 10: Cuadro de quejas suministrado por el departamento de mantenimiento de la CATEG del mes de Agosto

NUMERO DE QUEJAS MENSUALES CLASIFICADAS POR TURNO, SECTOR Y TIPO (SEPTIEMBRE)

MES	TURNO			SECTOR							TIPO							TOTAL
	00H00 - 08H00	08H00 - 16H00	16H00 - 24H00	ALBORADA	CARRETERO	NORTE	CENTRO	SUR	GUASMO	OESTE	POSTE	LINEA	TRANSFORMADOR	ACOMETIDA	MEDIDOR	ALIMENTADORA	OTROS	
SEPTIEMBRE	87	1306	1147	365	519	321	301	266	404	364	13	457	451	1063	410	79	67	2540
TOTAL	87	1306	1147	365	519	321	301	266	404	364	13	457	451	1063	410	79	67	2540
%	3,43%	51,42%	45,16%	14,37%	20,43%	12,64%	11,85%	10,47%	15,91%	14,33%	0,51%	17,99%	17,76%	41,85%	16,14%	3,11%	2,64%	

TABLA 11: Cuadro de quejas suministrado por el departamento de mantenimiento de la CATEG del mes de Septiembre

NUMERO DE QUEJAS MENSUALES CLASIFICADAS POR TURNO, SECTOR Y TIPO (OCTUBRE)

MES	TURNO			SECTOR							TIPO							TOTAL
	00H00 - 08H00	08H00 - 16H00	16H00 - 24H00	ALBORADA	CARRETERO	NORTE	CENTRO	SUR	GUASMO	OESTE	POSTE	LINEA	TRANSFORMADOR	ACOMETIDA	MEDIDOR	ALIMENTADORA	OTROS	
OCTUBRE	107	1184	921	310	410	318	280	275	306	313	28	441	204	1017	432	65	25	2212
TOTAL	107	1184	921	310	410	318	280	275	306	313	28	441	204	1017	432	65	25	2212
%	4,84%	53,53%	41,64%	14,01%	18,54%	14,38%	12,66%	12,43%	13,83%	14,15%	1,27%	19,94%	9,22%	45,98%	19,53%	2,94%	1,13%	

TABLA 12: Cuadro de quejas suministrado por el departamento de mantenimiento de la CATEG del mes de Octubre

NUMERO DE QUEJAS MENSUALES CLASIFICADAS POR TURNO, SECTOR Y TIPO (NOVIEMBRE)

MES	TURNO			SECTOR							TIPO						TOTAL	
	00H00 - 08H00	08H00 - 16H00	16H00 - 24H00	ALBORADA	CARRETERO	NORTE	CENTRO	SUR	GUASMO	OESTE	POSTE	LINEA	TRANSFORMADOR	ACOMETIDA	MEDIDOR	ALIMENTADORA		OTROS
NOVIEMBRE	101	1151	938	299	450	292	261	265	321	302	13	404	447	640	363	162	161	2190
TOTAL	101	1151	938	299	450	292	261	265	321	302	13	404	447	640	363	162	161	2190
%	4,61%	52,56%	42,83%	13,65%	20,55%	13,33%	11,92%	12,10%	14,66%	13,79%	0,59%	18,45%	20,41%	29,22%	16,58%	7,40%	7,35%	

TABLA 13: Cuadro de quejas suministrado por el departamento de mantenimiento de la CATEG del mes de Noviembre

NUMERO DE QUEJAS MENSUALES CLASIFICADAS POR TURNO, SECTOR Y TIPO (DICIEMBRE)

MES	TURNO			SECTOR							TIPO						TOTAL	
	00H00 - 08H00	08H00 - 16H00	16H00 - 24H00	ALBORADA	CARRETERO	NORTE	CENTRO	SUR	GUASMO	OESTE	POSTE	LINEA	TRANSFORMADOR	ACOMETIDA	MEDIDOR	ALIMENTADORA		OTROS
DICIEMBRE	92	1151	1186	301	510	321	316	298	360	323	7	457	517	733	487	97	131	2429
TOTAL	92	1151	1186	301	510	321	316	298	360	323	7	457	517	733	487	97	131	2429
%	3,79%	47,39%	48,83%	12,39%	21,00%	13,22%	13,01%	12,27%	14,82%	13,30%	0,29%	18,81%	21,28%	30,18%	20,05%	3,99%	5,39%	

TABLA 14: Cuadro de quejas suministrado por el departamento de mantenimiento de la CATEG del mes de Diciembre

6.11.1- CLASIFICACION POR PROBLEMAS Y QUEJAS EN EL 2009.-

CLASIFICACION POR PROBLEMAS Y QUEJAS EN EL AÑO								
AÑO	POSTE	LINEA	TRANSFORMADOR	ACOMETIDA	MEDIDOR	ALIMENTADORA	OTROS	% TOTAL POR MES
ENERO	211	757	229	969	714	329	460	3669
FEBRERO	116	537	183	933	661	349	498	3277
MARZO	67	1827	240	845	664	79	81	3803
ABRIL	58	825	286	1380	591	76	42	3258
MAYO	17	809	141	1100	521	113	110	2811
JUNIO	31	523	191	1005	465	75	17	2307
JULIO	23	564	198	546	475	194	172	2172
AGOSTO	111	619	180	691	513	177	75	2366
SEPTIEMBRE	13	457	451	1063	410	79	67	2540
OCTUBRE	28	441	204	1017	432	65	25	2212
NOVIEMBRE	13	404	447	640	363	162	161	2190
DICIEMBRE	7	457	517	733	487	97	131	2429
TOTAL POR FALLA ANUAL	695	8220	3267	10922	6296	1795	1839	33034
TOTAL ANUAL	33034							

TABLA 15: Resultado total de los tipos de fallas ocurridas en el 2009 el sistema de distribución de la CATEG

6.11.2- CLASIFICACION POR PORCENTAJES Y QUEJAS EN EL 2009.-

CLASIFICACION POR PORCENTAJE DE QUEJAS EN EL AÑO								
AÑO	POSTE	LINEA	TRANSFORMADOR	ACOMETIDA	MEDIDOR	ALIMENTADORA	OTROS	% TOTAL POR MES
ENERO	5,75	20,63	6,24	26,41	19,46	8,97	12,54	100,00
FEBRERO	3,54	16,39	5,58	28,47	20,17	10,65	15,20	100,00
MARZO	1,76	48,04	6,31	22,22	17,46	2,08	2,13	100,00
ABRIL	1,78	25,32	8,78	42,36	18,14	2,33	1,29	100,00
MAYO	0,60	28,78	5,02	39,13	18,53	4,02	3,92	100,00
JUNIO	1,34	22,67	8,28	43,56	20,16	3,25	0,74	100,00
JULIO	1,06	25,97	9,12	25,14	21,87	8,93	7,91	100,00
AGOSTO	4,69	26,16	7,61	29,21	21,68	7,48	3,17	100,00
SEPTIEMBRE	0,51	17,99	17,76	41,85	16,14	3,11	2,64	100,00
OCTUBRE	1,27	19,94	9,22	45,98	19,53	2,94	1,12	100,00
NOVIEMBRE	0,59	18,45	20,41	29,22	16,58	7,40	7,35	100,00
DICIEMBRE	0,29	18,81	21,28	30,18	20,05	3,99	5,40	100,00
TOTAL POR FALLA ANUAL	1,93	24,10	10,47	33,64	19,15	5,43	5,28	100,00
TOTAL ANUAL	100,00							

TABLA 16: Porcentaje total de los tipos de fallas ocurridas en el 2009 el sistema de distribución de la CATEG

6.11.3- RESULTADO TOTAL DE LAS CAUSAS DE QUEJAS POR EL USUARIO.-

Con este cuadro procedemos a realizar el análisis de Pareto a los valores totales de números de quejas por usuario detallando la frecuencia de llamadas para reportar daños, un acumulado total de llamadas, el porcentaje con el que los usuarios llaman para reportar el daño y un acumulado total de del porcentaje de daños.

CAUSA	FRECUENCIA	ACUMULADO	% ANUAL	% ACUMULADO
ACOMETIDA	10922	10922	33,64%	33,64%
LINEA	8220	19142	24,10%	57,74%
MEDIDOR	6296	25438	19,15%	76,89%
TRANSFORMADOR	3267	28705	10,47%	87,36%
OTROS	1839	30544	5,28%	92,64%
ALIMENTADORA	1795	32339	5,43%	98,07%
POSTE	695	33034	1,93%	100,00%
Total	33034			

TABLA 17: Datos obtenidos de las sumatoria de quejas y porcentajes en el año

En las gráficas (Ver las Fig23 y 24) se puede apreciar cómo nos da el 80% de las fallas que recae en las acometidas y en un segundo plano las líneas, con lo cual se analizó que durante el año 2009 el mayor número de problemas que tuvo la empresa eléctrica de Guayaquil en su departamento de mantenimiento está en las acometidas, y las líneas.

CAUSA	FRECUENCIA	ACUMULADO	% ANUAL	% ACUMULADO
ACOMETIDA	10922	10922	33,64%	33,64%
LINEA	8220	19142	24,10%	57,74%
MEDIDOR	6296	25438	19,15%	76,89%

TABLA 18: Principales fallas en el sistema de distribución de la categ.

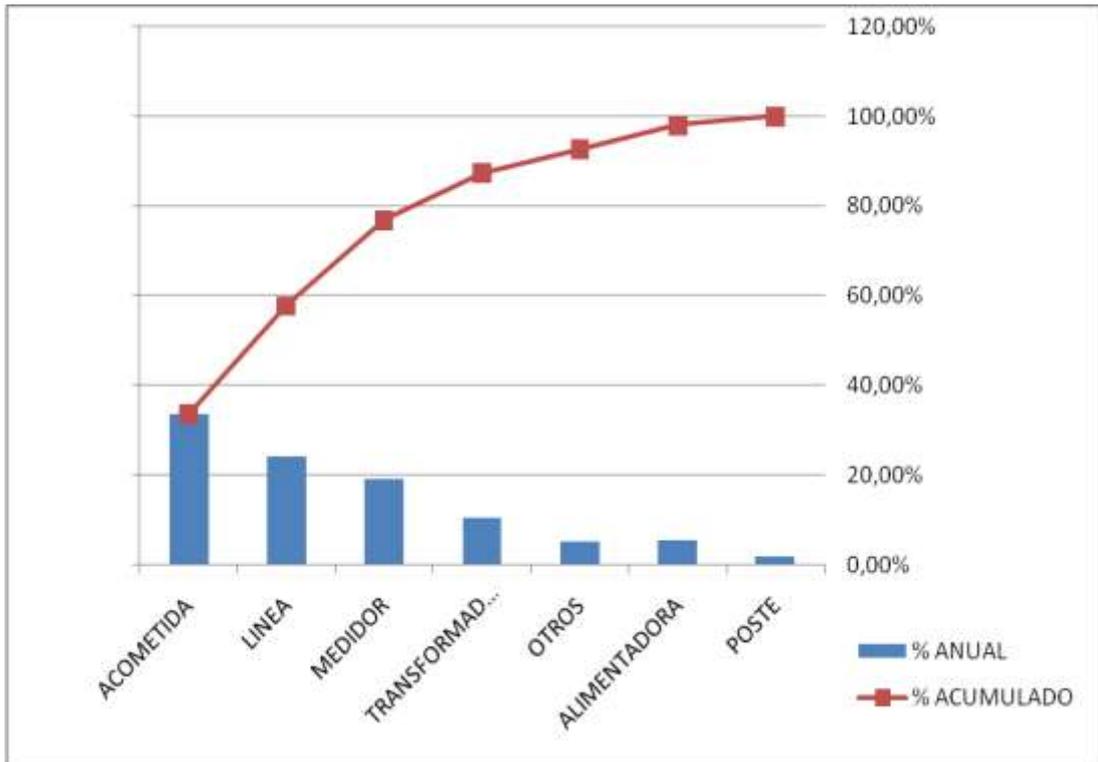


Fig31. Análisis de Pareto de tipos de fallas Anual – Acumulado

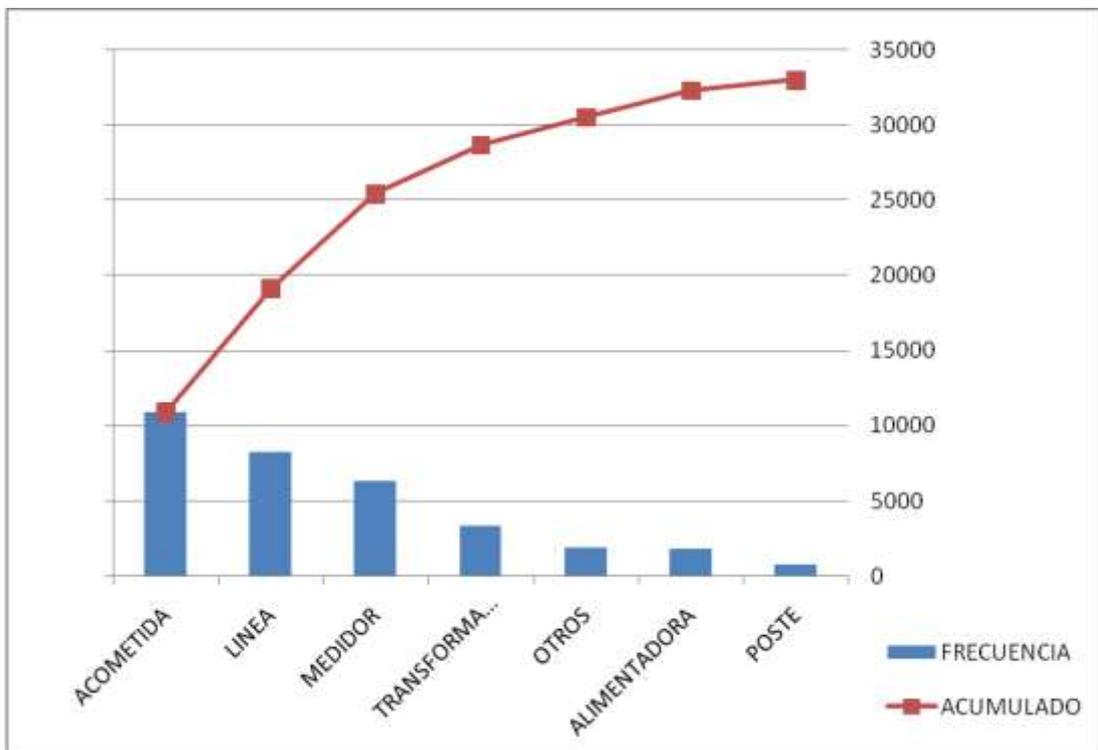


Fig32. Análisis de Pareto de tipos de fallas Frecuencia – Acumulado.

6.11.4- CLASIFICACION POR PROBLEMAS EN SECTORES DE LA CIUDAD DE GUAYAQUIL.-

CLASIFICACION POR PROBLEMAS EN SECTORES DE LA CIUDAD DE GUAYAQUIL								
AÑO	ALBORADA	CARRETERO	NORTE	CENTRO	SUR	GUASMO	OESTE	% TOTAL POR MES
ENERO	449	669	551	403	494	536	567	3669
FEBRERO	466	623	433	326	411	493	525	3277
MARZO	499	768	514	425	472	515	610	3803
ABRIL	445	644	432	344	394	464	535	3258
MAYO	402	488	377	330	310	431	473	2811
JUNIO	270	421	310	266	293	361	386	2307
JULIO	288	403	262	250	273	385	311	2172
AGOSTO	281	436	311	282	271	377	408	2366
SEPTIEMBRE	365	519	321	301	266	404	364	2540
OCTUBRE	310	410	318	280	275	306	313	2212
NOVIEMBRE	299	450	292	261	265	321	302	2190
DICIEMBRE	301	510	321	316	298	360	323	2429
TOTAL POR FALLA ANUAL	4375	6341	4442	3784	4022	4953	5117	33034
TOTAL ANUAL	33034							

TABLA 19: Resultado total de los sectores con más problemas en el 2009 el sistema de distribución de la CATEG

6.11.5- PORCENTAJE DE PROBLEMAS EN SECTORES DE LA CIUDAD DE GUAYAQUIL.-

% DE PROBLEMAS EN SECTORES DE LA CIUDAD DE GUAYAQUIL								
AÑO	ALBORADA	CARRETERO	NORTE	CENTRO	SUR	GUASMO	OESTE	% TOTAL POR MES
ENERO	12,24	18,23	15,02	10,98	13,46	14,61	15,46	100
FEBRERO	14,22	19,01	13,21	9,95	12,54	15,04	16,03	100
MARZO	13,12	20,19	13,52	11,18	12,41	13,54	16,04	100
ABRIL	13,66	19,77	13,26	10,56	12,09	14,24	16,42	100
MAYO	14,3	17,36	13,41	11,74	11,03	15,33	16,83	100
JUNIO	11,7	18,25	13,44	11,53	12,7	15,65	16,73	100
JULIO	13,26	18,55	12,06	11,51	12,57	17,73	14,32	100
AGOSTO	11,88	18,43	13,14	11,92	11,45	15,93	17,25	100
SEPTIEMBRE	14,37	20,43	12,64	11,85	10,47	15,91	14,33	100
OCTUBRE	14,01	18,54	14,38	12,66	12,43	13,83	14,15	100
NOVIEMBRE	13,65	20,55	13,33	11,92	12,1	14,66	13,79	100
DICIEMBRE	12,39	21	13,22	13,01	12,27	14,82	13,29	100
TOTAL POR FALLA ANUAL	13,23	19,19	13,39	11,57	12,13	15,11	15,39	100
TOTAL ANUAL	100							

TABLA 20: Porcentaje total de los sectores con más problemas en el 2009 el sistema de distribución de la CATEG

6.11.6- RESULTADO TOTAL DE LOS SECTORES CON MÁS QUEJAS POR EL USUARIO.-

Con este cuadro procedemos a realizar el análisis de Pareto a los valores totales de números de quejas por usuario que se hayan producido por cada sector de la ciudad detallando la frecuencia de llamadas para reportar daños, un acumulado total de llamadas, el porcentaje con el que los usuarios llaman para reportar el daño y un acumulado total de del porcentaje de daños en su sector.

CAUSA	FRECUENCIA	ACUMULADO	% ANUAL	% ACUMULADO
CARRETERO	6341	6341	19,19%	19,19%
OESTE	5117	11458	15,39%	34,58%
GUASMO	4953	16411	15,11%	49,69%
NORTE	4442	20853	13,39%	63,08%
ALBORADA	4375	25228	13,23%	76,31%
SUR	4022	29250	12,13%	88,44%
CENTRO	3784	33034	11,56%	100,00%
Total	33034			

TABLA 21: Datos obtenidos de las sumatoria de quejas y porcentajes en el año

En las gráficas (Ver la Fig25 y 26) se puede apreciar cómo nos da el 80% de las fallas que recae en los sectores de carretero, oeste, guasmo, norte y alborada, con lo cual se analizó que durante el año 2009 el mayor número de problemas que tuvo la empresa eléctrica de Guayaquil en su departamento de mantenimiento fue en el carretero, pudiéndose analizar con este dato más a fondo cuál es la falla en sí que se tiene en este sector.

CAUSA	FRECUENCIA	ACUMULADO	% ANUAL	% ACUMULADO
CARRETERO	6341	6341	19,19%	19,19%
OESTE	5117	11458	15,39%	34,58%
GUASMO	4953	16411	15,11%	49,69%
NORTE	4442	20853	13,39%	63,08%
ALBORADA	4375	25228	13,23%	76,31%

TABLA 22: Principales sectores con problemas en el sistema de distribución.

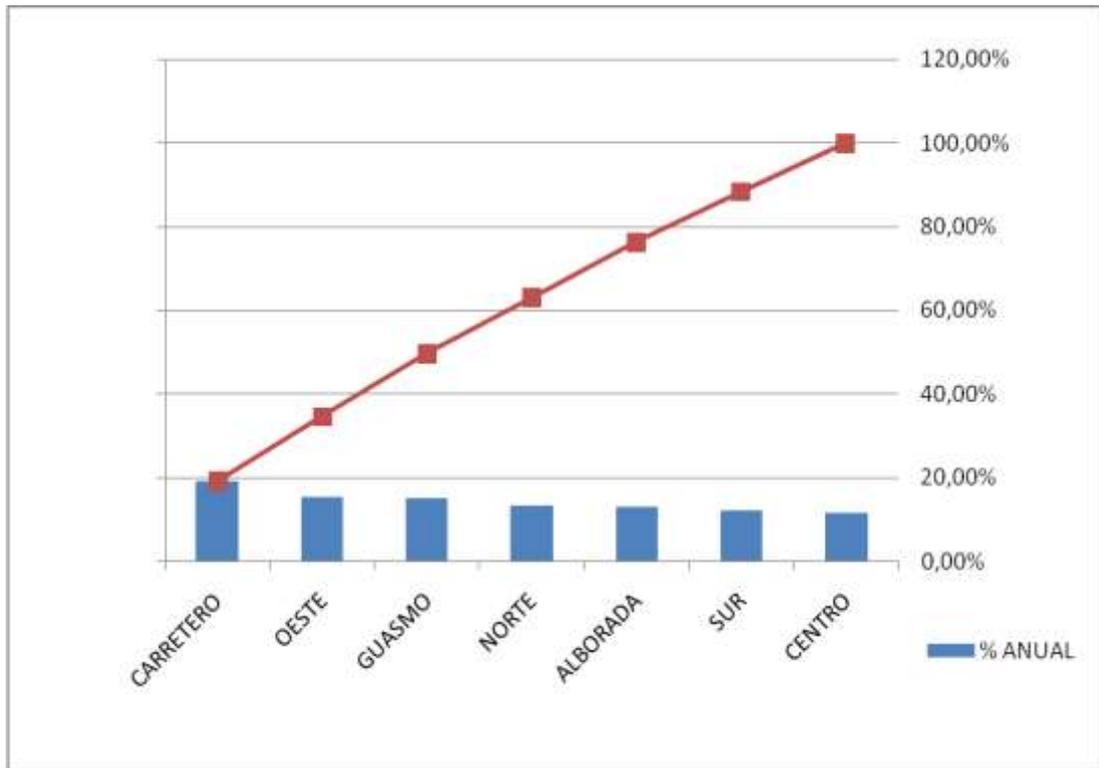


Fig33. Análisis de pareto de sectores con más problemas Anual – Acumulado

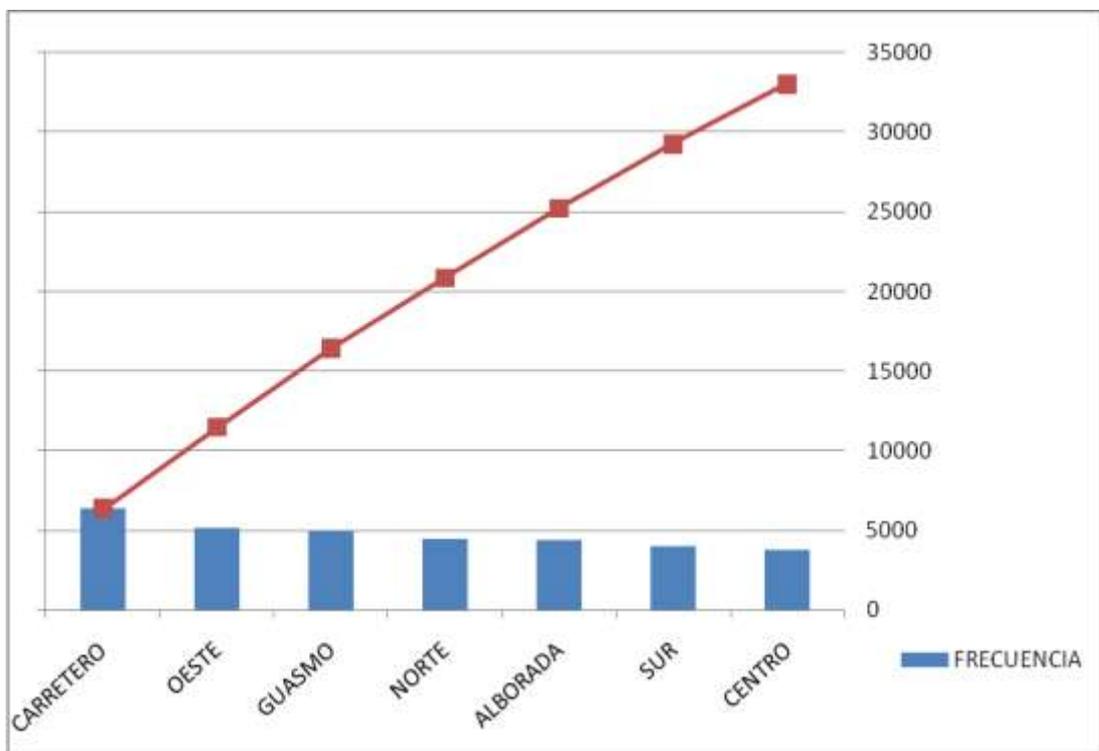


Fig34. Análisis de pareto de sectores con más problemas Anual – Acumulado

6.12- CONCLUSIONES.-

Los resultados presentados en el análisis de pareto reflejan la importancia del cumplimiento riguroso de los planes de mantenimiento en el objetivo de mejorar el nivel de confiabilidad del servicio a los clientes del sistema eléctrico ecuatoriano. De aquí la sugerencia del presente trabajo en el sentido de que los planes de mantenimiento en sistemas de distribución, se plasmen en obras que signifiquen el desarrollo de uno de los pilares de la economía del país como es el sector eléctrico.

El estudio de pareto nos da alternativas de mejora en los niveles de confiabilidad de los puntos considerados como débiles en base al reforzamiento de un sistema eléctrico de distribución mediante la regla del 80/20 se determino que en los carreteros existe el mayor numero de problemas, que si se entrara a un análisis más profundo podríamos con este dato ubicar cuales son las fallas mas presentadas en este sector. Con el mismo estudio se determino también que las acometidas es el principal problema seguido de las líneas y medidores, pudiendo determinar que el problema fue causado por la mala calidad de conductor utilizado para las acometidas y medidores defectuosos adquiridos en administraciones pasadas, en cuanto a las líneas se puede determinar que sucede por falta de mantenimiento en ciertas áreas que no alcanza a cubrir el personal del área de mantenimiento de la empresa.

Podemos también decir que para los mantenimientos de los sistemas eléctricos de distribución existen diversos análisis que promueven a realizar una maniobra de trabajo basándose en normas de trabajo, reglas de seguridad a cumplir para la revisión de los mismos, análisis estadísticos basados en datos tomados en campo y a diario por la empresa, y junto con todo esto el conocer con que equipos y herramientas se debe trabajar con el fin de precautelar la vida del trabajador y solventar el correcto funcionamiento del sistema.

6.13- RECOMENDACIONES.-

Se recomienda llevar a cabo una estadística de operación, falla y mantenimiento de todos los elementos del sistema, esto permitirá en el futuro obtener índices de confiabilidad. Tener una estadística global del sistema es un requisito indispensable para llevar a cabo un correcto análisis de confiabilidad.

Se recomienda analizar los cronogramas establecidos para la realización de mantenimientos preventivos en base a los recursos disponibles siendo estos, personal calificado y suficiente para cubrir las emergencias, equipos disponibles tales como parque automotor en buenas condiciones, herramientas de trabajo de buena calidad y además de esto un stock adecuado para su reposición inmediata en casos de avería o pérdida, y como último punto materiales tales como fusibles de AT, conectores, transformadores, etc. En un stock suficiente como para reponer a la brevedad posible ante fallas presentadas y con esto conseguir que no falte el material para la ejecución del trabajo de mantenimiento. En el mismo sentido se recomienda optimizar la ejecución de las tareas para mantenimientos correctivos ante contingencias.

Podríamos decir que al trabajar en los sistemas eléctricos de distribución, lo primordial es trabajar con suma cautela siempre rigiéndose a las normas de seguridad impuestas por la empresa, teniendo en cuenta siempre que el trabajar con electricidad es muy peligroso y no se debe de confiar, y a la vez siempre procurar analizar antes de actuar, tratar de predecir de donde proviene la falla, como proceder y como evitar futuras complicaciones, para esto que existen estos tipos de análisis para realizar correcciones futuras en los nuevos trabajos.

Establecer un plan piloto para el cambio y/o construcción de redes eléctricas de media tensión con la tecnología de conductores protegidos en zonas boscosas o con alto grado de interrupciones.

Mantener una adecuada actualización del sistema informático para el registro fallas y reclamos, ya que sólo con información completa y confiable se podrá realizar los estudios técnicos y económicos que permitirían establecer las políticas necesarias para mejorar el nivel de calidad del servicio.

Tener siempre una adecuada comunicación entre el cliente, el área de call center de la empresa, y la central de radio, puesto que si no hay una buena comunicación y toma de datos correctos existirán confusiones al momento que el área de mantenimiento proceda a su trabajo por motivos tales como cuando el cliente llama al 380-2000 call center de la empresa, y el personal de esta área que no esté bien capacitado tome mal algunos datos o no indague más a fondo sobre el reclamo presentado, este dato llegaría hasta la central de radio la cual se encarga de informar a las guardias permanentes para que realicen las maniobras correspondientes, pero al tener mal cogido los datos el área de mantenimiento no puede realizar bien su trabajo puesto que puede ser una ubicación mal dada y nunca lleguen al punto, una falla mal tomada y no lleven los repuestos o herramientas adecuadas, etc. Para esto es necesario reforzar los procedimientos en todas las áreas, y capacitar bien al personal.

6.14- BIBLIOGRAFIA.-

1. Administración del mantenimiento de subestaciones; Ing. Fausto Yugcha Vallejo – Ingeniería eléctrica. Desarrollo organizacional.
2. www.servelec.com.mx – Asistencia, servicios y suministros eléctricos.
3. Apuntes del seminario de graduación – Calidad de servicio de distribución de energía eléctrica.
4. Manual de Ingeniería Eléctrica; Mc. Graw Hill.
5. Manual técnico de apoyo para la materia mantenimiento de subestaciones eléctricas – Ing. Mec. Elect. Isaías Cecilio Ventura Nava.
6. Tesis de Estudio de los índices de confiabilidad para redes eléctricas de distribución radial 13.8KV - Rodolfo Alfredo Agustín Mazariegos – Universidad San carlos de Guatemala – Agosto 2005
7. Cuadros estadísticos del 2009 - call center de la unidad eléctrica de Guayaquil – reportes diarios de quejas.
8. Manual de equipos, herramientas e implementos de seguridad – CADAFE Venezuela.