

**UNIVERSIDAD DE ORIENTE**  
**NÚCLEO DE ANZOÁTEGUI**  
**ESCUELA DE INGENIERÍA Y CIENCIAS APLICADAS**  
**DEPARTAMENTO DE INGENIERÍA ELÉCTRICA**



**“ELABORACION DE MANUAL DE PROCEDIMIENTOS PARA LA  
DETECCION Y PREVENCION DE FALLAS OPERATIVAS EN LOS  
TRANSFORMADORES DE MEDIA Y BAJA TENSION DEL BARRIO  
GUAMACHITO BARCELONA”**

**Presentado por:**

**Br. Gianni Bettelli Marchán**

**C.I.: 15.192.100**

**Trabajo presentado como Requisito Previo  
Para Optar al título de  
ING. ELECTRICISTA.**

**Barcelona, Febrero de 2010**

**UNIVERSIDAD DE ORIENTE**  
**NÚCLEO DE ANZOÁTEGUI**  
**ESCUELA DE INGENIERÍA Y CIENCIAS APLICADAS**  
**DEPARTAMENTO DE INGENIERÍA ELÉCTRICA**



**“ELABORACION DE MANUAL DE PROCEDIMIENTOS PARA LA  
DETECCION Y PREVENCION DE FALLAS OPERATIVAS EN LOS  
TRANSFORMADORES DE MEDIA Y BAJA TENSION DEL BARRIO  
GUAMACHITO BARCELONA”**

**ASESOR :**

---

**Ing. Bermúdez, Melquiades**  
**Asesor Académico**

**Barcelona, Febrero de 2010**

**UNIVERSIDAD DE ORIENTE**  
**NÚCLEO DE ANZOÁTEGUI**  
**ESCUELA DE INGENIERÍA Y CIENCIAS APLICADAS**  
**DEPARTAMENTO DE ELECTRICIDAD**



**“ELABORACION DE MANUAL DE PROCEDIMIENTOS PARA LA  
DETECCION Y PREVENCION DE FALLAS OPERATIVAS EN LOS  
TRANSFORMADORES DE MEDIA Y BAJA TENSION DEL BARRIO  
GUAMACHITO BARCELONA”**

**JURADO CALIFICADOR**

**El Jurado hace constar que asignó a esta tesis la calificación de:**

---

**Ing. Elec. Bermúdez, Melquíades**  
**Asesor Académico**

---

**Ing. Elec. Hernán Parra**  
**Jurado Principal**

---

**Ing. Elec. Lenin Natera**  
**Jurado Principal**

**Barcelona, Febrero de 2010**

## **RESOLUCIÓN**

### ARTICULO 44

DE ACUERDO AL ARTÍCULO 44 DEL REGLAMENTO DE TRABAJO DE GRADO DE LA UNIVERSIDAD DE ORIENTE:

“LOS TRABAJOS DE GRADO SON DE LA EXCLUSIVA PROPIEDAD DE LA UNIVERSIDAD, Y SOLO PODRAN SER UTILIZADOS A OTROS FINES CON EL CONCENTIMIENTO DEL CONSEJO DE NUCLEO RESPECTIVO, QUIEN LO PARTICIPARA AL CONSEJO UNIVERSITARIO”

## **DEDICATORIA**

Primero que nada a Dios Todopoderoso, que me permitió llegar hasta acá, y me lleno de Paciencia y Perseverancia para cumplir con mis objetivos.

Dedico el logro de éste triunfo a todas aquellas personas que han sido y son las bases principales de mi vida y a todas aquellas personas que confiaron en mí, y que con sus deseos y oraciones ayudaron para hacer posible este sueño.

A mi Madre por ser una mujer luchadora, digna de admiración, gracias por confiar en mí, por darme la vida, por apoyarme en todo momento y por estar siempre conmigo, eres mi orgullo, mi razón para seguir adelante y gracias a ti hoy estoy haciendo realidad este sueño nuestro sueño.

A mi Padre Amos Bettelli, quien confió en mi todo momento, que no se encuentra físicamente a mi lado pero se que de algún modo siempre me acompaña, gracias por cuidarme y por todos los consejos que me has dado. Ésta, es mi primera meta cumplida para ti, aun cuando siempre hayas dicho que era para cada uno de nosotros. Te quiero, te extraño y voy a seguir adelante siguiendo tus consejos.

## **AGRADECIMIENTOS**

A la Esencia que representa el amor infinito en el universo que siempre me acompaña y protege.

A mi Padre, por mostrarme como el “EGO” descalifica a las personas y enseñarme las ventajas de la humildad.

A mi Madre, quien me infundió la ética y el rigor que guían mi transitar por la vida, es un honor para mí decirle “Gracias”.

A mi Hermano, que a pesar que no lo note me ha enseñado muchas formas de afrontar situaciones de la vida de un modo que pocos sabrían tomar en cuenta.

A Rolando, por aparecer en la vida de mi mamá y la nuestra, por dar siempre el todo por los demás sin estar pendiente de nada a cambio, Gracias.

A mis Hermanas Gladi y Miriam por siempre ser una fuente de inspiración y consejos prácticos para llevar con mayor facilidad y felicidad todo lo que la vida nos presenta.

A mi Padrino Angelo, quien desde el momento de la partida de mi padre ha estado brindando todo su esfuerzo por apoyarnos y es una parte fundamental de este logro.

A Silvana, Alessandro, Meme (Marianella) y Rolando; a quienes agradezco su compañía y apoyo incondicional.

A la Universidad de Oriente, Núcleo Anzoátegui y especialmente al Departamento en el que crecí como persona y profesional y por permitirme ser parte de una generación de triunfadores y gente productiva para el país.

A los profesores Bermúdez Melquiades, Hernán Parra y Lenin Natera por las asesorías y consejos prestados en la realización de este proyecto.

A mis amigos y compañero de clases y estudio, por los momentos compartidos, de angustia y alegrías en la Universidad y fuera de ella, a Tirso, Gershwin, Alfonso, Gabriela, Katherin, Jetzabeth, Jessica Marchán.

A Mario, Por haber sido la conciencia y parte de la perseverancia que me faltaba, (además de ese AFAN) que ni en la Horda se consigue.

A Marcela, por haber servido de guía y haber comprendido toda la ayuda que me sirvió para cumplir este objetivo; les deseo lo mejor para todo su futuro.

A Alejandra por haber sido parte de mi y de mi vida durante casi todo el recorrido hasta el cumplimiento de esta meta, por haber aguantado y haberme apoyado en todos los momentos compartidos; nunca dejaras de ser una gran parte de mi, Gracias.

A Yuraima, Por ser una de las mejores mamás que he tenido la dicha de disfrutar y todos los cuidados y momentos que compartimos; gracias por enseñarme como disfrutar mucho mas de la vida.

A Daniel (Er Moj..... de cariño), por estar y seguir siendo una amistad única de hermandad que ninguna alianza pueda romper (siempre exceptuando ciertas condiciones que aplican E \_ I) siempre estaré agradecido por todos los consejos y compañía en buenos y malos momentos.

A la Sra. Maritza, que también me ha cuidado como un hijo y siempre ha estado pendiente de este objetivo ayudándome de uno y mil modos para lograrlo.

A todos mis amigos fuera del ámbito estudiantil Andres y Clarielis, Iris, Alberto, Andrea, Carla, Ricardo, Jhony, Joana, Karen, Gabriela, Sissi, y absolutamente a todos aquellos que estuvieron pendientes y confiaron en que llegaría a este momento.

A mis vecinos y familia también, Los Pinto, Nora, Rafael, Ricardo, Adriana, Toyo, que formaron parte de mi vida y desarrollo personal, Teresa y Pedro Pablo Véra que me brindaron ese apoyo en el momento que mas los necesite; Gracias.

Y finalmente sin menos aprecio que a los anteriores, Todo el personal CADAFE que me brindo su apoyo durante la realización de este proyecto, Ing. Juan Carlos Rojas, Vito Sorino, Francisco, Pedro Rodríguez.



## TABLA DE CONTENIDO

RESOLUCIÓN .....	iv
DEDICATORIA .....	v
AGRADECIMIENTOS .....	vi
TABLA DE CONTENIDO.....	ix
RESUMEN.....	xv
CAPITULO I.....	1
1.1.-    Corpoelec .....	1
1.1.1.-    Origen De La Corporación Eléctrica Nacional. ....	1
1.1.2.-    Corporación Eléctrico Nacional .....	2
1.1.3.-    Visión .....	2
1.1.4.-    Misión.....	2
1.1.5.-    Proyectos .....	5
1.1.5.1.-    Planta Termozulia II y Obras de Transmisión Asociadas.....	5
1.1.5.2.-    Línea de Transmisión a 230/115 Kv. Calabozo – San Fernando.....	5
1.1.5.3.-    Central Hidroeléctrica “Manuel Piar” en Tocomá.....	6
1.1.5.4.-    Central Hidroeléctrica Masparro .....	6
1.1.5.5.-    Modernización y Rehabilitación Planta Centro I.....	7
1.1.5.6.-    Modernización Planta Hidroeléctrica Simón Bolívar .....	7
1.1.6.-    Gestión Social y Poder Comunal.....	8
1.1.7.-    Centros Sustentables de Desarrollo Comunitario (CSDC).....	9
1.2.-    Compañía de Administración y Fomento Eléctrico, S.A. (CADAFE).....	9
1.2.1.-    Vision .....	10
1.2.2.-    Mision.....	11
1.2.3.-    Valores.....	11
1.2.4.-    Organigrama de La Empresa CADAFE .....	12
1.3.-    Planteamiento del Problema .....	13
1.4.-    Objetivos.....	15

1.4.1.-	Objetivo General.....	15
1.4.2.-	Objetivos Específicos.....	15
CAPITULO II.....		16
TRANSFORMADORES DE DISTRIBUCION.....		16
2.1.-	Generalidades de los Transformadores.....	16
2.2.-	Detalles de la Construcción.....	17
2.2.1.-	Circuito Magnético.....	18
2.2.2	Aislamiento.....	19
2.2.2.1-	Material Aislante y Factor de Relleno (Fr.).....	19
2.2.3.-	Grado.....	20
2.2.4.-	Circuito Eléctrico.....	20
2.2.5.-	Refrigeración.....	21
2.2.6.-	Polaridad.....	22
2.2.6.1.-	Definición.....	22
2.2.6.2.-	Tipos de Polaridad.....	22
2.2.7-	Polaridad de las Bobinas de un Transformador.....	22
2.2.8-	Prueba de Faseo del Transformador.....	24
2.2.9-	Cambiador de Toma.....	25
2.2.10-	Conservador o Tanque de Expansión.....	26
2.2.11-	Aisladores y Terminales.....	26
2.2.12-	Dispositivo de Alivio de Presión.....	26
2.3-	Accesorios.....	27
2.3.1-	Relé o Buchholz Tipo Tb-C (Uso Exterior).....	27
2.3.2-	Respiradero de Deshidratación.....	27
2.3.3-	La Válvula de Alivio de Presión Súbita (Aps).....	28
2.4-	Tipos de Transformadores.....	28
2.4.1-	Transformadores de Distribución.....	28
2.4.1.1-	Tipo Poste o Aéreos.....	29
2.4.1.2-	Transformadores Secos Encapsulados en Resina Epoxi.....	29

2.4.1.3-	Transformadores Herméticos de Llenado Integral .....	30
2.4.1.4-	Transformadores Rurales .....	31
2.4.1.5-	Transformadores Subterráneos .....	32
2.4.1.6-	Transformadores Auto Protegidos .....	32
2.4.2-	Transformadores de Potencia .....	33
2.4.2.1-	Autotransformadores .....	34
2.4.2.2-	Transformador de Corriente Tt/Cc .....	35
2.4.2.3-	Transformador de Potencial Tt/Pp.....	36
2.5-	Líneas Eléctricas Aéreas.....	36
2.6-	Los Apoyos de Líneas Aéreas .....	37
2.6.1-	Los Esfuerzos a que Están Sometidos los Apoyos .....	37
2.6.2-	Clasificación de los Apoyos.....	37
2.7.-	Postes Metálicos .....	38
2.7.1.-	Tipos de Postes Metálicos .....	38
2.8-	Tipos de Conductores .....	39
2.8.1-	Conductores Aéreos .....	40
2.8.2-	Disposición de los Conductores .....	41
2.9-	Medición del Aislamiento Eléctrico.....	41
2.10-	Filosofía del Mantenimiento.....	43
2.10.1	- Mantenimiento Correctivo.....	43
2.10.2	- Mantenimiento Preventivo O Planificado.....	43
2.10.3-	Mantenimiento Preventivo o Basado en la Condición.....	44
2.10.4-	Mantenimiento Proactivo o Ingeniería de Mantenimiento .....	44
2.11-	Tasa de Fallas – Cálculo de Frecuencia.....	44
CAPITULO 3	.....	46
3.1-	Metodología.....	46
3.2-	Fallas .....	47
3.2.1-	Botes de Aceite .....	47
3.2.2-	Dilatación y Estado de las Líneas de Baja Tensión .....	48

3.2.3-	Corrosión de los Diferentes Elementos de un Banco de Transformación	
	49	
3.2.4-	Corta Corrientes y Fusibles.....	49
3.2.5-	Pararrayos.....	50
3.2.6-	Cable de Aterramiento del Banco de Transformación y Postes.....	51
3.2.7-	Postes y Soportes .....	51
3.2.8-	Corto-Circuitos en Extremos de Líneas o Internos a los Equipos de Transformación .....	52
3.3-	Reconocimiento de la Zona .....	53
3.4-	Levantamiento General de los Bancos de Transformación.....	53
3.5-	Límites y Extensión de la Zona en General.....	54
3.6-	Sectores y Características.....	62
3.6.1-	Sector 1 .....	62
3.6.2-	Sector 2 .....	65
3.6.3-	Sector 3 .....	68
3.6.4-	Sector 4 .....	70
3.6.5-	Sector 5 .....	73
CAPITULO 4.....		77
Resultados y Análisis .....		77
4.1.-	Estudio Detallado de Fallas y Comportamientos de las Mismas.....	78
4.2.-	Selección de Zona de Estudio.....	81
4.3.-	Datos de Registro de Falla Barrio Guamachito Barcelona para el Periodo 01-10-2007 Hasta 10-08-2008. ....	86
4.4.-	Levantamiento de Fallas más Comunes Observables en Levantamiento Visual en los Diferentes Bancos de Transformadores del Barrio Guamachito.....	88
4.4.1-	Pararrayos.....	88
4.4.2-	Corta corrientes .....	88
4.4.3-	Aterramiento .....	88
4.4.4-	Corrosión.....	89

4.4.5-	Bote de Aceite .....	89
4.4.6-	Dilatación de las Líneas .....	89
4.4.7-	Estado de Poste y Soportes .....	89
4.5-	Fallas por Sector .....	94
4.5.1-	Fallas Presentadas en el Sector. 1 .....	94
4.5.1.1-	Posibles Causas de Fallas en los Equipos y en la Red. 1 .....	94
4.5.2-	Fallas Presentadas en el Sector 2 .....	95
4.5.2.1.-	Posibles Causas de Fallas en los Equipos y en la Red 2.....	95
4.5.3.-	Fallas Presentadas en el Sector. 3.....	96
4.5.3.1.-	Posibles Causas de Fallas en los Equipos y en la Red. 3.....	96
4.5.4.-	Fallas Presentadas en el Sector. 4.....	96
4.5.4.1-	Posibles Causas de Fallas en los Equipos y en la Red. 4.....	96
4.5.5-	Fallas Presentadas en el Sector. 5 .....	97
4.5.5.1-	Posibles Causas de Fallas en los Equipos y en la Red. 5.....	97
4.6-	Encuesta Realizada al Personal CADAPE Barcelona .....	97
4.7-	Mediciones Bancos de Transformación CADAPE .....	102
4.7.1-	Direcciones Inspeccionadas por CADAPE.....	102
4.7.2-	Procedimiento Utilizado para el Cálculo de Corrientes y Porcentaje (%) de Sobrecarga.....	103
4.8-	Análisis de Estudio de Fallas Características y Elaboración de Procedimiento de Inspección (Manual de Detección de Fallas).....	108
4.8.1-	Procedimiento de Inspección .....	110
4.9.-	MANUAL DE INSTALACIÓN.....	111
4.9.1.-	Montaje .....	111
4.9.2.-	Puesta en Servicio.....	111
4.9.3.-	Mantenimiento.....	113
4.9.4.-	Mantenimiento del aceite .....	115
4.10-	Manual de Procedimientos para Detección y Acción Ante Fallas en los Equipos de Transformación (Ver Tabla 4.1).....	117

CONCLUSIONES .....	128
RECOMENDACIONES .....	130
BIBLIOGRAFÍA .....	131
BIBLIOGRAFÍA ADICIONAL .....	132
DIRECCIONES WEB .....	132
METADATOS PARA TRABAJOS DE GRADO, TESIS Y ASCENSO:.....	134
ANEXOS .....	<b>¡Error! Marcador no definido.</b>

## **RESUMEN**

En el presente trabajo se realizó un análisis de las fallas presentadas en los transformadores de distribución de Barrio Guamachito, en la ciudad de Barcelona, el cual cuenta con una actualización del sistema de media y baja tensión. En ambos sistemas de media y baja tensión se realizó una actualización de los planos de distribución que utiliza actualmente la empresa como medio de coordinación de actividades tanto de mantenimiento como de operación de los sistemas de distribución.

Se realizaron estudios utilizando diferentes fuentes de información entre ellas los datos aportados por la empresa, los levantamientos realizados en la zona, encuestas al personal operante de la empresa, y finalmente mediciones de los bancos de transformadores que se consideraron debían contemplarse por las fallas que presentaban en ese período de tiempo, de esta manera tener una visión más amplia del que, como y porque ocurren dichas fallas.

Finalmente se propuso un plan de detección de fallas para facilitar a los operadores de la empresa, el diagnóstico y procedimientos a seguir ante la presencia de factores que conlleven a una falla y como corregir la misma, la detección de las mismas y las medidas necesarias para la corrección y recuperación del sistema de distribución donde se presente la falla.

## **CAPITULO I**

### **1.1.- Corpoelec**

#### **1.1.1.- Origen De La Corporación Eléctrica Nacional.**

La Corporación Eléctrica Nacional, creada por el Gobierno, mediante decreto presidencial N° 5.330, en julio de 2007.; es la encargada de la realización de las actividades de generación, transmisión, distribución y comercialización de potencia y energía eléctrica, la misma tiene un plazo de tres años para fusionar a Cadafe, Edelca, Enelven, Enelco, Enelbar, Seneca y Enagen, en una persona jurídica única. Por ser la calidad del servicio uno de los mayores inconvenientes, en la iniciativa se asignan 35 millardos y 20,9 millardos de bolívares a las regiones Oriental y Andina, respectivamente, seguidas por la Noroeste (15,4 millardos), Central (10,8 millardos), Norcentral (10,2 millardos) y Sur (4,8 millardos de bolívares).

El Estado adquirió las compañías de La Electricidad de Caracas (Elecar), Yaracuy (Caley), Valencia (Eleval), Puerto Cabello (Calife) y Ciudad Bolívar (Elebol), así como el Sistema Eléctrico de Nueva Esparta (Seneca) y Turboven. Estas empresas se sumaron a las estatales: Compañía Anónima de Administración y Fomento Eléctrico (Cadafe), Electrificación del Caroní (Edelca), Energía Eléctrica de Venezuela (Enelven) y de la Costa Oriental (Enelco), Energía Eléctrica de Barquisimeto (Enelbar) y Empresa Nacional de Generación (Enagen), esta última creada en noviembre de 2006.

A partir del primero de enero del 2008, las compañías se fusionaron en seis: Elecar, Cadafe, Edelca, Enelven, Enelbar y Enagen. En 2009 se convertirán en las operadoras de las actividades de generación, transmisión, distribución y comercialización.



### **1.1.2.- Corporación Eléctrico Nacional**

La corporación eléctrica nacional concentra en una sola empresa las actividades de generación, transmisión, distribución y atención al usuario; con su creación se busca desarrollar estas actividades del servicio eléctrico de forma eficaz y eficiente garantizando la universalidad en el acceso al servicio en forma oportuna y de calidad; todo esto bajo los lineamientos del primer plan socialista 2008-2013, primera fase del plan Simón Bolívar.

### **1.1.3.- Visión**

Ser una Corporación con ética y carácter socialista, modelo en la prestación de servicio público, garante del suministro de energía eléctrica con eficiencia, confiabilidad y sostenibilidad financiera. Con un talento humano capacitado, que promueve la participación de las comunidades organizadas en la gestión de la Corporación, en concordancia con las políticas del Estado para apalancar el desarrollo y el progreso del país, asegurando con ello calidad de vida para todo el pueblo venezolano.

### **1.1.4.- Misión**

Desarrollar, proporcionar y garantizar un servicio eléctrico de calidad, eficiente, confiable, con sentido social y sostenibilidad en todo el territorio nacional, a través de la utilización de tecnología de vanguardia en la ejecución de los procesos de generación, transmisión, distribución y comercialización del sistema eléctrico nacional, integrando a la comunidad organizada, proveedores y trabajadores calificados, motivados y comprometidos con valores éticos socialistas, para contribuir con el desarrollo político, social y económico del país.

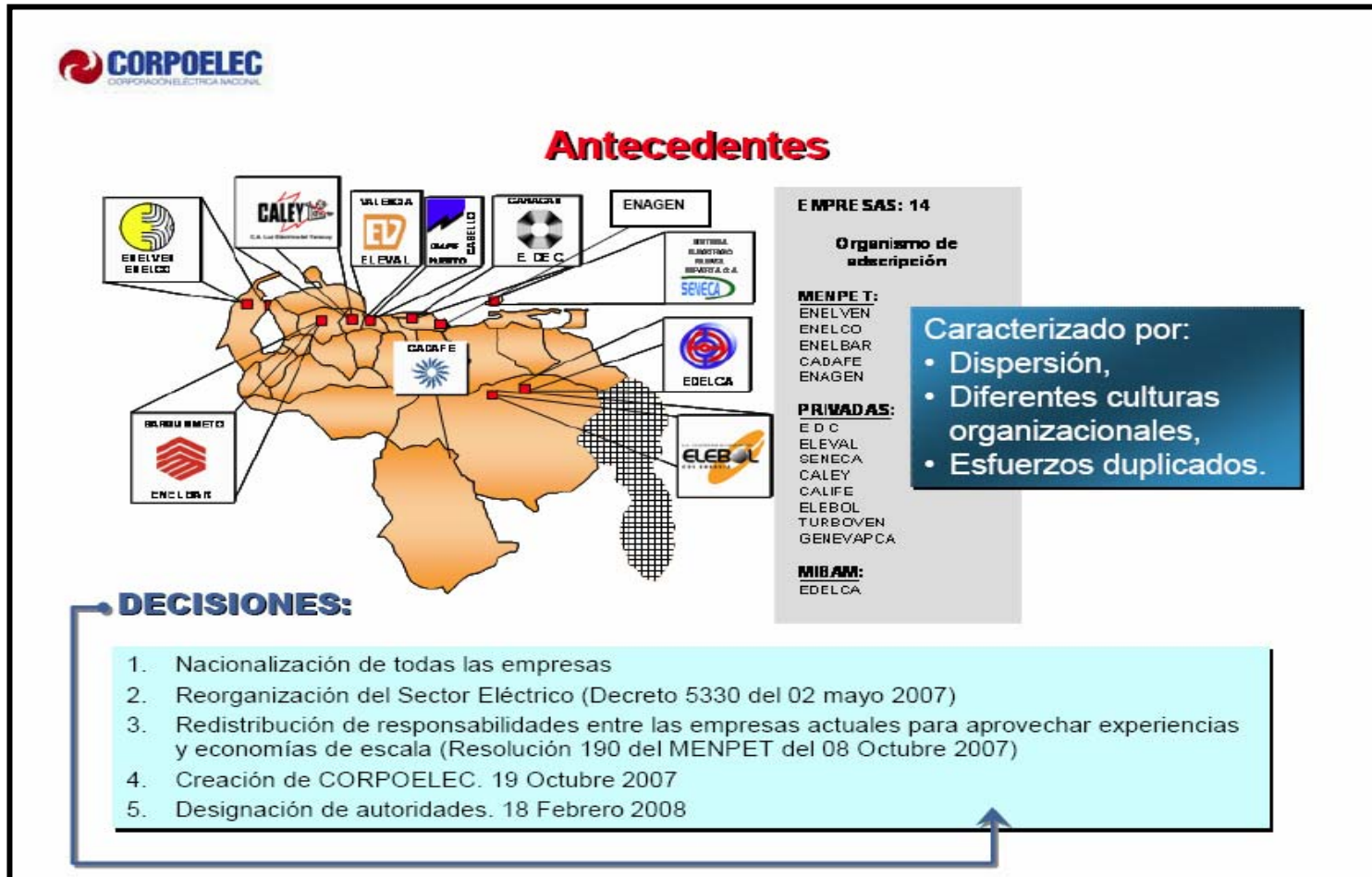


Figura 1.1.A.- Antecedentes CORPOELEC

Fuente : WWW.CADAFE.COM.VE

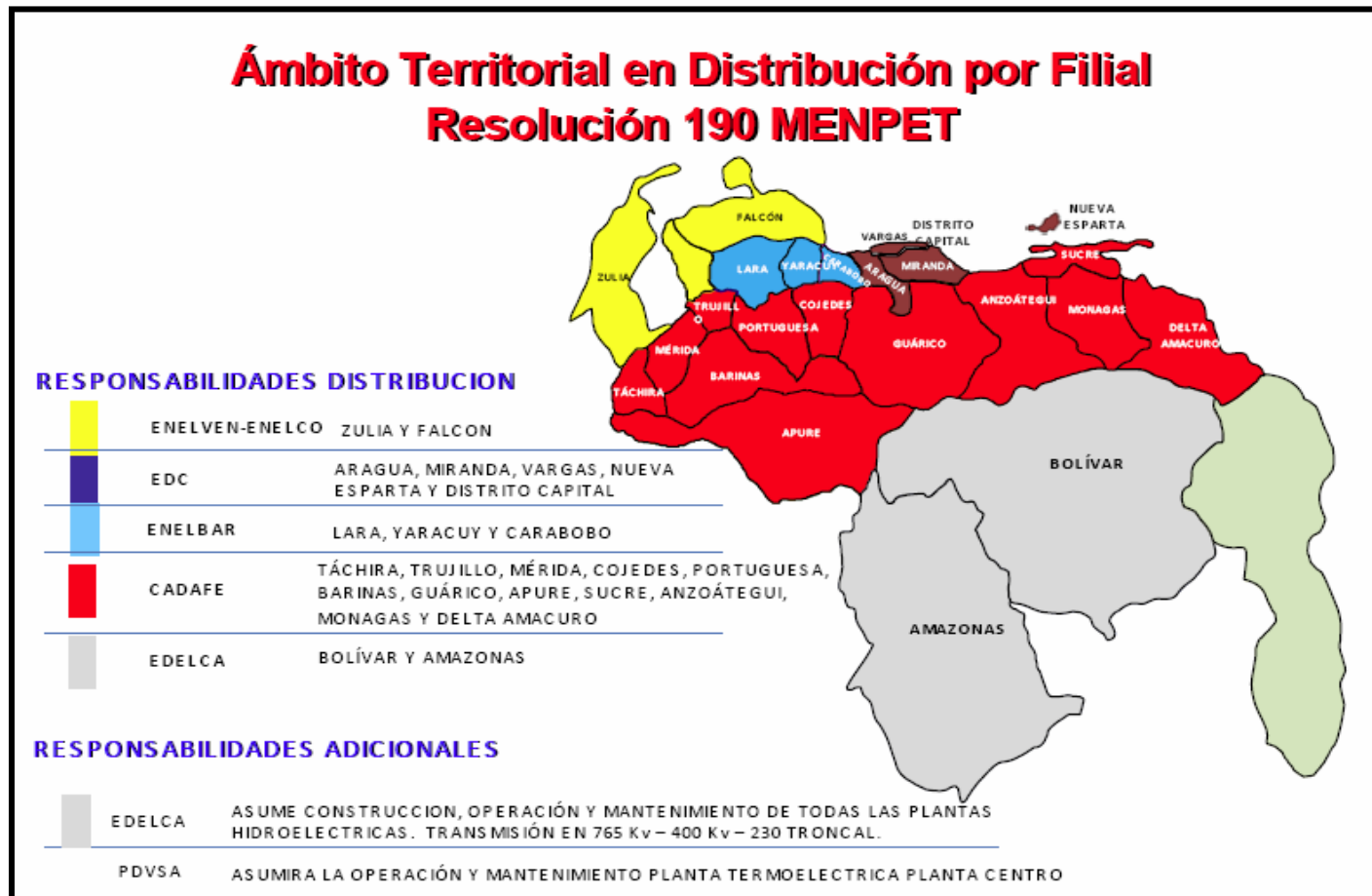


Figura 1.1.B.- Distribución por Filial según resolución 190 MENPET

Fuente : [WWW.CADAFE.COM.VE](http://WWW.CADAFE.COM.VE)

### **1.1.5.- Proyectos**

#### **1.1.5.1.- Planta Termozulia II y Obras de Transmisión Asociadas**

**Ubicación: Complejo Termoeléctrico Generación Rafael Urdaneta. Edo. Zulia.**

**Periodo de Ejecución: desde Marzo 2007 hasta Marzo 2010**

**Avance Actual: 70.23 %**



**Figura 1.1.C.- Planta Termozulia II**

#### **1.1.5.2.- Línea de Transmisión a 230/115 Kv. Calabozo – San Fernando**

**Ubicación: Estados Guarico y San Fernando de Apure.**

**Periodo de Ejecución: desde Marzo 2007 hasta Marzo 2009**

**Avance Actual: 100 %**



**Figura 1.1.D.- Línea de Transmisión Calabozo – San Fernando**

**1.1.5.3.- Central Hidroeléctrica “Manuel Piar” en Tocomá**

**Ubicación: Estado Bolívar.**

**Periodo de Ejecución: desde Julio 2002 hasta Julio 2014**

**Avance Actual: 20%**



**Figura 1.1.E.- Central Hidroeléctrica “Manuel Piar”**

**1.1.5.4.- Central Hidroeléctrica Masparro**

**Ubicación: Estado Bolívar.**

**Periodo de Ejecución: desde Junio 2005 hasta Mayo 2009**

**Avance Actual: 100%**



**Figura 1.1.F.- Central Hidroeléctrica Masparro**

**1.1.5.5.- Modernización y Rehabilitación Planta Centro I**

**Ubicación: Estado Carabobo.**

**Periodo de Ejecución: desde Mayo 2002 hasta Junio 2009**

**Avance Actual: 90%**



**Figura 1.1.G.- Modernización y Rehabilitación Planta Centro I**

**1.1.5.6.- Modernización Planta Hidroeléctrica Simón Bolívar**

**Ubicación: Estado Bolívar.**

**Periodo de Ejecución: desde Enero 2001 hasta Diciembre 2014.**

**Avance Actual: 35%**



**Figura 1.1.H.- Modernización Planta Hidroeléctrica Simón Bolívar**

### **1.1.6.- Gestión Social y Poder Comunal**

**CORPOELEC** impulsa el sector productivo del país, gracias a la colocación de más de 22.000 megavatios al servicio del pueblo venezolano, ofreciendo además nuevas fuentes de energía que contribuyen al desarrollo sustentable de la población. Desde su creación, la Corporación Eléctrica Nacional ha ejecutado importantes proyectos en las áreas de generación, transmisión y distribución de energía, a través de la puesta en funcionamiento de grupos electrógenos de generación distribuida, unidades turbogeneradoras y centrales hidroeléctricas. Asimismo, está fortaleciendo el sistema de transmisión y distribución de electricidad, a lo largo y ancho del territorio nacional.

Cada obra inaugurada ofrece bienestar, calidad de vida y desarrollo, porque con un sector eléctrico fortalecido y eficaz, las comunidades tienen la posibilidad de materializar importantes proyectos socio-productivos para beneficio colectivo, entre los que se puede mencionar electrificación y alumbrado público, plantas potabilizadoras de agua, plantas lecheras, sistemas de riego, galpones para la cría de aves y ganado porcino y caprino, elaboración y comercialización de productos alimenticios, microempresas agrícolas, turísticas, de servicios, y muchos más.

La Corporación atiende directamente las necesidades de la población, al apoyar iniciativas populares de expansión y consolidación del sistema de distribución en muchas localidades donde por primera vez llega la electricidad, tanto para sus hogares como para los espacios públicos, gracias al esfuerzo del Gobierno Bolivariano, de garantizar a la población un servicio eléctrico seguro, confiable y en armonía con el ambiente.

### **1.1.7.- Centros Sustentables de Desarrollo Comunitario (CSDC)**

CORPOELEC está trabajando en la consolidación de Centros Sustentables de Desarrollo Comunitario (CSDC), espacios destinados a velar por el fortalecimiento de los valores y creencias comunitarias, cuyo propósito es promover la organización comunal, enfocada a la producción de saberes, bienes y servicios, con el apoyo de instituciones gubernamentales locales y de base comunitaria.

Entre los objetivos que plantean estos Centros se encuentran: Promover, incentivar y auspiciar la planificación, generación, creación, desarrollo, consolidación y soporte de formas de organización comunal dirigidas a satisfacer las necesidades sociales, económicas, educativas, culturales y ambientales de la comunidad; Promover, incentivar y reforzar los valores sociales comunitarios (igualdad, solidaridad, corresponsabilidad, cooperación y justicia social); Vincular los proyectos de CORPOELEC con las comunidades donde éstos se desarrollen; entre otros.

La Corporación se compromete con los CSDC y las empresas productivas comunitarias, a garantizarles el suministro de energía eléctrica, acompañarlos durante el camino hacia la sustentabilidad socioambiental, además de generar las condiciones para que los objetivos establecidos se logren en su totalidad, concretando las bases de la soberanía agrícola, alimentaria y productiva que necesitan las regiones.

### **1.2.- Compañía de Administración y Fomento Eléctrico, S.A. (CADAFE)**



CADAFE, la empresa eléctrica del Estado Venezolano, es la más grande del país y suministra el servicio de electricidad a más de tres millones de usuarios.



La Compañía Anónima De Administración y Fomento Eléctrico, CADAFE, fue creada en 1958 con el fin de optimizar la administración y la operación de las empresas de electricidad dependientes del Estado Venezolano que estaban repartidas en todo el país.

Desde ese momento, desarrolló una infraestructura eléctrica en Generación, Transmisión y Distribución y logró un alto grado de electrificación en Venezuela, lo cual le permite atender, hoy en día a más del 80 por ciento del territorio nacional.

Gracias a su presencia a nivel nacional, se ha hecho posible el funcionamiento de empresas vitales y estratégicas para el país, como la industria siderúrgica, metalmecánica, del aluminio, manufacturera, alimentos, petroquímica y telecomunicaciones, entre otras.

Además, presta un servicio público, ya que suministra electricidad a hogares, hospitales, centros de enseñanzas, sistemas de protección, seguridad ciudadana, investigaciones científicas, entretenimiento y alumbrado público, garantizando la calidad de vida de los venezolanos. Prácticamente está presente en todas las actividades del ser humano.

#### **1.2.1.- Vision**

“Ser una empresa estratégica posicionada en la prestación del servicio de energía eléctrica, con tecnología de punta y un personal calificado, comprometido con el desarrollo económico y social del país, ofreciendo servicios de calidad a sus usuarios, con una gestión transparente y una sostenibilidad financiera”.

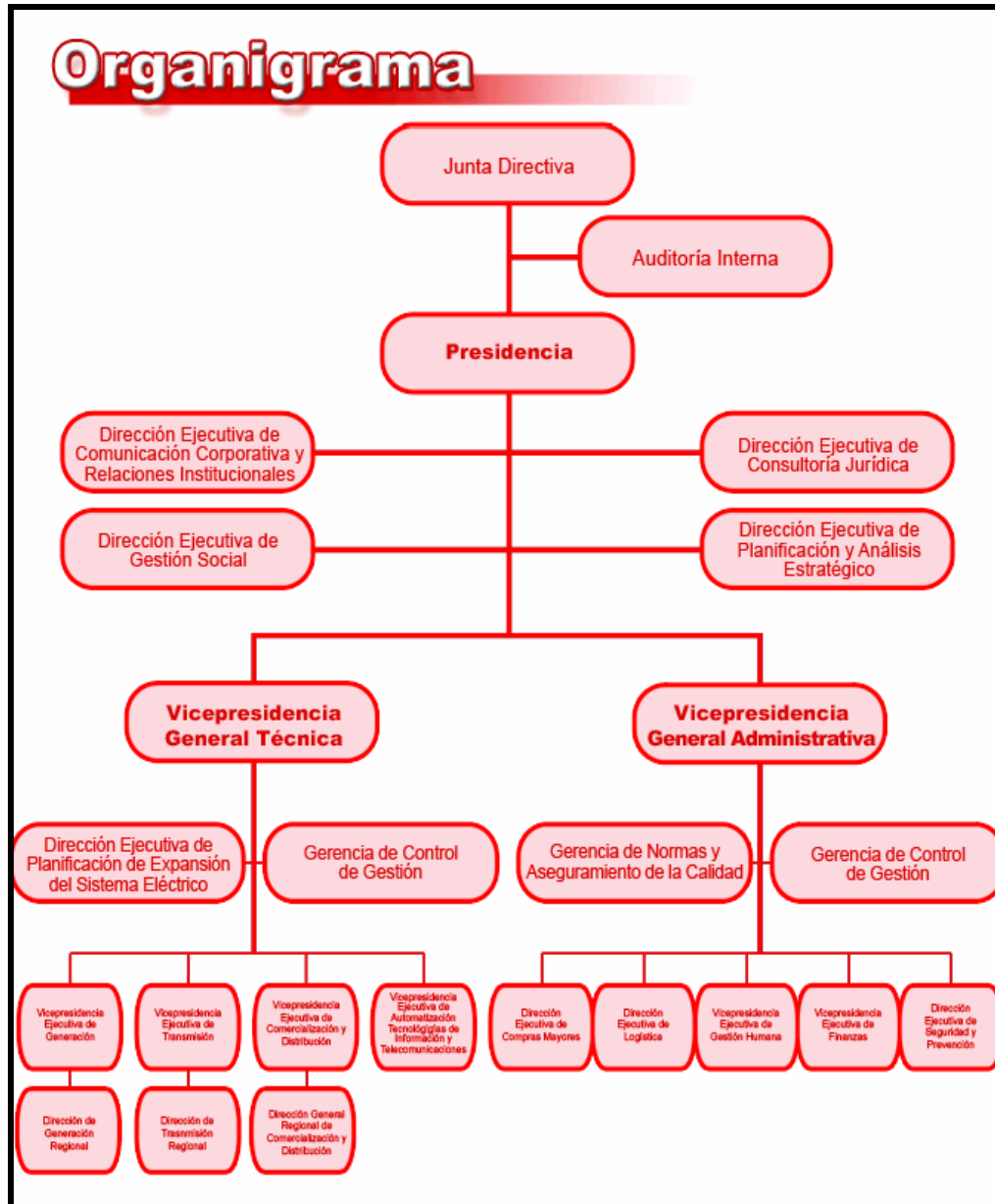
**1.2.2.- Mision**

“Prestar un servicio público de energía eléctrica de calidad, con un personal comprometido en la gestión productiva, para satisfacer necesidades de los usuarios, hacer uso eficiente de los recursos, en una Gestión que garantice ingresos suficientes, necesarios a la sostenibilidad financiera de la organización y en concordancia con un Proyecto País expresado en políticas sociales y de desarrollo”.

**1.2.3.- Valores**

- ✓ Ética Organizacional
- ✓ Responsabilidad por los resultados
- ✓ Orientación al usuario/vocación de servicio
- ✓ Respeto
- ✓ Apoyo Mutuo y Trabajo en Equipo
- ✓ Comunicación Efectiva

### 1.2.4.- Organigrama de La Empresa CADAFE



**Figura 1.2.A.- Organigrama CADAFE**

Fuente : [WWW.CADAFE.COM.VE](http://WWW.CADAFE.COM.VE)

### **1.3.- Planteamiento del Problema**

El estado actual de los equipos de transformación en el sector Barrio Guamachito de la ciudad de Barcelona, Estado Anzoátegui, requieren de un análisis cualitativo de las diferentes fallas así como de la repetitividad de las mismas para la determinación de las diferentes causas que conllevan a la pérdida de los equipos. Así como los diferentes elementos y accesorios que los componen, ya que el sistema de distribución presente en el sector se encuentra colapsado debido a variaciones en los niveles de tensión en los diferentes ramales, a sobrecargas por capacidad de corriente, mal diseño o planificación de las redes existentes por el crecimiento de la población no previsto en el diseño inicial o el aumento progresivo de consumo de carga de la población actual. El análisis permite la evaluación del estado actual tanto de los equipos de distribución y sus componentes como el estado de la red de baja tensión, con el fin de emprender acciones inmediatas de corrección, es decir, en aquellos problemas que ameriten una rápida solución y no representen grandes inversiones de capital de la empresa, así como problemas que ameriten grandes inversiones y periodos de ejecución prolongados.

Es preciso acotar que los problemas presentados pueden presentar diversas soluciones y para la selección de las mismas se justificará con un análisis de costo para la selección de la solución mas adecuada por tiempo de ejecución y economía de la misma.

Los cambios que serán necesarios se realizará un estudio del sistema de distribución eléctrica de baja tensión donde se enfocarán los Bancos de Transformación con una mayor recurrencia de fallas dentro del sistema de distribución, se estudiarán las fallas que presentan los equipos y principalmente aquellas que lleven a la pérdida total de los equipos de transformación. Finalmente se elaborará un programa para la detección y prevención de dichas fallas el cual será implementado en el personal operante de los equipos y las redes de distribución de baja tensión.

## **1.4.- Objetivos**

### **1.4.1.- Objetivo General.**

Elaborar un Manual que permita al personal de la empresa la fácil detección de fallas operativas en los equipos, a través de la caracterización de las fallas que presenten los elementos que conforman los bancos de transformadores de baja tensión del Barrio Guamachito a la hora de la realización de inspecciones rutinarias.

### **1.4.2.- Objetivos Específicos.**

- 1.* Describir los sistemas de distribución del Barrio Guamachito.
- 2.* Actualizar diagrama unifilar del sistema de distribución.
- 3.* Seleccionar los sectores más críticos del sistema de distribución.
- 4.* Estudiar las principales fallas presentadas en los equipos ubicados en los sectores críticos.
- 5.* Determinar las causas que producen las fallas en los equipos de transformación.
- 6.* Elaborar un manual para la detección y prevención de fallas operativas en los bancos de transformadores basado en las fallas características estudiadas.

## CAPITULO II

### TRANSFORMADORES DE DISTRIBUCION

#### 2.1.- Generalidades de los Transformadores

El primer sistema de distribución de potencia empleaba voltajes de generación y distribución tan bajos, que se requerían corrientes muy elevadas para suministrar magnitudes considerables de potencia. Las grandes corrientes causaban fuertes caídas de voltaje y grandes pérdidas de potencia en las líneas de transmisión, restringiendo severamente el área servida por cada estación generadora. Para solucionar este problema, en los años de 1880 debían ubicarse centrales generadoras cada pocas manzanas. El hecho de que la potencia no pudiera llevarse lejos con sistemas de potencia de c.c. de bajo voltaje, significó que las estaciones generadoras debían ser pequeñas, restringidas, y que fueran relativamente ineficientes.

La invención del transformador y por consiguiente el desarrollo de las fuentes de potencia de c.a. eliminaron para siempre estas restricciones sobre el alcance y la magnitud de la potencia de los sistemas eléctricos. Un transformador, concebido idealmente, cambia un nivel de voltaje de c.a. en otro nivel de voltaje, sin alterar la potencia recibida. Si un transformador eleva el voltaje de un circuito, deberá disminuir la corriente para que la potencia que entra al dispositivo se mantenga igual a la potencia que sale de él. Por lo mismo, la potencia eléctrica de c.a. permite que sea generada en una central, que sea elevado luego su nivel de voltaje para la transmisión a largas distancias con pérdidas muy pequeñas, y por último, que se pueda disminuir su voltaje para su utilización final. Como las pérdidas de transmisión en las líneas de un sistema de potencia son proporcionales al cuadrado de la corriente de línea, el incrementar el voltaje de transmisión y reducir la corriente en un factor de 10 mediante transformadores, reduce las pérdidas en un factor de 100. Sin el

transformador, sería imposible utilizar la energía eléctrica en muchas de las formas en que se emplea hoy en día.

Los transformadores no están provistos de protección propia y son protegidos solamente mediante la utilización de fusibles y pararrayos, conectados en el lado de alta tensión.

Las razones más importantes para utilizar fusibles y pararrayos son:

- ✓ Proteger el circuito alimentador primario y sus cargas contra una falla en el transformador o en circuitos secundarios asociados. Aquí se trata de proteger la línea de alimentación y el transformador.
- ✓ Limitar la severidad del daño al transformador en caso de una falla interna.
- ✓ Indicar la localización aproximada de una falla, así como para hacer más rápida la restauración del servicio.
- ✓ Proteger el transformador de descargas eléctricas atmosféricas.

## **2.2.- Detalles de la Construcción**

Los transformadores monofásicos de distribución fabricados en Venezuela son de tipo acorazado, es decir, de circuito magnético envolvente, cuyas características principales son las siguientes:

- a) El hierro que forma el núcleo envuelve por igual a los devanados de alta y baja tensión.
- b) La disposición del circuito eléctrico es a base de devanados concéntricos.



### **2.2.1.- Circuito Magnético.**

El núcleo está dividido en dos partes donde cada una es del tipo laminado arrollado, y alrededor de su rama central están colocados los devanados.

La construcción del circuito magnético se debe realizar de tal forma, que luego de la colocación de las bobinas y la terminación de las conexiones, constituya un conjunto rígido; esto es necesario por dos razones: en primer lugar, para resistir los esfuerzos electrodinámicos producidos por las corrientes de corto-circuito y en segundo lugar, para evitar las vibraciones mecánicas producidas por las pulsaciones del flujo magnético.

Con la finalidad de reducir las pérdidas parásitas, los núcleos están constituidos por láminas ferromagnéticas, eléctricamente aisladas. La lámina utilizada es de acero de silicio del 3% al 4%, el aporte del silicio tiene como finalidad reducir las pérdidas por histéresis y aumentar la resistividad del acero, con esto último se logra lógicamente, disminuir las pérdidas por corrientes parásitas; además el silicio estabiliza la lámina de manera de evitarle el envejecimiento (aumento de las pérdidas con el tiempo, principalmente por la acción continua del calor).

Hoy en día se utiliza la lámina magnética de grano orientado o laminado en frío, la cual es de un acero más puro y con un menor contenido de carbono, con un porcentaje de silicio de 3% a 3.5%.

La lámina magnética de grano orientado tiene varias ventajas:

Las pérdidas en el núcleo se hacen menores.

Se obtiene una alta inducción.

La potencia reactiva necesaria para magnetizar el núcleo es mucho menor que para los aceros laminados en caliente.

Las ventajas anteriores son validas solo si la dirección del flujo magnético coincide con la dirección del enrollado de las láminas.

### 2.2.2 Aislamiento

El aislamiento entre las laminas o chapas magnéticas fue en un principio de papel, luego se utilizo barniz (silicato sódico) y actualmente las laminas de grano orientado vienen preparadas mediante un tratamiento especial (termoquímico “CARLITE”), que proporciona el aislamiento necesario (ambas caras); también es notable el progreso obtenido en el factor de relleno (Fr), para comparar se indican a continuación factores de relleno en núcleos para transformadores con diversos aislamientos:

2.2.2.1- Material Aislante	Factor de Relleno (Fr.)
Papel (una cara) _____	0.88
Silicato Sódico (una cara) _____	0.90
“CARLITE” (dos caras) _____	0.95 – 0.97

El último factor de relleno debe su elevado valor no solamente al tipo de aislamiento, sino también, por el hecho de que los aceros laminados en frio son mas lisos que los laminados en caliente.

### **2.2.3.- Grado**

“Denominación según las pérdidas por inducción”

Actualmente en Venezuela, los fabricantes de transformadores de distribución utilizan, con carácter casi exclusivo, en la construcción de los núcleos, láminas magnéticas del tipo grano orientado y grado M-4, cuyo espesor es de 0.28 mm.; estos núcleos después se les da forma, se someten a un proceso de recocido en un horno especial de atmósfera inerte, para restaurar las propiedades magnéticas perdidas durante las operaciones de corte y formado.

### **2.2.4.- Circuito Eléctrico**

El circuito eléctrico está constituido por dos devanados concéntricos, donde el devanado de baja se encuentra dividido en dos secciones. El devanado de alta tensión está elaborado con alambre de cobre rectangular o redondo, los cuales vienen recubiertos por un material aislante de alta temperatura y con respecto al devanado de baja tensión, actualmente se fabrican en Venezuela a base de cintas de aluminio, en tal ejecución el ancho de cada espira es igual al de la bobina, con un diseño balanceado magnéticamente, y mecánicamente que resulta en una alta resistencia a los esfuerzos dinámicos que ejercen los cortocircuitos externos.

Para el aislamiento entre las capas de los conductores, un papel aislante especial compatible con el aceite dieléctrico es usado (no se utiliza barniz en el proceso de fabricación). Para la refrigeración se utilizan unos ductos o canales, ubicados en algunas capas de los conductores seleccionados, que faciliten el paso del aceite, lo cual da al transformador una gran capacidad para disipar el calor.

### **2.2.5.- Refrigeración**

Las pérdidas de energía que se producen en un transformador en servicio, tanto en el circuito magnético como en los devanados, se convierte en calor, el cual es necesario evacuar al medio exterior, con el objeto de que la temperatura interna, sea inferior al calentamiento admitido como normal en los distintos elementos que constituyen el transformador.

En los transformadores de distribución el medio de enfriamiento en contacto con el núcleo y los devanados se lleva a cabo por circulación natural de aire y aceite; este tipo de refrigeración se designa: ONAN.

El aceite mineral además de proteger al papel aislante contra el polvo y la humedad, proporciona un aislamiento adicional ( la capacidad dieléctrica del aceite es cuatro veces mayor que la del aire ).

Es importante, para tener mayor confiabilidad en el proceso de fabricación, que antes de llenar el transformador con aceite, este sea procesado para extraerle la humedad y el aire. El aceite mineral a utilizar debe cumplir con las normas nacionales establecidas para aceites aislantes y que el mismo sea compatible con el aislamiento y otras partes sumergidas en el aceite.

## 2.2.6.- Polaridad

### 2.2.6.1.- Definición

La polaridad es la cualidad que permite distinguir cada uno de los terminales de una pila, batería u otras máquinas eléctricas de corriente continua. Cada uno de estos terminales llamados polos puede ser positivo o negativo.

Antes del descubrimiento de que la corriente eléctrica es un flujo de portadores de carga eléctrica, que en los metales son electrones y circulan desde el polo negativo o cátodo al positivo o ánodo, ésta se definió como un flujo de cargas positivas y se fijó el sentido convencional de circulación de la corriente como un flujo de cargas desde el polo positivo al negativo.

### 2.2.6.2.- Tipos de Polaridad

- **Aditiva:** Cuando sus bornes sean de polaridad opuesta.
- **Sustractiva:** Cuando sus bornes homólogos tengan igual polaridad

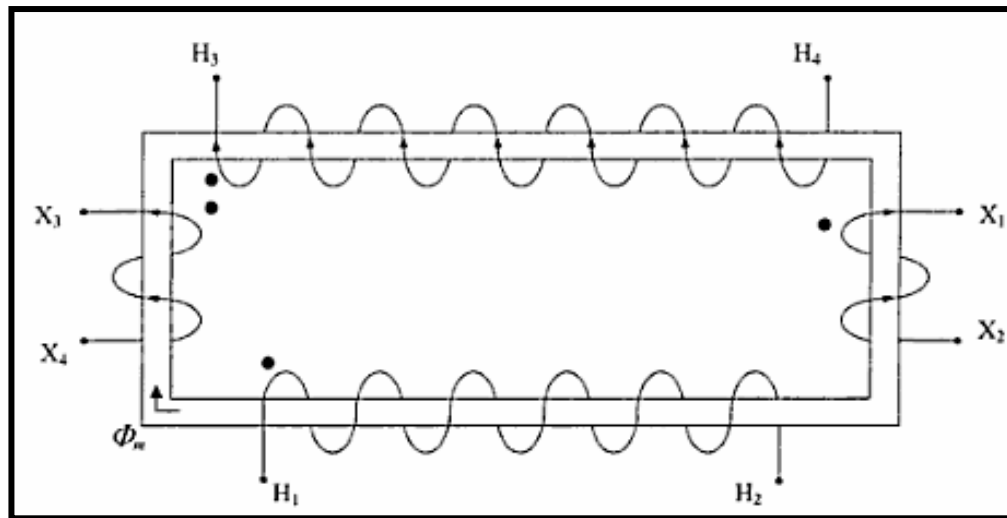
## 2.2.7- Polaridad de las Bobinas de un Transformador

La figura (2.0.A) muestra un transformador de varios devanados que tiene dos bobinas de alto voltaje y dos de bajo voltaje. Los devanados de alto voltaje, que son los que tienen muchas vueltas de alambre delgado, se identifican en general con la letra H para designar sus terminales. Los de bajo voltaje como se ve en la figura (2.0.A) se identifican con la letra X. Estas bobinas contienen menos vueltas de alambre más grueso.

También aparece en la figura (2.0.A) la polaridad instantánea, que esta identificada por el subíndice de número. La clave particular que se muestra en la figura emplea el subíndice impar numérico para designar la polaridad instantánea

positiva de cada devanado. Así, en el caso de que las bobinas se deban conectar en paralelo o en serie para obtener varias relaciones de voltaje, se puede hacer la conexión en forma correcta teniendo en cuenta la polaridad instantánea.

Se deberá verificar la manera en la que se asigna un punto o un número impar a los devanados de la figura (2.0.A). Supongamos que se energiza el primario H1-H2 y que H1 se conecta en forma instantánea en la dirección de las manecillas del reloj que se indica. De acuerdo a la ley de Lenz, se establece FEM. inducidas, en los devanados restantes en la dirección que se indica.



**Figura 2.0.A- Determinación de Polaridad de un Transformador**

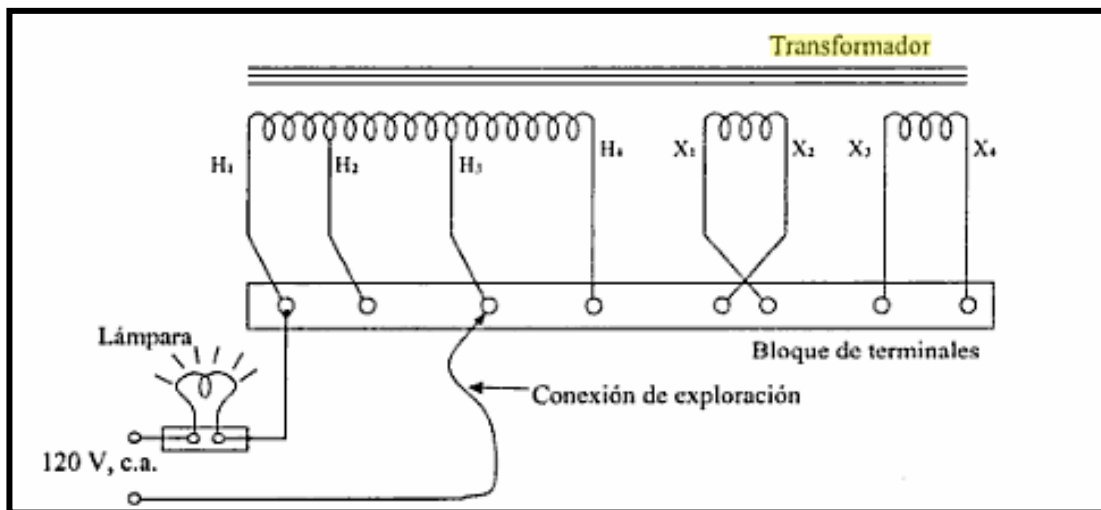
Desdichadamente es imposible examinar un transformador comercial, deducir la dirección en que se han devanado las espiras para determinar ya sea el faseo la polaridad relativa de sus terminales. Un transformador de varios devanados puede tener desde 5 puntas hasta 50 puntas que van en una caja de terminales. Si es posible examinar los conductores desnudos de las bobinas, su diámetro puede dar alguna indicación acerca de cuales de las puntas o terminales están asociados a la bobina de

alto o bajo voltaje. Las bobinas de bajo voltaje tendrán conductores de mayor sección transversal que las de alto voltaje.

También las bobinas de alto voltaje pueden tener aislamiento de mayor capacidad que las de bajo voltaje. Sin embargo, este examen físico no da indicación alguna acerca de las polaridades o faseo de las salidas de las bobinas asociados con determinadas bobinas que estén aisladas entre si.

### 2.2.8- Prueba de Faseo del Transformador

La figura (2.0.B) muestra un transformador cuyos extremos de bobina se han llevado a una caja de terminales cuyas puntas no se han identificado todavía en lo que respecta a faseo o polaridad. En esta figura se muestra un método sencillo para fasear los devanados de un transformador. El transformador medio de identificación es un foco de 115 V conectado en serie y un suministro de c.a. de 115V.



**Figura 2.0. B- Determinación de Fases de un Transformador**

Si el lado de la carga del foco se conecta con la terminal H1, como se indica y la punta de exploración se conecta en la terminal X, el no enciende. Si se mueve la

punta de exploración de izquierda a derecha a lo largo de la tablilla de terminales no se produce indicación en el foco hasta que se encuentre la terminal H4. El foco enciende en las terminales H4, H3 y H2, indicando que solo las cuatro terminales del lado izquierdo son parte de una bobina única. El brillo relativo del foco también puede dar algún indicativo acerca de las salidas. El foco brilla más cuando las puertas están a través de H1-H2 y brilla menos cuando están a través de (H1-H4).

Se puede hacer una prueba más sensible de faseo de las bobinas y puntas empleando un voltímetro C.A.(1000 $\Omega$ /V) en lugar de focos, y estando conectado el instrumento a su escala de 150V. El aparato indicara el voltaje suministrado para cada salida de una bobina común, ya que su resistencia interna (150K  $\Omega$ ) es mucho mayor que la del devanado del transformador. A continuación se puede emplear un ohmiómetro de pilas para identificar las salidas por medio de mediciones de resistencia y también para comprobar los devanados de bobinas mediante la prueba de continuidad.

La polaridad de los transformadores interesa porque determina las posiciones de los diversos terminales al agrupar los transformadores o al conectarlos en paralelo. Con el objeto de simplificar la conexión de los transformadores, todos los terminales que salen del tanque se marcan con un sistema de letras y de números. Las marcas de los terminales se muestran en el diagrama de la placa de identificación.

### **2.2.9- Cambiador de Toma**

Los transformadores están equipados con un cambiador de tomas, conectado al devanado de alta tensión, el cual es un regulador de tensión diseñado para ser operado manualmente cuando el transformador está des-energizado, y la posición que debe tener de acuerdo a la tensión de línea está indicado en su placa de características.



### **2.2.10- Conservador o Tanque de Expansión**

El accesorio que más ha tenido cambios en los últimos años, en lo que se refiere a las partes del transformador es el conservador, por lo tanto las exigencias más importantes que se le han impuesto son las siguientes:

- Evitar el contacto del aceite del tanque principal con el aire del exterior.
- Se debe dimensionar de tal manera que se permita las variaciones del volumen del aceite para las condiciones críticas de carga máxima y temperatura ambiente máxima.
- Estar colocado a una altura que asegure, para la temperatura mínima ambiente, el nivel de aceite mínimo requerido por las partes que así lo exijan.

### **2.2.11- Aisladores y Terminales**

Los aisladores y terminales de alta y baja tensión están ubicados en la tapa y en la pared del tanque respectivamente, y sus características dependen de los valores nominales del transformador.

### **2.2.12- Dispositivo de Alivio de Presión**

Al ocurrir un accidente dentro de un transformador sellado de aceite o nitrógeno, la presión de la cuba subirá drásticamente a causa de los gases producidos por la descomposición por calor del aceite o los aislantes.

El dispositivo de alivio de presión de fijación automática se encarga de descargar los gases cuando la presión dentro del dispositivo alcanza de 0.6 a 0.8 Kg./cm<sup>2</sup> (8.5 a 11.4 lb./pie<sup>2</sup>) y automáticamente se activa el interruptor de alarma.

En condiciones normales, la tapa presiona las juntas por la fuerza que ejerce el resorte sobre ella y así sella el depósito. Si ocurre una falla interna tal que se desarrolle dentro del depósito del transformador una presión de 0.6 a 0.8 Kg./cm<sup>2</sup> la tapa será empujada oponiéndose a la fuerza del resorte y comienza así la descarga de los gases al exterior; simultáneamente este movimiento de la tapa hace que el interruptor limitador mande la señal de alarma, después de esto cuando la presión dentro del tanque disminuya como efecto de la descarga, la tapa recupera su forma original por la fuerza que el resorte ejerce sobre ella y esta vuelve a sellar el transformador, evitando así el contacto del aire exterior con el depósito de aceite.

## **2.3- Accesorios**

### **2.3.1- Relé o Buchholz Tipo Tb-C (Uso Exterior)**

Este relé es considerado como la protección más importante del transformador contra defectos internos del mismo, también sirve para la extracción de gases para su análisis detallado en detección de posibles fallas. Los gases se pueden producir lentamente en el caso de fuga superficial, espiras en cortocircuito o uniones defectuosas. En caso de arcos de gran energía o al quemarse el material aislante, la formación de gas es muy rápida, provocando un rápido aumento en la presión de aceite en el tanque del transformador de manera tal que el aceite fluye hacia el tanque de expansión o conservador.

### **2.3.2- Respiradero de Deshidratación**

Este respiradero se encuentra en las siguientes partes:

- En el tanque de expansión o conservador.
- En el depósito de aceite del cambiador de tomas.

- En el conservador de la caja de empalme de alta tensión, cuando la acometida al transformador es subterránea.
- El respiradero usa gel de sílice como desecante y en la parte inferior se prevé un recipiente que contiene aceite y absorbente para filtrar el aire inhalado.
- Para verificar la capacidad del respiradero de silicagel, normalmente se toma como base  $\frac{1}{2}$  Kg. de silicagel por cada tonelada de aceite.
- Los gránulos de silicagel tienen un tamaño de 3 a 5 mm. aproximadamente.

### **2.3.3- La Válvula de Alivio de Presión Súbita (Aps)**

Soporta en forma directa las inclemencias del medio ambiente muchas veces altamente corrosiva o salina, circunstancias que aceleran el deterioro y vida útil de válvulas de alivio convencionales. Esta válvula está fabricada con materiales como el aluminio que le permiten resistir por más tiempo estas exposiciones. Además está fabricada en medidas normalizadas para evitar adaptación especial al momento de su instalación, sus componentes también son normalizados.

## **2.4- Tipos de Transformadores**

### **2.4.1- Transformadores de Distribución**

Se denomina transformadores de distribución, generalmente los transformadores de potencias iguales o inferiores a 500 Kva. y de tensiones iguales o inferiores a 67 000 V, tanto monofásicos como trifásicos. Aunque la mayoría de tales unidades están proyectadas para montaje sobre postes, algunos de los tamaños de potencia superiores, por encima de las clases de 18 kV, se construyen para montaje en estaciones o en plataformas. Las aplicaciones típicas son para alimentar a granjas, residencias, edificios o almacenes públicos, talleres y centros comerciales.

A continuación se detallan algunos tipos de transformadores de distribución.

#### **2.4.1.1- Tipo Poste o Aéreos**

Se utilizan en intemperie o interior para distribución de energía eléctrica en media tensión. Son de aplicación en zonas urbanas, industrias, minería, explotaciones petroleras, grandes centros comerciales y toda actividad que requiera la utilización intensiva de energía eléctrica.



**Figura 2.1.- Banco de Transformadores tipo Aéreo**

Se fabrican en potencias normalizadas desde 25 hasta 1000 Kva. Y tensiones primarias de 13.2, 15, 25, 33, 35, 37.5, 50 y 100 kV. Se construyen en otras tensiones primarias según especificaciones particulares del cliente. Se proveen en frecuencias de 50-60 Hz. La variación de tensión, se realiza mediante un conmutador exterior de accionamiento sin carga.

#### **2.4.1.2- Transformadores Secos Encapsulados en Resina Epoxi**

Se utilizan en interior para distribución de energía eléctrica en media tensión, en lugares donde los espacios reducidos y los requerimientos de seguridad en caso de incendio imposibilitan la utilización de transformadores refrigerados en aceite. Son de

aplicación en grandes edificios, hospitales, industrias, minería, grandes centros comerciales y toda actividad que requiera la utilización intensiva de energía eléctrica.



**Figura 2.2.- Transformador Seco Encapsulado**

Su principal característica es que son refrigerados en aire con aislante clase F, utilizándose resina epoxi como medio de protección de los arrollamientos, siendo innecesario cualquier mantenimiento posterior a la instalación. Se fabrican en potencias normalizadas desde 100 hasta 2500 Kva., tensiones primarias de 13.2, 15, 25, 33 y 35 kV y frecuencias de 50 y 60 Hz.

#### **2.4.1.3- Transformadores Herméticos de Llenado Integral**

Se utilizan en intemperie o interior para distribución de energía eléctrica en media tensión, siendo muy útiles en lugares donde los espacios son reducidos. Son de aplicación en zonas urbanas, industrias, minería, explotaciones petroleras, grandes

centros comerciales y toda actividad que requiera la utilización intensiva de energía eléctrica.



**Figura 2.3.- Transformador Hermético de Llenado Integral**

Su principal característica es que al no llevar tanque de expansión de aceite no necesita mantenimiento, siendo esta construcción más compacta que la tradicional. Se fabrican en potencias normalizadas desde 100 hasta 1000 Kva., tensiones primarias de 13.2, 15, 25, 33 y 35 kV y frecuencias de 50 y 60 Hz.

#### **2.4.1.4- Transformadores Rurales**

Están diseñados para instalación monoposte en redes de electrificación suburbanas monofilares, bifilares y trifilares, de 7.6, 13.2 y 15 kV. En redes trifilares se pueden utilizar transformadores trifásicos o como alternativa 3 monofásicos.

#### **2.4.1.5- Transformadores Subterráneos**

Transformador de construcción adecuada para ser instalado en cámaras, en cualquier nivel, pudiendo ser utilizado donde haya posibilidad de inmersión de cualquier naturaleza.

Potencia: 150 a 2000KVA

Alta Tensión: 15 o 24,2KV

Baja Tensión: 216,5/125;220/127;380/220;400/231V



**Figura 2.4.- Transformador Subterráneo**

#### **2.4.1.6- Transformadores Auto Protegidos**

El transformador incorpora componentes para protección del sistema de distribución contra sobrecargas, corto-circuitos en la red secundaria y fallas internas en el transformador, para esto posee fusibles de alta tensión y disyuntor de baja tensión, montados internamente en el tanque, fusibles de alta tensión y disyuntor de baja tensión. Para protección contra sobretensiones el transformador esté provisto de dispositivo para fijación de pararrayos externos en el tanque.

Potencia: 45 a 150KVA

Alta Tensión: 15 o 24,2KV

Baja Tensión: 380/220 o 220/127V



**Figura 2.5.- Transformadores Auto Protegidos**

#### **2.4.2- Transformadores de Potencia**

Se utilizan para subtransmisión y transmisión de energía eléctrica en alta y media tensión. Son de aplicación en subestaciones transformadoras, centrales de generación y en grandes usuarios.



**Figura 2.6.-Transformadores de Potencia**



Se construyen en potencias normalizadas desde 1.25 hasta 20 MVA, en tensiones de 13.2, 33, 66 y 132 kV. y frecuencias de 50 y 60 Hz.

#### 2.4.2.1- Autotransformadores

Los autotransformadores se usan normalmente para conectar dos sistemas de transmisión de tensiones diferentes, frecuentemente con un devanado terciario en triángulo. De manera parecida, los autotransformadores son adecuados como transformadores elevadores de centrales cuando se desea alimentar dos sistemas de transporte diferentes. En este caso el devanado terciario en triángulo es un devanado de plena capacidad conectado al generador y los dos sistemas de transporte se conectan al devanado, autotransformador. El autotransformador no sólo presenta menores pérdidas que el transformador normal, sino que su menor tamaño y peso permiten el transporte de potencias superiores.



**Figura 2.7.- Autotransformadores**

### 2.4.2.2- Transformador de Corriente Tt/Cc

Los transformadores de corriente se utilizan para tomar muestras de corriente de la línea y reducirla a un nivel seguro y medible, para las gamas normalizadas de instrumentos, aparatos de medida, u otros dispositivos de medida y control. Ciertos tipos de transformadores de corriente protegen a los instrumentos al ocurrir cortocircuitos.

Los valores de los transformadores de corriente son:

- ✓ Carga nominal: 2.5 a 200 VA, dependiendo su función.
- ✓ Corriente nominal: 5 y 1A en su lado secundario. se definen como relaciones de corriente primaria a corriente secundaria. Unas relaciones típicas de un transformador de corriente podrían ser: 600/5, 800/5, 1000/5.



**Figura 2.8.- Transformador de Corriente Tt/Cc**

Usualmente estos dispositivos vienen con un amperímetro adecuado con la razón de transformación de los transformadores de corriente, por ejemplo: un transformador de 600/5 esté disponible con un amperímetro graduado de 0 - 600A.

### 2.4.2.3- Transformador de Potencial Tt/Pp

Es un transformador devanado especialmente, con un primario de alto voltaje y un secundario de baja tensión. Tiene una potencia nominal muy baja y su único objetivo es suministrar una muestra de voltaje del sistema de potencia, para que se mida con instrumentos incorporados.



**Figura 2.9.- Transformador de Potencial Tt/Pp**

Además, puesto que el objetivo principal es el muestreo de voltaje deberá ser particularmente preciso como para no distorsionar los valores verdaderos. Se pueden conseguir transformadores de potencial de varios niveles de precisión, dependiendo de que tan precisas deban ser sus lecturas, para cada aplicación especial.

### 2.5- Líneas Eléctricas Aéreas

En general, se llama línea aérea al conjunto de conductores que transportan energía eléctrica, montados a cierta altura sobre el terreno; estos conductores soportados por crucetas u otros tipos de soportes, debidamente aislados de estos, y estos soportes, a su vez van montados sobre postes, cuya misión principal es mantener separados los conductores a una altura conveniente del terreno.

Los componentes esenciales de una línea eléctrica aérea son los apoyos, conductores y aisladores.

## **2.6- Los Apoyos de Líneas Aéreas**

Los apoyos de líneas aéreas están constituidos por poste y los elementos que soportan los conductores. Aunque las prescripciones oficiales establecen que los postes pueden ser de cualquier material siempre que cumplan las condiciones debidas de seguridad, algunos materiales utilizados para su construcción son madera, hormigón y el acero.

Para el diseño constructivo de la red de distribución los apoyos deben estar ubicados en los sitios donde exista el fácil acceso del personal especializado, de manera que pueda realizarse efectivamente la inspección y conservación de todos los elementos estructurales que constituyen el apoyo. Debe evitarse la existencia de cualquier tipo de cavidades sin drenaje, en las que pueda acumularse el agua de lluvia.

### **2.6.1- Los Esfuerzos a que Están Sometidos los Apoyos**

Los apoyos están sometidos a varios tipos de esfuerzos, que se pueden resumir:

- 1) esfuerzos verticales: debido al peso de los conductores, unas veces, se trata solamente de los conductores desnudos.
- 2) Esfuerzos transversales; pueden deberse a la acción del viento sobre los apoyos, o a la acción resultante de las tracciones de los conductores cuando no están instalados paralelamente, sino formando ángulos.

### **2.6.2- Clasificación de los Apoyos**

Según su función se clasifican en:

- **Apoyos de Alineación.**- su función es solamente soportar los conductores y cables de tierra; son empleados en las alineaciones rectas.

- **Apoyos de Anclajes**- su finalidad es proporcionar puntos firmes en la línea.

- **Apoyos de Angulo**- Empleados para sustentar los conductores y cables de tierra en los vértices o ángulos que forma la línea en un trazado. Además de las fuerzas propias de flexión, en esta clase de apoyos aparece la composición de las tensiones de cada dirección.

- **Apoyos de Fin de Línea**- estos apoyos deben resistir, los esfuerzos longitudinales de todos los conductores y cables de tierra; se montan al principio o al final de la línea. Soportan las tensiones producidas por la línea; son su punto de anclaje de mayor resistencia.

- **Apoyos Especiales.**- su función es diferente a las enumeradas anteriormente; entre estos son interesantes, los apoyos de cruce, utilizados para los vanos que se crucen con la línea, vías de ferrocarril, líneas de comunicación y postes de bifurcación y derivación que como su nombre lo indica, se emplean para bifurcar o derivar las líneas en otras direcciones.

## **2.7.- Postes Metálicos**

Generalmente, se emplea el acero de calidad normal, moderadamente, se estudia el empleo de aleaciones ligeras, a base de aluminio y acero. Como elementos de unión se utilizan sobre todo, pernos, tornillos y remaches.

### **2.7.1.- Tipos de Postes Metálicos**

Las ventajas de los postes metálicos, derivadas, sobre todo, de su superior resistencia mecánica respecto a los demás tipos de postes y a la propia estructura del poste.

La extensión de las aplicaciones de los postes metálicos hace que los tipos sean muy variados y adopten muy diferentes formas que hace muy difícil su clasificación. Como se indica a continuación:

- Postes de perfiles laminados: usado en líneas de distribución con reducido número de conductores de pequeñas secciones empleados en vías de ferrocarriles.
- Postes tubulares: usados en instalaciones eléctricas en el interior de poblaciones. Están constituidos por tubos de acero estirado.
- Postes de celosía de perfiles laminados: esta clase de postes se emplea para el tendido de líneas de distribución a baja tensión y media tensión y de líneas de transporte a alta y muy alta tensión.
- Postes de celosía tubular: se utiliza para la estética de lugares turísticos, esta torre es mas pesada y mas cara que una torre clásica, porque esta construido con vista a futura realización de torres que mejoren la estética del paisaje donde están implantadas.
- Postes de celosía mixtos: estos postes son de menor altura y mejor estética. Estas estructuras son estrechamente mas anchas que una torre ordinaria, por lo tanto puede instalarse en zonas donde la anchura y la altura han de ser limitados.

## **2.8- Tipos de Conductores**

Para la fabricación de conductores es necesario que cumpla con los requerimientos establecidos, ya que deben poseer características eléctricas y mecánicas adecuadas para su fin; además de contar con una elevada resistencia a la corrosión atmosférica.

Actualmente, los materiales de los conductores utilizados en líneas aéreas son los siguientes:

a) Para conductores desnudos, soportados por aisladores fijados a postes, crucetas y palomillas, podemos mencionar los mas utilizados:

- Cobre
- Aleación de Cobre
- Acero
- Aluminio
- Aleaciones de Aluminio

b) Para conductores con aislamiento resistente a la intemperie, se conocen: los cables autoportados y los cables autosuspendidos.

### **2.8.1- Conductores Aéreos**

Los conductores aéreos no son siempre desnudos. Estos conductores pueden ser:

- 1.- hilos de cobre reunidos formando una cuerda.
- 2.- hilos de aluminio con refuerzo de acero.

Estos últimos se prefieren por ser más ligeros y económicos.

En la parte más alta de la torre, se ponen conductores desnudos, llamados cables de guarda, que sirven para apantallar la línea e interceptar las descargas atmosféricas antes que alcancen los conductores activos, situados debajo. Esos hilos de guarda no conducen corriente, por lo que normalmente se hacen de acero y se conectan solidamente a tierra en cada una de las torres.

Las torres se conectan solidamente a tierra. Cuando un rayo cae sobre la torre, o el cable de guarda, la corriente del rayo puede descargarse rápidamente a tierra sin llegar a producir arcos en la cadena de aisladores.

### **2.8.2- Disposición de los Conductores**

En la medida de lo posible los conductores de las líneas aéreas se disponen de tal manera que sus secciones formen dos vértices de un triángulo equilátero, de esta manera la caída de tensión inductiva es la misma para los tres conductores, pero también se suele usar la disposición en un mismo plano.

Por otra parte, es frecuente la instalación en los apoyos de dos circuitos, o más, y que cada fase este constituida por mas de un conductor (conductor de haz).

### **2.9- Medición del Aislamiento Eléctrico**

En el actual ambiente industrial, el ingeniero de prueba de campo requiere hacer mediciones, para evitar daños a largo plazo a equipos existentes y para minimizar la energía desperdiciada como calor.

Estas mediciones indican cualquier restricción en el flujo de corriente que pueda evitar que una máquina o equipo genere potencia plena o provoque que circule un flujo de corriente insuficiente para activar aparatos de protección en caso de una falla.

Una de las mayores fallas en equipos eléctricos es causada por fallas de aislamiento. El aislamiento es afectado por envejecimiento, humedad, polvo, condiciones ambientales, parámetros operacionales y prácticas de mantenimiento o limpieza.



Los cambios en el valor de un elemento resistivo son una de las mejores y mas rápidas indicaciones de que está ocurriendo una degradación de aislamiento eléctrico.

Los conductores empleados en líneas aéreas, en la mayor parte de los casos, son desnudos; por lo tanto, se necesita aislarlos de los soportes por medio de aisladores, fabricados generalmente con porcelana o vidrio. Pero además, un aislador debe tener las características mecánicas necesarias para soportar los esfuerzos a tracción a los que está sometido.

Teniendo en cuenta lo anteriormente expuesto, las cualidades específicas que deben cumplir los aisladores son:

- 1.- Rigidez dieléctrica suficiente para que la tensión de perforación sea lo mas elevada posible. Esta rigidez depende de la calidad del vidrio o porcelana y del grueso del aislador. La tensión de perforación es la tensión a la cual se ceba el arco a través de la masa del aislador.
- 2.- disposición adecuada, de forma que la tensión de contorneamiento presenta valores elevados y por consiguiente no se produzcan descargas de contorno entre los conductores y el apoyo a través de los aisladores.

La tensión de contorneamiento es la tensión a la que se ceba un arco a traves del aire siguiendo la mínima distancia entre fase y tierra, es decir, el contorno del aislador. Esta distancia se le llama línea de fuga.

- 3.- resistencia mecánica adecuada para soportar los esfuerzos producidos por el conductor, por lo que la carga de rotura de un aislador debe ser por lo menos igual a la del conductor, por lo que la carga de rotura de un aislados debe ser por lo menos o igual a la del conductor que tenga que soportar.
- 4.- resistencia a las variaciones de temperatura.

5.- ausencia de envejecimiento.

## **2.10- Filosofía del Mantenimiento**

Cada equipo de distribución eléctrica cuenta con características importantes a la hora de valorar su estrategia de mantenimiento óptima. Dicha estrategia estará orientada a obtener la mejor disponibilidad, calidad y seguridad operativa del proceso y deberá considerar los siguientes factores:

-Críticidad en el proceso

-Características constructivas

-Condiciones Operativas.

### **2.10.1 - Mantenimiento Correctivo**

Es el tipo de mantenimiento efectuado a una máquina o equipo cuando la avería ya se ha producido, para restablecerla a su estado operativo habitual de servicio.

El mantenimiento correctivo comprende las intervenciones no planificadas que se efectúan en las paradas programadas. Además, es una intervención correctiva por realizarse durante una parada programada sin afectar la disponibilidad de la instalación.

### **2.10.2 - Mantenimiento Preventivo O Planificado**

El análisis de la vida UTIL DE LOS EQUIPOS Y SUS elementos mecánicos permite realizar el mantenimiento de las máquinas basándose en la sustitución periódica de elementos independientemente del estado o condición de deterioro y desgaste de los mismos. Esta filosofía se conoce como mantenimiento a intervalos o mantenimiento preventivo.

El objetivo de este tipo de mantenimiento es reducir la probabilidad de avería o pérdida de rendimiento de una máquina o instalación tratando de planificar unas intervenciones que se ajusten al máximo a la vida útil del elemento intervenido.

### **2.10.3- Mantenimiento Preventivo o Basado en la Condición**

El mantenimiento predictivo es un conjunto de técnicas instrumentales de medidas y análisis de variables para caracterizar en términos de fallos potenciales la condición operativa de equipos productivos. Su misión principal es articular un único sistema de gestión global de planta capaz de integrar operación y mantenimiento bajo la misma óptica y por otra parte optimizar la fiabilidad y disponibilidad de equipos al mínimo costo.

### **2.10.4- Mantenimiento Proactivo o Ingeniería de Mantenimiento**

Esta filosofía de mantenimiento persigue el conocimiento de la causa raíz de un problema para eliminar por completo la aparición de averías.

Las prácticas preactivas mas frecuentes en mantenimiento industrial son el equilibrio dinámico de rotores y la alineación de precisión de acoplamientos.

En definitiva, el análisis de causa raíz en mantenimiento proactivo utiliza las mismas tecnologías que el predictivo, para establecer modificaciones tanto constructivas como operativas en los equipos de proceso.

### **2.11- Tasa de Fallas – Cálculo de Frecuencia**

Cualquier sistema puede fallar cuando un equipo está en el tiempo de operación por falla, cualquier alteración que por alguna u otra causa, provoque la interrupción de una tarea determinada.

La tasa de falla ( $\lambda$ ) también es conocida como tasa instantánea de falla o tasa de riesgo. Las unidades que la tasa de falla utiliza son “numero de unidades que falla por unidad de tiempo”. Es preciso aclarar que la tasa de falla no es una probabilidad y puede tomar valores por encima de 1, exceptuando valores negativos. Si el sistema falla cuando el primer componente lo hace, y todos los componentes operan independientemente, estamos hablando de la propiedad de distribución exponencial llamada cerradura. La estimación de  $\lambda$  en un lapso determinado, independientemente que fallen o no las unidades analizadas, se realiza de la siguiente manera:

$\lambda = \text{número de fallas} / \text{unidades de tiempo en las que se tomó la muestra}$

Cuando se requiere una estimación de  $\lambda$  de una muestra completa, es decir, registrándole un tiempo en que cada uno de los elementos de la muestra fallan a través del tiempo, es necesario realizar el siguiente cálculo:

$$\lambda = r / \sum t_i + (n-r)*T$$

Donde:

r: número de fallas.

n: tamaño de la muestra.

T: tiempo predeterminado final de la evaluación.

N: tiempo exacto de la falla.

## CAPITULO III

### 3.1- Metodología

La zona seleccionada para el estudio característico de las fallas operativas en los bancos de transformación de baja tensión, fue el Barrio Guamachito de la ciudad de Barcelona, Estado Anzoátegui. Esta decisión fue tomada basando en los datos obtenidos del programa S.I.A.R. o Registro y control de interrupciones de la empresa Nacional CADAFE. En dichos registros se obtuvo la cantidad de reclamos atendidos y solucionados así como las cantidades de: Pérdidas de Equipos de transformación, Líneas de Baja Tensión Rotas, Bajantes Quemados y Fusibles quemados para todos los sectores atendidos desde la sede CADAFE BARCELONA, una vez obtenidos dichos datos y en reunión con el personal encargado de CADAFE se determinaron los principales sectores con fallas o pérdidas de equipos, mas, debido al factor seguridad y las facilidades brindadas por la empresa se decidió como zona de estudio el Barrio Guamachito. Siendo este último el de mayor facilidad para realizar las inspecciones y levantamientos requeridos para el estudio.

Una vez iniciado el estudio de la zona, se delimitaron la cantidad de Bancos de Transformación que debían ser revisados así como la división de la zona en 5 sectores para facilitar el estudio de las fallas y la documentación de las mismas.

Los levantamientos iniciales fueron realizados con cuadrillas de atención de emergencias de la empresa donde se desarrolló una planilla para el levantamiento en sitio de los distintos bancos de transformación así como de sus características y fallas.

Los levantamientos iniciales en sitio fueron totalmente visuales (Fotográfico) debido a la falta de disponibilidad de equipos de medición así como de personal para llevar a cabo en el momento inicial del estudio; mas adelante se tomaron medidas para reducir los Bancos de Transformación a estudiar asumiendo un grupo como crítico debido a la cantidad de fallas que presentaba.

Entre las fallas que se tomaron para la selección de los bancos de transformación críticos están:

- ✓ Botes de aceite en las cubas de los transformadores.
- ✓ Estado de dilatación de los filamentos de las líneas de baja tensión.
- ✓ Corrosión en los diferentes elementos que conforman los bancos de transformadores.
- ✓ Estado de los elementos básicos de protección como son los cortacorrientes (Fusibles de Protección), pararrayos, y cables de aterramiento.
- ✓ Estado de los postes y los diferentes tipos de soportes y apoyos.

Cada una de las fallas fueron tomadas por el tipo de desempeño o función que tiene dentro de la funcionalidad del sistema del banco de transformación; así como una encuesta que se llevó a cabo dentro del personal operante tomando en cuenta un factor poco utilizado para el estudio como es la experiencia del personal encargado de solventar dichas fallas en situaciones de emergencia. Todas las fallas antes descritas son fácilmente detectables mediante una inspección detallada de los bancos de transformación a estudiar.

### **3.2- Fallas**

#### **3.2.1- Botes de Aceite**

Pueden ser observados desde los terminales, válvula de alivio de presión o del mismo tanque principal de aceite; los mismos indican un deterioro de la estructura del equipo en cuestión, ya sea por:

- 1.- Corrosión excesiva de las partes debido a los altos niveles de salitre en la atmósfera y la exposición prolongada a los mismos.

- 2.- Sobrecalentamiento y deterioro de la estructura del tanque principal o de algunas de las partes en contacto directo con el aceite, normalmente debido a la sobrecarga del equipo por mala distribución de cargas en el banco de transformación y aumento de la demanda de carga del sector alimentado por dicho B.T.
- 3.- Maltratos a la estructura de almacenamiento o tanque de aceite; usualmente debido a manipulación indebida por parte de la comunidad.
- 4.- Deterioro por caducidad o falta de mantenimiento del mecanismo de alivio de presión.

### **3.2.2- Dilatación y Estado de las Líneas de Baja Tensión**

Se puede observar cuando el cableado presenta una curvatura con caída en la sección media de los tramos de cableado así como en los empates de cables para completar secciones que previamente han presentado ruptura. Entre las causas principales tenemos:

- 1.- Sobrecarga de las líneas debido a una mala distribución de cargas o un exceso de consumo en el sector alimentado por dicho B.T.
- 2.- Obstrucción de las líneas de Baja Tensión con diversos tipos de objetos o falta de poda.
- 3.- Manipulación por parte de la comunidad para consumo ilegal de carga.
- 4.- Reparación momentánea por parte de la empresa para solventar situaciones de emergencia, entre ellas empalmes y varillas para mantener la altura o separación de los cables.

### **3.2.3- Corrosión de los Diferentes Elementos de un Banco de Transformación**

Su presencia es fácilmente detectable en el momento que se visualiza una coloración naranja o marrón en algunos de los elementos que conforman el Banco de Transformación, ésta ocurre normalmente debido a:

- 1.- Altos niveles de salitre en la atmósfera o ambiente donde está ubicado el banco de transformador.
- 2.- Falta de Mantenimiento (Pintura base o anticorrosivo), esto debido a falta de mecanismos o procedimientos de mantenimiento por parte de la empresa.
- 3.- Exposición directa de las piezas debido a deterioro de las pintura de protección; esta causa se da normalmente cuando el equipo ha sido manipulado ilegalmente y sin las medidas de precaución adecuadas, por personal ajeno a la empresa. Bien sea de la comunidad o personal contratado de modo privado.

### **3.2.4- Corta Corrientes y Fusibles**

Estos son aun más fáciles de detectar ya que la falla o ausencia de los mismos afecta directamente el funcionamiento del equipo de transformación y normalmente están ubicados entre la Línea de alta tensión y el Banco de Transformación; entre las causas comunes para esta falla tenemos:

- 1.- Quema de los fusibles debido a una sobrecarga o inestabilidad de los niveles de tensión que permite la pieza.
- 2.- Colocación indebida por parte de la empresa o de la comunidad de fusibles fuera de norma de menor o mayor capacidad que ocasionen la pérdida del equipo o falla temprana del mecanismo de protección, es decir, con la colocación de un fusible de menor capacidad a la necesaria para dicho banco de transformación, el mismo presenta su consumo o quema inmediata para proteger el equipo; mientras que, si es



de mayor capacidad a la de la norma del equipo, se corre el riesgo de no proteger el equipo ante una sobrecarga del mismo.

3.- Colocación por parte de la empresa o del personal de la comunidad a la que se le brinda el servicio eléctrico de conductores en los puestos de los fusibles para mantener el funcionamiento del equipo y dejando al mismo en una condición de falta de protección ante sobrecarga y causando la pérdida del mismo.

### **3.2.5- Pararrayos**

Estos están ubicados normalmente del lado opuesto y a un nivel de altura superior al de los cortacorrientes y de ellos depende la protección contra descargas atmosféricas a las líneas de transmisión o las descargas eléctricas directas a los equipos de Transformación, lo que los hace fáciles de detectar en una inspección rutinaria, entre las causas que llevan a una falla tenemos:

1.- La causa más común relacionada a los pararrayos, es la ausencia de los mismos, normalmente debido a hurto, o simple ausencia debido a falta de la pieza en almacén de la empresa o para economizar los costos de colocación de un banco de transformadores, saltando las normativas del mismo.

2.- Pérdida del elemento debido a que ha cumplido su función como mecanismo de protección ante una descarga atmosférica, perdiendo sus características iniciales y requiriendo su inmediata sustitución.

3.- También se pueden observar deteriorados por corrosión o por cumplimiento de vida útil.

### **3.2.6- Cable de Aterramiento del Banco de Transformación y Postes**

Este se ubica desde el banco de transformación y desde los elementos del mismo hasta una barra de cobre en la base del poste, va anexo y paralelo al poste del B.T. y es fácilmente observable durante las inspecciones rutinarias. Su función básica es aislar cualquier tipo de carga del banco de transformación o de sus elementos del poste o la base del mismo así como desviar cualquier descarga en el equipo directamente a tierra protegiendo el o los transformadores y sus elementos, entre las causas más comunes de la falla de este mecanismo de protección tenemos:

- 1.- Ausencia del Cable o conductor de aterramiento debido a:
  - 1.1.- Hurto del conductor.
  - 1.2.- La no colocación del mismo para economizar la colocación del Banco de Transformación.
- 2.- Deterioro del cable por maltrato del mismo por parte de las personas o vehículos que circulan en la proximidad del mismo.

### **3.2.7- Postes y Soportes**

Finalmente tenemos como una de las fallas estudiadas los postes y soportes de líneas de tensión, que a pesar de no ser elementos de protección o de funcionamiento del Banco de Transformadores, es bien un elemento que se encuentra en contacto con el B.T. al fallar representa la pérdida segura del equipo o los equipos de Transformación que se encuentran en el; entre algunas de las causas para fallas del mismo tenemos:

- 1.- Levantamiento o movimiento de las bases donde se encuentra enterrado el poste, esto se da normalmente cuando el mismo está ubicado en aceras donde el suelo donde fue construido no presenta un nivel aceptable de resistencia.

- 2.- Corrosión excesiva de la base del poste ya sea por el salitre de la atmósfera o por secreciones de los animales que se encuentran en la misma comunidad (Perros, Gatos, Indigentes, Etc.).
- 3.- Mal cálculo a la hora de seleccionar el tipo de poste para el B.T. (Es decir, dejando un poste o soportes fuera de norma) ya sea por exceso de peso del banco o desequilibrio de las tensiones resultantes sobre el poste ocasionadas por la línea. Mala colocación o construcción de las bases o soportes de los postes
- 4.- Deformación ocasionada por impacto de agentes circulantes en el área del B.T. (choques de vehículos, etc.).

### **3.2.8- Corto-Circuitos en Extremos de Líneas o Internos a los Equipos de Transformación**

#### **A.- Corto Circuito**

Falla de un aparato o línea eléctrica por la cual la corriente eléctrica pasa directamente por un conductor activo a neutro o tierra, entre dos fases en el caso de sistemas polifásicos en corriente alterna o entre polos opuestos en el caso de corriente continua.

##### **A.1- El Cortocircuito Externo**

En extremos ocurre normalmente por fallos en el aislante de los conductores y cuando quedan en contacto accidental conductores aéreos por efecto de fuertes vientos, por dilatación de los tendidos ante presencia de una sobrecarga en las líneas o por ruptura de los apoyos de las líneas.

## **A.2- Los Cortocircuitos Internos**

Se pueden dar en las espiras, ya citado anteriormente, debido al deterioro del aislamiento de dos o más espiras adyacentes. Normalmente a causa de:

- 1.- Deterioro del aceite, bien por humedad o acidez del mismo, lo cual determina un daño posterior en los materiales aislantes.
- 2.- Deterioro del material aislante, ya entre devanados.
- 3.- Deterioro del aceite, bien por humedad o acidez del mismo, lo cual a su vez determina un daño posterior en los materiales aislantes.

Deterioro del material aislante, ya sea entre devanados (por ejemplo entre el primario y secundario) o entre capas de un mismo devanado, produciendo cortos circuitos internos de gran magnitud, daños en accesorios internos de transformador, tales como aisladores, cambiador taps, etc.

Debido a que un cortocircuito puede causar importantes daños en las instalaciones eléctricas e incluso incendios en edificios, estas instalaciones están normalmente dotadas de elementos de protección tales como cortacorrientes, fusibles, etc.

## **3.3- Reconocimiento de la Zona**

Se realizó un recorrido por el área bajo estudio, para establecer los límites del Barrio Guamachito así como de las redes de media y baja tensión presentes en el mismo.

## **3.4- Levantamiento General de los Bancos de Transformación**

Con los planos proporcionados por CATASTRO se realizó una actualización del plano de la zona, en el cual se llevaron a cabo el levantamiento de la ubicación y capacidad de los elementos de distribución eléctrica para media y baja tensión (siendo

para 13.8 Kv en Media tensión y 110 V. en baja tensión). La información en el plano no es lo suficientemente detallada como por ejemplo solo se visualizan los nombres de algunas avenidas o calles importantes más no de la totalidad de las mismas y omitiendo por completo veredas y callejones donde también se encuentran equipos instalados, fue necesaria la actualización mediante, recorridos, mediciones, capturas fotográficas.

Una vez realizado el reconocimiento de la zona de estudio se realizan los levantamientos tanto de los equipos de transformación como de la red de media tensión, que permiten el análisis teórico de los mismos.

### **3.5- Límites y Extensión de la Zona en General**

La zona posee una extensión aproximada de 4 km<sup>2</sup> la cual se encuentra delimitada por el Norte con la Calle Democracia entre la calle INOS y la Avenida Alterna, por el Sur por la Calle la Línea entre la Calle Juncal en su extremo oeste y la Avenida Alterna por el extremo este, por el oeste se encuentra delimitado por la calle INOS entre la Calle Democracia y la Calle la Línea, y finalmente por el este por la Calle Frontera entre la Avenida Raúl Leoni por el sur y La Calle Democracia por el norte pueden apreciar en los distintos planos.



Debido a la extensión de la zona de estudio y para facilitar la ubicación de los equipos de transformación la zona fue dividida en 5 Sectores numerados del 1 al 5; como se muestra en la figura 3.1. Que sustenta la tabla 3.1

Dentro de la identificación que se le asignó un código a cada banco de transformadores para facilitar la identificación del mismo dentro del plano general del Barrio Guamachito, el código consta de tres números de los cuales el primer dígito representa el Sector en el que se encuentra y los dos dígitos finales el número del banco de transformación. Por ejemplo:

Para el transformador ubicado en la calle Juncal frente al estadio Guamachito se le asignó el código: 212 ya que se ubica en el plano 2 y es el transformador 12 dentro de los que se les realizaron levantamiento de información.

En la Tabla 3.02 se especifican los bancos de transformación y sus ubicaciones específicas. El código se da en 3 dígitos simples, el primero indica el sector donde se encuentra y los dos dígitos restantes la identificación numérica del banco de transformación. Esto se puede apreciar en la Figura 3.01 en la representación triangular color rojo con el respectivo código de B.T, asignado. Por ejemplo:

Código 210 = sector 2, banco de transformación (B.T.) numero 10.

LEYENDA	
	Banco de Transformadores
	Línea 13.8 kVA

**Figura 3.0- Leyenda Ubicación de Transformadores**

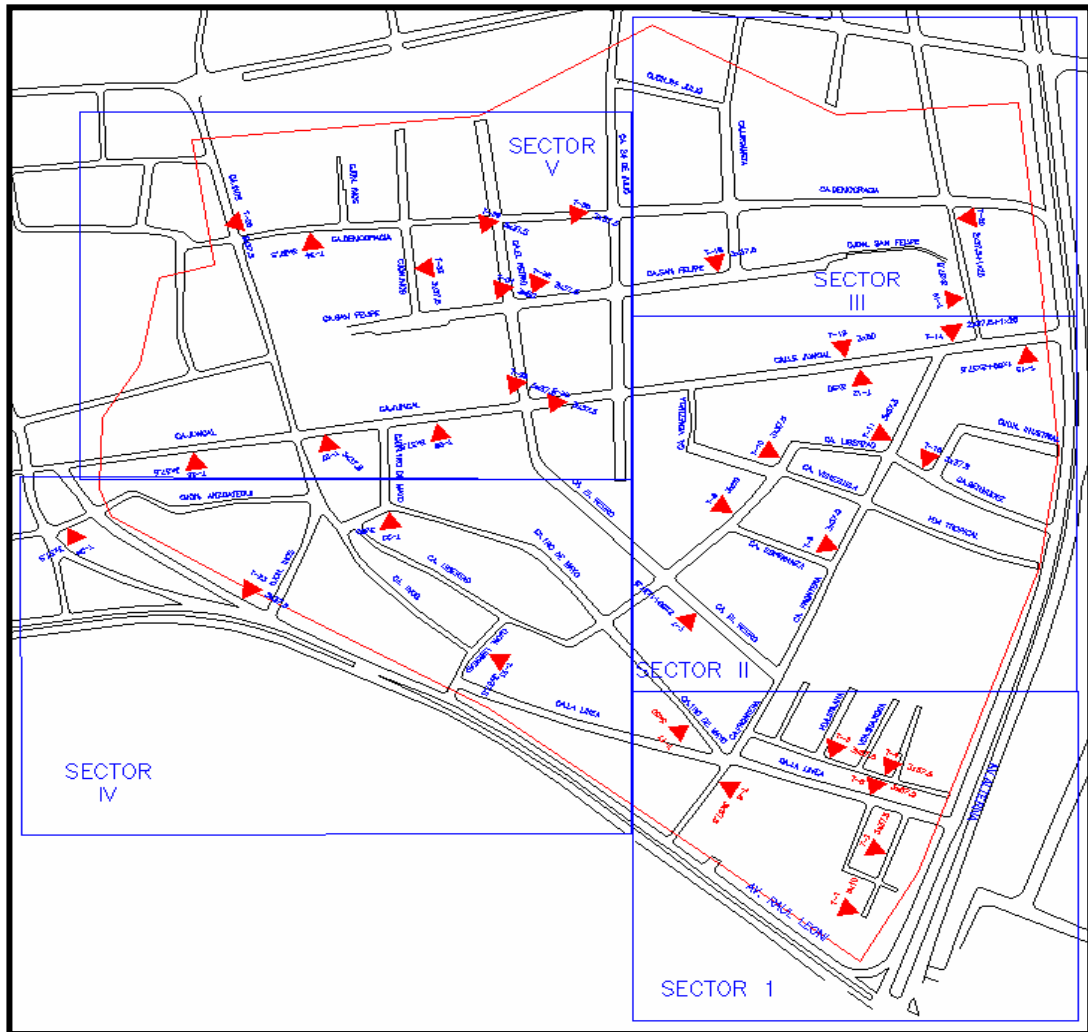


Figura 3.1- Cantidad de Bancos de Transformadores por Sector

**Tabla 3.1- Cantidad de Bancos de Transformadores por Sector**

SECTOR	B.T Totales
SECTOR 1 (Limite Sur-Este)	7
SECTOR 2 (Limite Este)	10
SECTOR 3 (Limite Nor-Este)	3
SECTOR 4 (Limite Sur-Oeste)	4
SECTOR 5 (Limite Nor-Oeste)	13



**Tabla 3.2- Ubicación de Transformadores por Sector.**

IDENTIFICACIÓN DE BANCOS DE TRANSFORMADORES		
CODIGO	SECTOR	Ubicación
101	1	Final Calle Principal Las Malvinas Bajante Privado.
102	1	Calle Principal Las Malvinas.
103	1	Calle Frontera con Vda. Sta. Ana.
104	1	Frontera con Vda. Sta. Rosa.
105	1	Calle la Línea con Vda. Las Malvinas.
106	1	Principio Calle Frontera con Av. Raúl Leoni.
117	1	Final C. Primero de Mayo con C. La Línea.
207	2	C. El Retiro con C. Libertad.
208	2	Calle Libertad con Calle Esperanza.
209	2	Calle Frontera con Calle Esperanza.

210	2	Calle Libertad con Calle Venezuela.
211	2	Calle Libertad con calle Frontera.
212	2	Calle Juncal Al frente del Estadio Luís Taparita B
213	2	Calle Juncal dentro del estadio Luís Taparita B Guamachito.
214	2	Calle Juncal dentro del estadio Luís Taparita B Guamachito.
215	2	Final de la calle Juncal antes de llegar a la Av. Alterna.
216	2	Calle Bermúdez con callejón Libertad.
318	3	Callejón San Felipe con Calle Urdaneta.
319	3	Callejón El Estadio con Calle Juncal.
320	3	Callejón El Estadio con Calle Democracia.
421	4	Calle Libertad con Calle INOS.

**Continuación Tabla 3.2- Ubicación de Transformadores por Sector**

IDENTIFICACIÓN DE BANCOS DE TRANSFORMADORES		
CODIGO	SECTOR	Ubicación
422	4	Callejón Primero de Mayo con Calle Juncal.
423	4	Calle La Línea con Calle Raúl Leoni.
424	4	Calle Anzoátegui con Calle los Montones.
525	5	Calle INOS con Calle Democracia.
526-A	5	Calle Juncal entre Calle INOS y Calle Anzoátegui.
526-B	5	Calle Juncal entre Calle INOS y Calle Anzoátegui.
527	5	Calle Juncal con Cruce con Vereda Anzoátegui.
528	5	Calle Anzoátegui con Calle los Montones.
529	5	Calle Juncal, Panadería CATI (Privado).
530	5	Calle Juncal entre Calle El Retiro y Calle 24 de Julio.

531	5	Calle Juncal con Democracia.
532	5	Calle C. San Felipe con Calle El Retiro.
533	5	Calle INOS con Calle Democracia.
534	5	Calle INOS con Calle Democracia.
535	5	Calle Democracia con Calle 24 de Julio.
536	5	Calle El Retiro con Calle Democracia.
422	4	Callejón Primero de Mayo con Calle Juncal.
423	4	Calle La Línea con Calle Raúl Leoni.
424	4	Calle Anzoátegui con Calle los Montones.
525	5	Calle INOS con Calle Democracia.
526-A	5	Calle Juncal entre Calle INOS y Calle Anzoátegui.
526-B	5	Calle Juncal entre Calle INOS y Calle Anzoátegui.

### 3.6- Sectores y Características

#### 3.6.1- Sector 1

##### 3.6.1 a) Límites y Extensión

El sector 1 está comprendido en la zona Sur-Este del espacio terrestre analizado, se ubica entre la Avenida Alternativa, limitando por el este (lado derecho del mapa), la Avenida Raúl Leoni, limitando por el oeste (lado izquierdo del mapa), y por el norte a la altura de la calle Primero de Mayo; como se muestra en la figura 3.02.

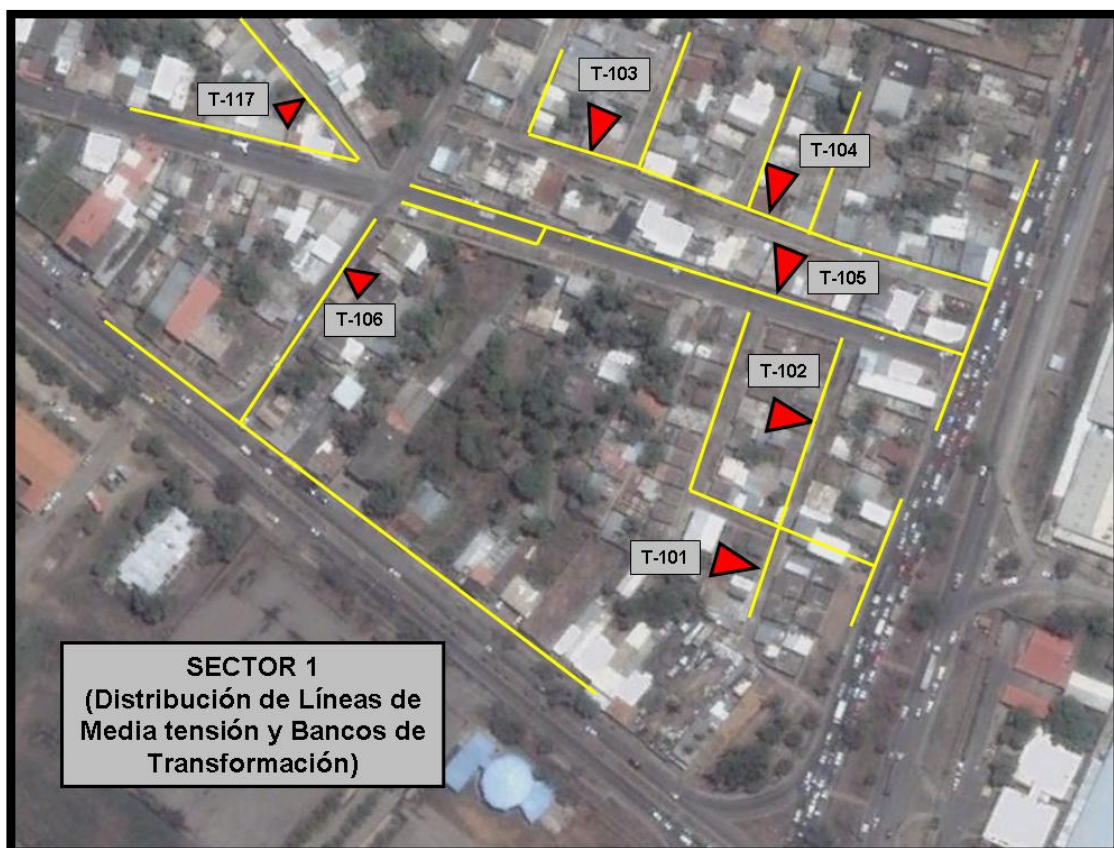


Figura 3.2- Sector 1 Barrio Guamachito

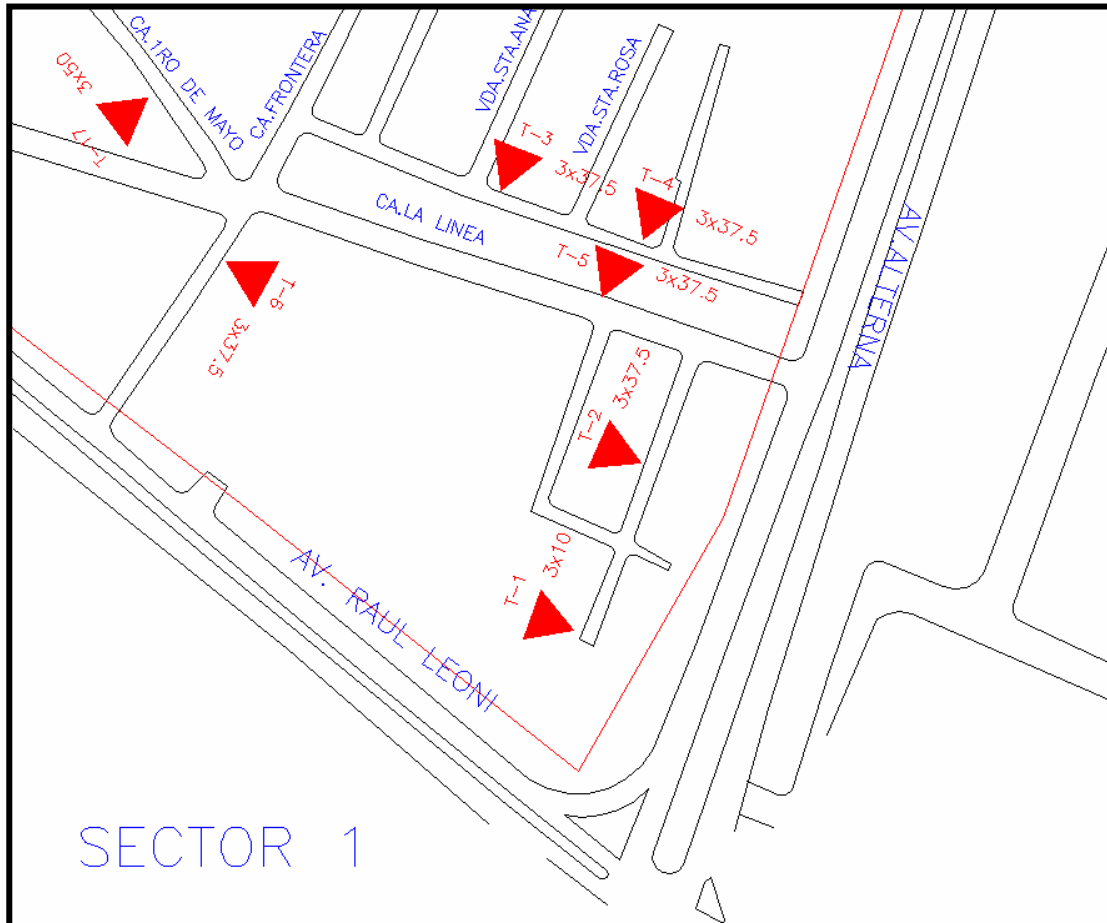


Figura 3.2.1- Imagen Plano Sector 1

### 3.6.1- b) Bancos de Transformadores Presentes en el Sector 1

Dentro del mismo se pueden encontrar un total de siete bancos de transformadores de los cuales uno es de uso privado (B.T.117) mientras que los demás son de uso de la comunidad como distribución eléctrica de la zona. Observable en la figura 3.02

**Tabla 3.3- Condiciones B.T. Sector 1**

CODIGO B.T.	Pararrayos	C. Corrientes	Aterramiento	Corrosión	Bote de Aceite	Dilatación de la Línea	Estado del Poste y Soportes
101	SI	SI	SI	NO	NO	SI	NO
102	SI	SI	NO	NO	NO	NO	NO
103	NO	SI	NO	SI	SI	SI	NO
104	SI	SI	NO	NO	NO	NO	NO
105	SI	DIRECTO	NO	NO	NO	NO	NO
106	SI	SI	NO	NO	NO	SI	NO
117	SI	SI	NO	NO	NO	SI	NO

En el Sector 1 se realizó el levantamiento de las condiciones en que se encontraban los bancos de transformación para poder cuantificar la cantidad de fallas presentes en los mismos; esto está representado en la Tabla 3.03. Esta información facilita la determinación de la falla

### 3.6.2- Sector 2

#### 3.6.2- a) Límites y Extensión

Este sector está ubicado justo por encima del sector antes descrito, se limita por el Norte por la Calle Juncal, por el Sur por la Calle El Retiro, por el Oeste por la Calle Libertad y por el Este por la Avenida Alternativa. Como se muestra en la figura 3.03

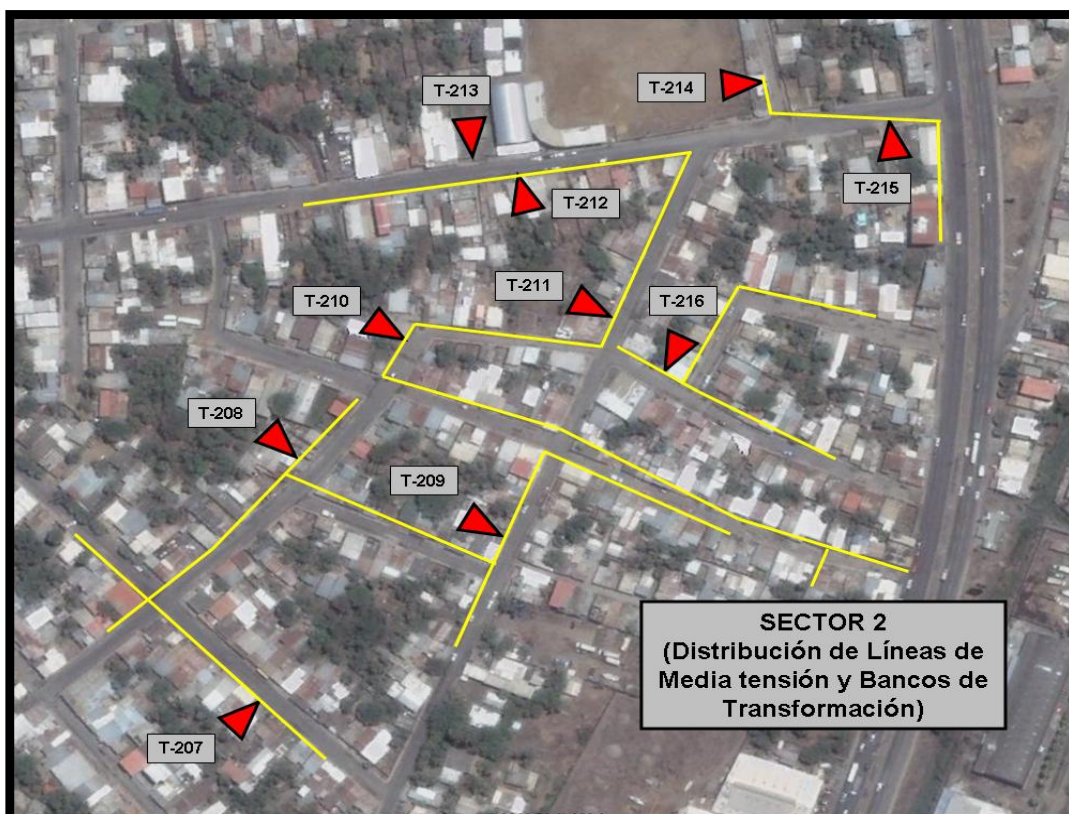
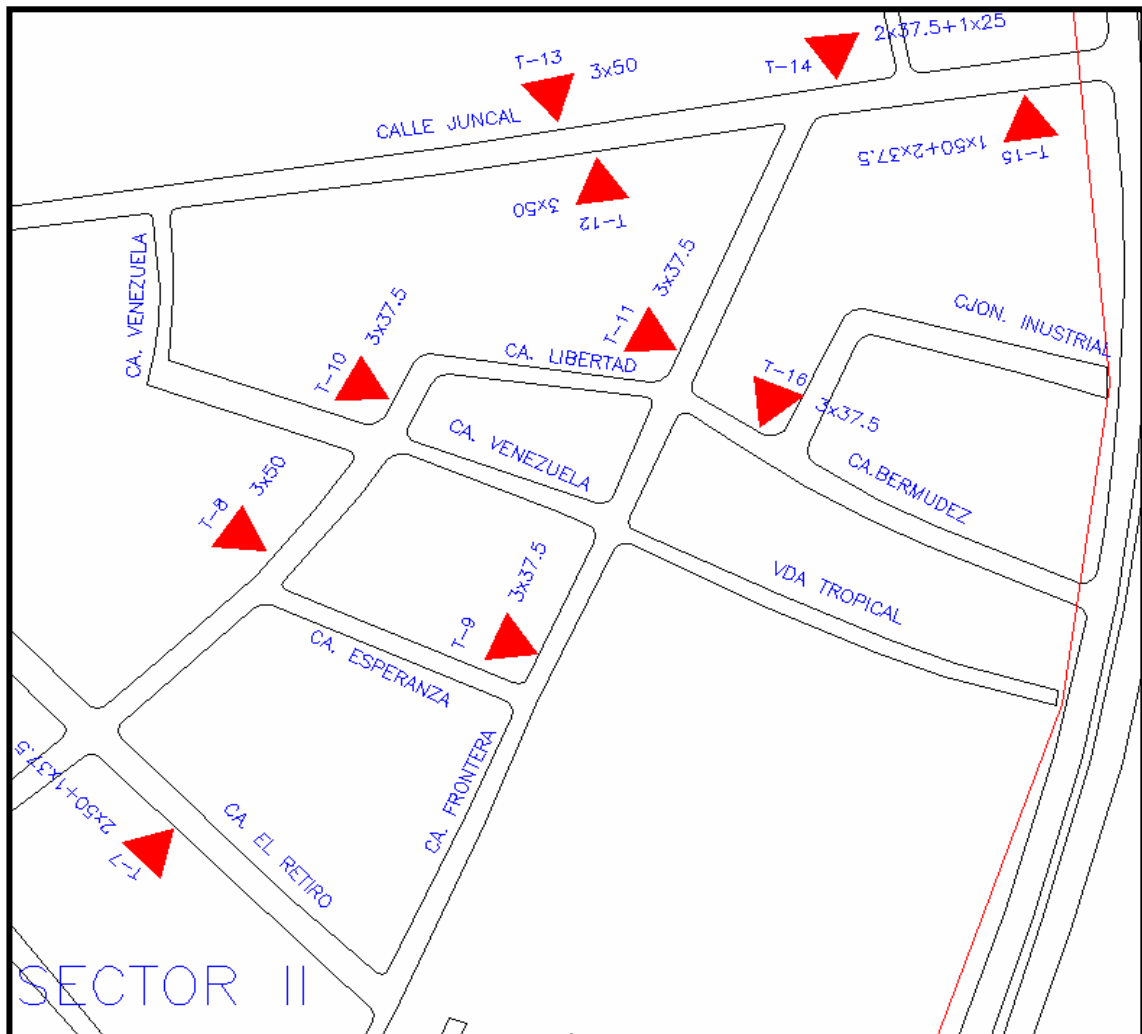


Figura 3.3- Sector 2 Barrio Guamachito





**Figura 3.3.1- Imagen Plano Sector II**

### 3.6.2- b) Bancos de Transformadores Presentes en el Sector 2

En este sector encontramos un total de 10 Bancos de Transformadores B.T. todos para uso de distribución eléctrica de la comunidad.

En el Sector 2 se puede observar en la siguiente tabla 3.04 las condiciones de cada Banco de Transformación para facilitar el diagnostico de las fallas en el mismo.

Tabla 3.4- Condiciones B.T. Sector 2

CODIGO B.T.	Pararrayos	C. Corrientes	Aterramiento	Corrosión	Bote de Aceite	Dilatación de la Línea	Estado del Poste y Soportes
207	NO	DIRECTO	SI	NO	NO	SI	SI
208	NO	SI	NO	NO	NO	SI	NO
209	NO	DIRECTO	NO	NO	SI	SI	NO
210	SI	SI	NO	SI	SI	SI	NO
211	SI	SI	NO	NO	NO	NO	NO
212	SI	SI	SI	NO	NO	SI	NO
213	SI	SI	SI	NO	NO	NO	NO
214	SI	SI	SI	NO	NO	NO	NO

215	SI	SI	NO	NO	NO	SI	NO
216	SI	SI	SI	NO	NO	NO	NO

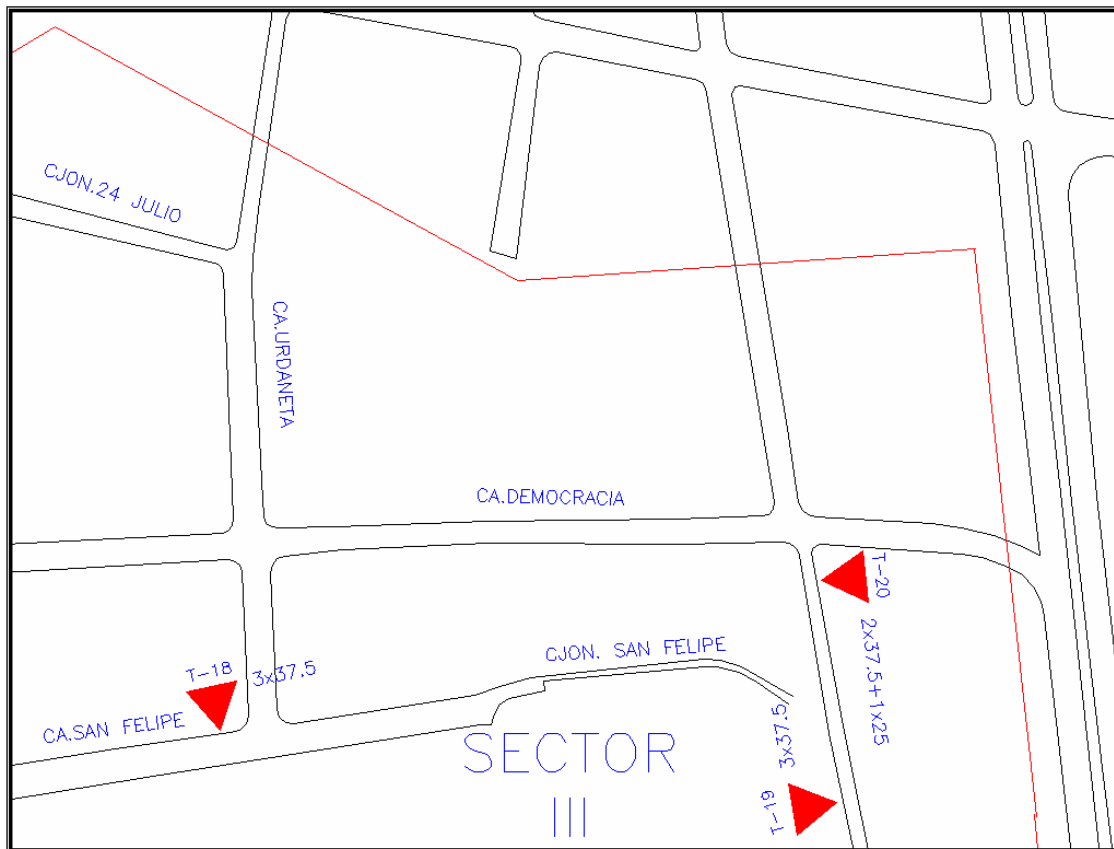
### 3.6.3- Sector 3

#### 3.6.3- a) Límites y Extensión

Este sector está delimitado por el Norte con la Calle Orinoco, por el Sur con la Calle San Felipe, Por el Oeste con la Calle Urdaneta y finalmente por el Este con la Avenida Alternativa.



**Figura 3.4- Sector 3 Barrio Guamachito**



**Figura 3.4.1- Imagen Plano Sector III**

### 3.6.3- b) Bancos de Transformadores Presentes en el Sector 3

Dentro del sector solo se ubican tres Bancos de Transformadores (B.T.) de los cuales todos son para uso de la distribución eléctrica en la comunidad.

**Tabla 3.5- Condiciones B.T. Sector 3**

CODIGO B.T.	Pararrayos	C. Corrientes	Aterramiento	Corrosión	Bote de Aceite	Dilatación de la Línea	Estado del Poste y Soportes
318	SI	SI	NO	NO	NO	NO	NO
319	SI	SI	NO	NO	NO	SI	NO
320	SI	SI	NO	SI	SI	SI	NO

En el Sector 3 se realizó el levantamiento de las condiciones en que se encontraban los bancos de transformación para poder cuantificar la cantidad de fallas presentes en los mismos; esto está representado en la Tabla 3.04. Esta información facilita la determinación de la falla

#### **3.6.4- Sector 4**

##### **3.6.4- a) Límites y Extensión.**

Se ubica en la Zona Sur Oeste estudiada, limita por el Sur con la Avenida Raul Leoni, por el Norte con la Calle Primero de Mayo, por el Este con la intersección entre las calles Primero de Mayo y El Retiro y por el Oeste con la intersección entre la Calle Juncal y Calle El Retiro.



Figura 3.05- Sector 4 Barrio Guamachito

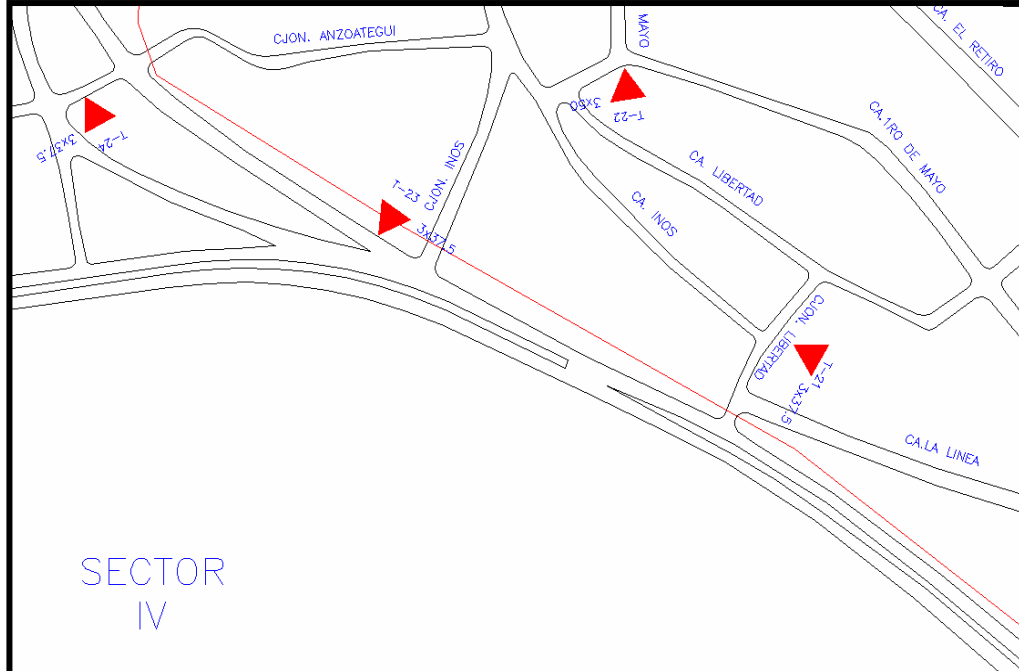


Figura 3.5.1- Imagen Plano Sector IV

### 3.6.4- b) Bancos de Transformadores Presentes en el Sector 4

En este sector se Ubican un total de cuatro B.T. Todos para uso de la comunidad como sistemas de distribución eléctrica.

**Tabla 3.6- Condiciones B.T. Sector 4**

CODIGO B.T.	Pararrayos	C. Corrientes	Aterramiento	Corrosión	Bote de Aceite	Dilatación de la Línea	Estado del Poste y Soportes
421	SI	SI	NO	NO	NO	NO	NO
422	SI	SI	SI	NO	NO	NO	NO
423	SI	SI	SI	NO	NO	NO	NO
424	NO	SI	NO	NO	NO	SI	NO

En esta tabla se muestran las características de cada banco de transformador en el sector 4 para facilitar el futuro análisis de las fallas que se presentan y poder llegar a conclusiones que eviten la falla operativa del equipo de transformación.

### 3.6.5- Sector 5

#### 3.6.5- a) Límites y Extensión

Este sector es el ubicado en la Zona Nor-Oeste; esta delimitado por el norte con La Calle Democracia, po el Sur con La Calle Juncal, por el Este con La Calle INOS y por el Sur con La Calle 24 de Julio.

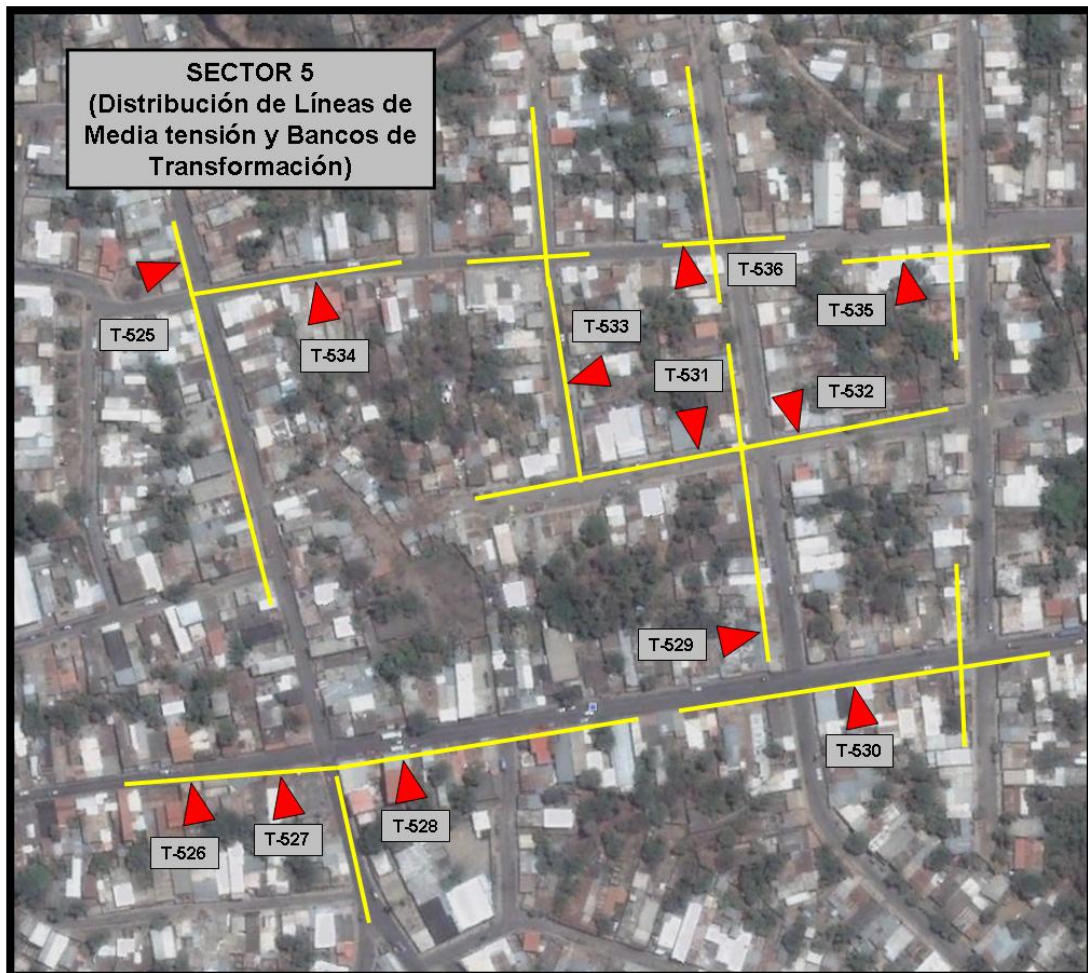


Figura 3.6- Sector 5 Barrio Guamachito





**Tabla 3.7- Condiciones B.T. Sector 5**

CODIGO B.T.	Pararrayos	C. Corrientes	Aterramiento	Corrosión	Bote de Aceite	Dilatación de la Línea	Estado del Poste y Soportes
525	SI	SI	SI	SI	SI	SI	NO
526 A	SI	SI	SI	NO	NO	NO	NO
526 B	SI	SI	SI	NO	NO	NO	NO
527	SI	SI	NO	NO	NO	SI	NO
528	SI	SI	NO	NO	NO	NO	NO
529	SI	SI	SI	NO	NO	NO	NO
530	SI	SI	SI	SI	NO	SI	SI
531	NO	SI	NO	SI	NO	SI	NO
532	SI	SI	SI	SI	NO	NO	NO

533	SI	SI	SI	NO	NO	NO	NO
534	SI	SI	NO	SI	SI	SI	SI
535	SI	SI	NO	NO	NO	NO	NO
536	SI	SI	SI	NO	NO	SI	NO

En la tabla 3.07 se muestran las características de cada banco de transformador en el sector 5 para facilitar el futuro análisis de las fallas que se presentan y poder llegar a conclusiones que eviten la falla operativa del equipo de transformación.

## **CAPITULO IV**

### **RESULTADOS Y ANÁLISIS**

Debido a la situación actual que se presenta en la empresa por la alta tasa de pérdida de equipos de distribución de media y baja tensión, fue necesario realizar un estudio de las causas que generan las pérdidas de equipos y para esto nos enfocamos en los sectores que presentaron pérdidas de equipos de transformación y elementos de distribución en el estado Anzoátegui. Entre las fallas o reportes que se tomaron en cuenta podemos encontrar 4 fallas primordiales: la quema del bajante del banco de transformadores, la quema de fusible, la ruptura de las líneas de distribución y la quema del equipo de transformación o transformador. Estos datos fueron obtenidos del programa SIAR (registro de fallas e interrupciones), el cual nos brindó la información de un periodo de tiempo de 10 meses desde el 01-10-2007 hasta 01-08-2008 acerca de las fallas antes mencionadas (Vease Anexos). Con estos datos fue posible obtener los diez sectores con mayor pérdida de equipos tomando como determinante la pérdida de transformadores, de entre estos diez sectores y debido a la facilidad de estudio por ubicación geográfica, apoyo del equipo técnico de la empresa y factor de seguridad personal, se determinó que el Barrio Guamachito sería la zona de estudio para la determinación de las causas de pérdidas y de las posibles medidas a implementar.

Para determinar las causas de las fallas dentro del sector seleccionado (Guamachito) se implementaron métodos de observación directa donde se recolectó información visual de los diferentes bancos de transformadores dentro del sector, también se realizó una encuesta dentro del personal que labora en el área acerca de sus opiniones personales acerca de las causas de las fallas y por último se realizó un estudio de los ocho (08) bancos de transformadores con mayor incidencia de fallas para determinar cuales ocasionaron la pérdida de los equipos.

Una vez realizada la inspección visual se determinó que dentro del territorio del sector Barrio Guamachito se encuentran 36 bancos de transformadores de los cuales 6 bancos son de uso privado y por lo tanto quedan 30 bancos de transformadores para uso de la comunidad en general del barrio.

Debido a la extensión geográfica de la zona de estudio (Barrio Guamachito) y para facilitar el análisis de las fallas que se presentan en el mismo, fue necesario dividir la zona en 5 sectores como se explica anteriormente en la sección “Número del título” y visualizado en la figura 3.1.

#### **4.1.- Estudio Detallado de Fallas y Comportamientos de las Mismas**

Para poder saber las causas que conllevan al cese de función operativa del banco de transformación y/o cuando el equipo no cumple con el estándar de funcionamiento (la función que debe cumplir el equipo al momento de ser instalado); fue necesario principalmente conocer el funcionamiento de cada elemento dentro del banco de transformadores como se indica desde la sección 2.1 hasta la 2.3.

Una vez teniendo el conocimiento del modo de funcionamiento de cada elemento, se determinaron cuales son las Fallas Funcionales (Incumplimiento de una función o incapacidad para satisfacer los estándares o parámetros de operación requerido, puede ocurrir de una forma parcial o total); como funciona el Modo de Falla de cada una (viene a ser la causa de la falla funcional o lo que provoca la pérdida parcial o total de la función de los equipos); y finalmente los Efectos de Falla (que son los que permiten definir lo que sucede al producirse cada modo de falla y permite determinar el nivel de mantenimiento que se debe aplicar). Esto permite la conformación de la tabla 4.1 donde se realizó el análisis de modo efecto de falla.

Tabla 4.1- Análisis de Modo – Efecto de Falla

Análisis de Modo - Efecto de Falla			
Sistema : Red de Distribución de media a baja tensión			
Sub Sistema : Banco de Transformadores 3Φ			
Función	Falla Funcional	Modo de Falla (causa)	Efecto de la Falla
TRANSFORMACION DE MEDIA A BAJA TENSION 13,8/110 Kv	a) Sobrecarga	1.- Dilatación en las líneas de transmisión de media tensión.	Choque de las líneas de transmisión.
		2.- Bushings y terminales de los transformadores quemados.	Se genera una resistencia al paso de corriente e incremento de la temperatura en el punto de conexión.
		3.- Deterioro de la protección de los conductores del bajante.	Quema del bajante del banco de transformadores.
		3.- Descargas Atmosféricas.	Quema de los elementos de protección del equipo.
	b) Fallas de los Elementos de Protección	4.- Manipulación Ilegal de las Líneas de Transmisión (conexión de cargas incorrectamente distribuidas)	Cambia la distribución eléctrica planificada para cada línea de transmisión
		1.- Quema de los Pararrayos.	Ausencia de protección contra futuras descargas atmosféricas.
		2.- Quema de Cortacorriente.	Ausencia de protección contra corrientes de corto circuito.
		3.- Quema de Fusibles.	Se detiene la operación nominal del equipo de transformación
		4- Ausencia de Cable de Aterramiento.	Ausencia de Protección contra corrientes inductivas y de descargas atmosféricas.
	c) Corrosión	5.- Hurto o Ausencia de Pararrayos y Cortacorrientes.	Ausencia de protección de los mismos para el equipo de transformación eléctrica.
		1.- Cambio del color en la pintura de las cubas de los transformadores	Deterioro en la Pintura Anticorrosiva e Inicio de Picaduras o Caries en la Cuba del Transformador.
	d) Corto Circuito Externo o Interno al Equipo de Transformación	2.- Presencia de Oxido en las Bases de las Cubas de los Transformadores y en los Puntos de Conexión.	Perdida de la conductividad del material así como de las propiedades eléctricas del mismo.
		1.- Puntos o Marcas de quemaduras por explosión en los extremos y puntos de conexión (normalmente manchas de color negro con la extensión del daño)	Botes de Aceite de los puntos de conexión así como de la base de la cuba del transformador.
	e) Mal Estado de los Postes y Apoyos	1.- Presencia de corrosión excesiva	Perdida subita del funcionamiento del equipo de transformación
		2.- Impactos de vehículos	Debilitación de la estructura de soporte principal de los bancos de transformación
		3.- Pandeo por falta de contra tensión o puntos de apoyo.	Pandeo de los postes y posterior cortocircuito en las líneas de transmisión que hagan contacto.
	f) Finalización de la Vida Útil del Equipo		Fallas en los equipos de transformación por mala posición que impida el funcionamiento nominal del mismo.
		1.- Cumplimiento con el tiempo de uso según las especificaciones del fabricante.	Exposición a la comunidad y las adyacencias del banco de transformación a descargas eléctricas y posibles caída de elementos del banco de T.
			Posibilidad de incremento de fallas operativas en el equipo.

La función básica de los Bancos de Transformación es llevar de media a baja tensión con una frecuencia constante, al dejar de cumplir con esta función ya sea de modo parcial o total se considera que está ocurriendo una falla funcional. Entre ellas las fallas mostradas en la Tabla 4.01 y de las cuales las más significativas vienen a ser aquellas que llevan al equipo a dejar de cumplir con su función de modo súbito y total.

Se consideraron como fallas funcionales críticas las que se presentaban en los elementos de protección, específicamente para los casos de los cortacorrientes y fusibles ya que sin estos el equipo simplemente no se energiza y no cumple con sus características operativas básicas, a su vez son de fácil detección visual ante una inspección rutinaria. También se consideró como una falla funcional crítica los cortocircuitos en externos o internos del equipo, para los cuales solo los de carácter externo son fácilmente detectables ante la presencia de una mancha color negro donde ocurre el corto circuito.

En la tabla 4.01 también se pueden observar todas las fallas fácilmente detectables en inspecciones rutinarias (aquellas no resaltadas en color amarillo) así como el modo de falla de las mismas y el efecto que acarrearán dichas fallas. Todo esto para facilitar el procedimiento a seguir ante cada una de ellas y el nivel de importancia que deben tener dependiendo de la situación.

Por ejemplo para el caso más común que se presentó en el levantamiento de los bancos de transformación del barrio Guamachito, la sobrecarga, por las diferentes causas o fallas funcionales que se tomaron en cuenta, llevan a un deterioro del equipo en función del tiempo y de la intensidad de las fallas; es decir si se presenta sobrecarga, la temperatura del depósito de aceite sobrepasa la temperatura estándar y las capas de pintura aislante y protectora del equipo se deteriora acelerando un proceso corrosivo del mismo, de modo que el depósito de aceite pierde su contenido,

el equipo se recalienta por falta del refrigerante, se dañan los mecanismos de alivio, se adicionan los efectos de falla hasta producirse un cese de la función operativa del equipo.

#### **4.2.- Selección de Zona de Estudio**

Para la selección de la zona de estudio la empresa aportó los datos del “Sistema de Registro de Atención de Reclamos” (S.I.A.R.) de todas las zonas del estado Anzoátegui para el período 01 de Octubre del 2007 hasta 01 de Agosto de 2008; donde se podía apreciar cuales zonas presentaban una mayor cantidad de llamadas de reclamo por incontinuidad de servicio. Entre estos datos se encontraban las cantidades de reclamos según la falla presentada una vez atendida la misma, entre ellas: La quema de Transformador del B.T., Línea de Media o Baja tensión Rota, Bajante Quemado y Fusible quemado. Como se puede apreciar en el anexo sección A.1. En los datos aportados por la empresa.



Tabla 4.2- Cuantificación de Fallas por Sector

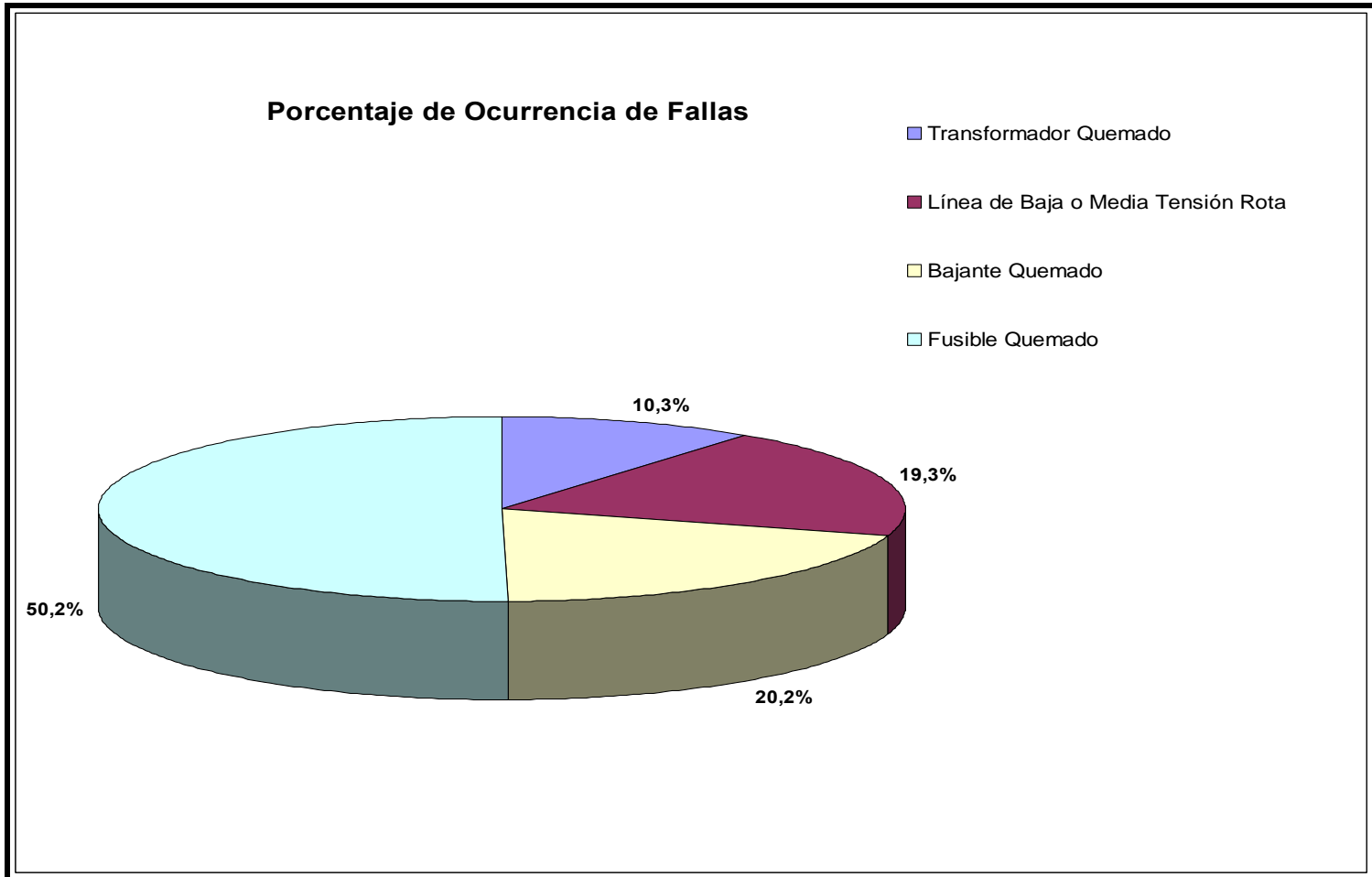
Cuantificación Fallas Por Sector		Periodo : 01 - 10 - 2007 hasta 01 - 08 - 2008		
Sectores	Tipos de Falla			
	Transformador Quemado	Línea de Baja o Media Tensión Rota	Bajante Quemado	Fusible Quemado
Av. Cumanagoto	6	12	14	28
Av. Principal de Lechería	1			
Ba. 18 de Octubre		7	12	
Ba. 29 de Marzo		8	20	
Ba. Brisas del Neveri	1	12		
Ba. Buenos Aires		9	14	22
Ba. Camino Nuevo			9	26
Ba. Campo Alegre	12	6	18	22
Ba. Campo Claro I	1	13		20
Ba. Colombia	2			
Ba. Corea	8	16	13	25
Ba. El Esfuerzo II				
Ba. El Espejo I	2	11	11	17
Ba. El Espejo II	5	9	12	38

Continuación a) Tabla 4.2.- Cuantificación de Fallas por Sector

Cuantificación Fallas Por Sector				Periodo : 01 - 10 - 2007 hasta 01 - 08 - 2008
Sectores	Tipos de Falla			
	Transformador Quemado	Línea de Baja o Media Tensión Rota	Bajante Quemado	Fusible Quemado
Ba. Fernandez Padilla				19
Ba. La Aduana	8	7		18
Ba. La Ponderosa	4			13
Ba. Lindo	1	9	11	24
Ba. Romulo Gallegos				
Ba. Sucre	2	20	17	72
Casco Central de Barcelona	7	7	11	48
Cayaurima	4	6	10	22
Colinas del Neveri		5		
Guamachito	10	23		30
Lechería	7	12	12	89
Mesones		6	8	
Pica de Maurica			8	
Urb. 29 de Marzo	11	21	10	24
Urb. Alvarez Bajares			3	

Continuación b) Tabla 4.2.- Cuantificación de Fallas por Sector

Cuantificación Fallas Por Sector			Periodo : 01 - 10 - 2007 hasta 01 - 08 - 2008	
Sectores	Tipos de Falla			
	Transformador Quemado	Línea de Baja o Media Tensión Rota	Bajante Quemado	Fusible Quemado
Urb. Boyacá I			7	
Urb. Boyacá II	4	10	26	59
Urb. Boyacá III	34	38	16	108
Urb. Boyacá IV	14	37	32	57
Urb. Boyacá V	16	8	22	24
Urb. Brisas del Mar	11	22	21	35
Urb. Camino Nuevo		8		
Urb. Fundación Mendoza	5			20
Urb. La Arboleda	3			
Urb. Los Cortijos de Oriente	7	8	19	23
Urb. Portugal Abajo	1		6	14
Urb. Urdaneta			5	
Zona Industrial los Montones				14



**Figura 4.1.- Porcentaje de Ocurrencia de Fallas**

Posteriormente se realizó un estudio sencillo para cuantificar las fallas y reclamos en estas zonas, así como la facilidad que tenía la empresa para prestar el apoyo en dicho estudio; como se puede apreciar en la Tabla 4.2 El barrio Guamachito Ocupa la sexta posición entre las zonas con mas perdidas de equipos de transformación y con una cantidad significativa de reclamos por las otras diferentes fallas. En consecuencia y mayormente debido al factor seguridad y facilidad para prestar el apoyo la empresa decidió tomar este último como la zona de estudio.

#### **4.3.- Datos de Registro de Falla Barrio Guamachito Barcelona para el Periodo 01-10-2007 Hasta 10-08-2008.**

Una vez seleccionada la zona de estudio se obtuvo del programa de registro de atención de reclamos (S.I.A.R.) los bancos de transformación que presentaban una mayor cantidad de fallas, apreciable en la tabla 4.3 a continuación. Todo esto con la finalidad de facilitar la selección de los Bancos de Transformación que se tomarían como muestra más adelante. (Véase Codificación de Sectores en sección 3.2.2).

Tabla 4.3.- Registro de Fallas SIAR

Registro de Fallas por B.T.				
Codigo del B.T.	Quema del Transformador	Línea de Media o Baja Tensión Rota	Quema de Bajante	Quema de Fusible
210	2	2	0	2
531	2	2	1	0
528	2	2	0	0
215	1	1	1	1
117	1	1	0	0
421	0	1	1	0
424	0	1	0	1
423	0	1	0	0
517	0	0	1	0
534	0	0	0	1

#### **4.4.- Levantamiento de Fallas más Comunes Observables en Levantamiento Visual en los Diferentes Bancos de Transformadores del Barrio Guamachito.**

En la Tabla 4. 4 se aprecian por cada banco de transformadores las características tomadas durante los levantamientos. Específicamente las fallas fácilmente detectables de modo visual durante las inspecciones.

Para facilitar el entendimiento de la misma se simplificó al máximo la forma de recolección de datos, a continuación se explica cada falla y el modo de interpretación de la misma:

##### **4.4.1- Pararrayos**

Si: Hay presencia del elemento de protección.

No: No se encuentra presente ya sea por cualquiera de las causas mencionadas anteriormente.

##### **4.4.2- Corta corrientes**

Si: Hay presencia del elemento de Protección.

No: Hay ausencia del Mismo en el banco de transformación (ya sea de uno o de todos los elementos).

Directo: Se encuentra puentado por un cable o algún implemento colocado por la comunidad para mantener en funcionamiento el equipo.

##### **4.4.3- Aterramiento**

Si: Se encuentra el cable de aterramiento tanto de los transformadores como de los elementos de protección.

No: Falta el Aterramiento de alguno de los elementos de protección o de los transformadores.

#### **4.4.4- Corrosión**

Si: Hay presencia de la misma en el equipo detectable del modo que se explica en la sección 2 de las fallas.

No: El equipo no evidencia muestras de corrosión en ninguna de sus partes.

#### **4.4.5- Bote de Aceite**

Si: se puede visualizar bote o pérdida de aceite por alguno de los puntos antes mencionado.

No: No se observa ninguna perdida de Aceite.

#### **4.4.6- Dilatación de las Líneas**

Si: Se observa en uno o más tramos del tendido eléctrico la dilatación del mismo o la colocación de barras separadoras de líneas para evitar el contacto de las mismas.

No: Las líneas se observan con un nivel de tensión del cableado bastante estable.

#### **4.4.7- Estado de Poste y Soportes**

Si: se puede observar algún tipo de deterioro del poste principal o de los diferentes apoyos.

No: No se observa ninguna irregularidad en los mismos.

Todas estas observaciones son de carácter personal y dependen en gran medida de la apreciación de la experiencia laboral del personal que realice la inspección.



Tabla 4. 4- Levantamiento de Fallas B.T. Barrio Guamachito Barcelona

<b>Levantamiento de Fallas - B.T. Barrio Guamachito Barcelona</b>							
<b>Codigo B.T.</b>	<b>Pararrayos</b>	<b>C.Corrientes</b>	<b>Aterramiento</b>	<b>Corrosión</b>	<b>Bote de Aceite</b>	<b>Dilatación de la Línea</b>	<b>Estado del Poste y Soportes</b>
<b>101</b>	si	si	si	no	no	si	no
<b>102</b>	si	si	no	no	no	no	no
<b>103</b>	no	si	no	si	si	si	no
<b>104</b>	si	si	no	no	no	no	no
<b>105</b>	si	Directo	no	no	no	no	no
<b>106</b>	si	si	no	no	no	si	no
<b>117</b>	si	si	no	no	no	si	no

Continuación A Tabla 4.4- Levantamiento de Fallas B.T. Barrio Guamachito Barcelona

<b>Levantamiento de Fallas - B.T. Barrio Guamachito Barcelona</b>							
<b>Codigo B.T.</b>	<b>Pararrayos</b>	<b>C.Corrientes</b>	<b>Aterramiento</b>	<b>Corrosión</b>	<b>Bote de Aceite</b>	<b>Dilatación de la Línea</b>	<b>Estado del Poste y Soportes</b>
<b>207</b>	no	Directo	si	no	no	si	si
<b>208</b>	no	si	no	no	no	si	no
<b>209</b>	no	Directo	no	no	si	si	no
<b>210</b>	si	si	no	si	si	si	no
<b>211</b>	si	si	no	no	no	no	no
<b>212</b>	si	si	si	no	no	si	no
<b>213</b>	si	si	si	no	no	no	no
<b>214</b>	si	si	si	no	no	no	no
<b>215</b>	si	si	no	no	no	si	no
<b>216</b>	si	si	si	no	no	no	no

Continuación B Tabla 4.4 Levantamiento de Fallas B.T. Barrio Guamachito Barcelona

<b>Levantamiento de Fallas - B.T. Barrio Guamachito Barcelona</b>							
<b>Codigo B.T.</b>	<b>Pararrayos</b>	<b>C.Corrientes</b>	<b>Aterramiento</b>	<b>Corrosión</b>	<b>Bote de Aceite</b>	<b>Dilatación de la Línea</b>	<b>Estado del Poste y Soportes</b>
<b>318</b>	si	si	no	no	no	no	no
<b>319</b>	si	si	no	no	no	si	no
<b>320</b>	si	si	no	si	si	si	no
<b>421</b>	si	si	no	no	no	no	no
<b>422</b>	si	si	si	no	no	no	no
<b>423</b>	si	si	si	no	no	no	no
<b>424</b>	no	si	no	no	no	si	no

Continuación C Tabla 4.4 Levantamiento de Fallas B.T. Barrio Guamachito Barcelona

<b>Levantamiento de Fallas - B.T. Barrio Guamachito Barcelona</b>							
<b>Codigo B.T.</b>	<b>Pararrayos</b>	<b>C.Corrientes</b>	<b>Aterramiento</b>	<b>Corrosión</b>	<b>Bote de Aceite</b>	<b>Dilatación de la Línea</b>	<b>Estado del Poste y Soportes</b>
<b>525</b>	si	si	si	si	si	si	no
<b>526 - A</b>	si	si	si	no	no	no	no
<b>526 - B</b>	si	si	si	no	no	no	no
<b>527</b>	si	si	no	no	no	si	no
<b>528</b>	si	si	no	no	no	no	no
<b>529</b>	si	si	si	no	no	no	no
<b>530</b>	si	si	si	si	no	si	si
<b>531</b>	no	si	no	si	no	si	no
<b>532</b>	si	si	si	si	no	no	no
<b>533</b>	si	si	si	no	no	no	no
<b>534</b>	si	si	no	si	si	si	si
<b>535</b>	si	si	no	no	no	no	no
<b>536</b>	si	si	si	no	no	si	no

## **4.5- Fallas por Sector**

### **4.5.1- Fallas Presentadas en el Sector. 1**

En la parte inicial de la Tabla 4. 4 se muestra todo el sector 1 y sus diferentes características. Dentro de las condiciones en las que se encontraban los bancos de transformación, encontramos como la falla recurrente la ausencia total de mecanismos de aterramiento, la ausencia parcial de los equipos o mecanismos de protección tales como pararrayos en el B.T.103 y la puesta directa de los cortacorrientes en el B.T.105 así mismo, se noto gran deterioro en los equipos presentes en el B.T.103 y 117 resaltados en la Tabla.

#### **4.5.1.1- Posibles Causas de Fallas en los Equipos y en la Red. 1**

Entre las causas de fallas en los equipos presentes en este sector tenemos:

- 1.- Como principal Causa la ausencia de mecanismos de aterramiento siendo ésta la más común en todos los B.T.
- 2.- La dilatación de líneas por exceso de carga, esto es debido principalmente a fallas de la planificación de distribución eléctrica en el sector así como también la manipulación de la misma por parte de la comunidad y una ausencia de mecanismos de control por parte de la empresa.
- 3.- Fallas en los mecanismos de protección (pararrayos y cortacorrientes); por la colocación indebida de Fusibles de protección fuera de norma (ya sea por ausencia en los almacenes para disponibilidad de los mismos o por el factor tiempo a la hora de corregir una falla).

4.- Ausencia de un mecanismo de mantenimiento preventivo general para mantener el buen estado de los equipos así como también, facilitar el control de las cargas consumidas por sector.

#### **4.5.2- Fallas Presentadas en el Sector 2**

Entre las Fallas se encuentran deficiencias críticas en los equipos de protección como pararrayos y cortacorrientes, ausencia casi total en mecanismos de puesta a tierra, deterioro en los contenedores de los transformadores, dilatación en múltiples puntos de las líneas de distribución. En los Bancos de Transformación 210 y 215 Ubicados en la Tabla 4. 4 presentan la mayor cantidad de fallas en el periodo estudiado en la sección 4.2.1 según la Tabla 4. 3.

##### **4.5.2.1.- Posibles Causas de Fallas en los Equipos y en la Red 2**

- 1.- Como principal causa de falla tenemos la ausencia de mecanismos de puesta a tierra.
- 2.- El exceso de carga en las líneas y equipos, por encima del consumo nominal de los mismos y causando un deterioro acelerado en los mismos, por recalentamiento y esfuerzos de los mismos.
- 3.- Deficiencias en los mecanismos de protección y aislamiento, deterioro o ausencia total de los mismos.
- 4.- Deterioro en los equipos de almacenamiento de los transformadores (cubas de aceite perforados por deterioro o corrección).
- 5.- Poste altamente corroído en la base para el caso del B.T. 207, presente no como falla de los equipos pero si como presente riesgo de pérdida de los mismos así como un riesgo para la comunidad del servicio.

### **4.5.3.- Fallas Presentadas en el Sector. 3**

En el sector 3 se encuentra conformado por la menor cantidad de B.T. según se observa en la tabla anterior. Dentro de este sector el estado de solo uno de los transformadores presentaba desperfectos en el B.T 320. donde el equipo estaba deteriorado por acción corrosiva y presentaba un bote de aceite, además de presentar dilatación del tendido eléctrico en varios puntos adyacentes, ya sea por exceso de carga o por mala planificación a la hora de la colocación del tendido eléctrico y la distribución de cargas.

#### **4.5.3.1.- Posibles Causas de Fallas en los Equipos y en la Red. 3**

- 1.- La sobrecarga de la red de alimentación pudo llevar al deterioro prematuro de los equipos y líneas de B.t. (Baja tensión).
- 2.- La corrosión de los equipos denota la alta concentración de salitre del ambiente.

### **4.5.4.- Fallas Presentadas en el Sector. 4**

Los transformadores encontrados en este sector también presentaban buen estado en sus características físicas generales, entre los desperfectos encontrados el deterioro y ausencia en los mecanismos de aterramiento encontrados solo en dos de los B.T y la ausencia de pararrayos en uno de los B.T. 424, la dilatación de las líneas solo era observable en ese mismo B.T. así que el exceso de consumo de carga podía ser puntualizado fácilmente.

#### **4.5.4.1- Posibles Causas de Fallas en los Equipos y en la Red. 4**

- 1.- La ausencia de Protección de los equipos por cable de puesta a tierra.

2.- La falta de pararrayos en uno de los B.T. 424.

3.- La sobrecarga de uno de los B.T. 424.

#### **4.5.5- Fallas Presentadas en el Sector. 5**

Entre las fallas más comunes se encuentra la falta de aterramiento de los equipos así como el deterioro por corrosión y dilatamiento de líneas. También se observan en este sector dos postes que presentan un alto nivel de deterioro en su estructura de este modo son un riesgo para la comunidad y para los equipos que se encuentran en ellos.

##### **4.5.5.1- Posibles Causas de Fallas en los Equipos y en la Red. 5**

1.- La falta de protección por el conductor de aterramiento de los equipos.

2.- El alto nivel corrosivo que se encuentra en la mayoría de los equipos de esta zona.

3.- La dilatación de las líneas evidenciando un exceso de carga o falla en la distribución de las mismas.

4.- El mal estado de las cubas de los transformadores presentando botes de aceite.

5.- El mal estado de los postes o las bases de los mismos.

#### **4.6- Encuesta Realizada al Personal CADAFFE Barcelona**

La siguiente encuesta se realizó con la finalidad de corroborar los datos obtenidos en el campo y relacionarlos con la experiencia de campo del personal técnico de la empresa. Entre las fallas más comunes observables se les preguntó cuales serian las que personalmente consideraban de mayor importancia para ocasionar la pérdida de equipos o fallas de los mismos. Se diseñó un formato de encuesta sencillo para facilitar dicha recolección de datos, observable en la sección de anexos formatos A.F.



- 1.- Sobrecarga:
- 2.- Descargas Atmosféricas.
- 3.- Fallas de los elementos de protección.
- 4.- Obstrucción de las líneas por falta de poda.
- 5.- Mala planificación de distribución de cargas.
- 6.- Manejo ilegal de los sistemas de distribución.

(Así como hurto de elementos del S.D)

- 7.- Colocación indebida de fusibles de mayor capacidad.
- 8.- Corto-circuitos Externos ( $3\Phi$ ).
- 9.- Finalización de vida útil del equipo de transformación.
- 10.- Ausencia de un sistema de mantenimiento preventivo.
- 11.- Fallas por inestabilidad en los niveles de tensión de la línea de A.T.
- 12.- Obstrucción de las líneas por materiales ajenos al sistema.

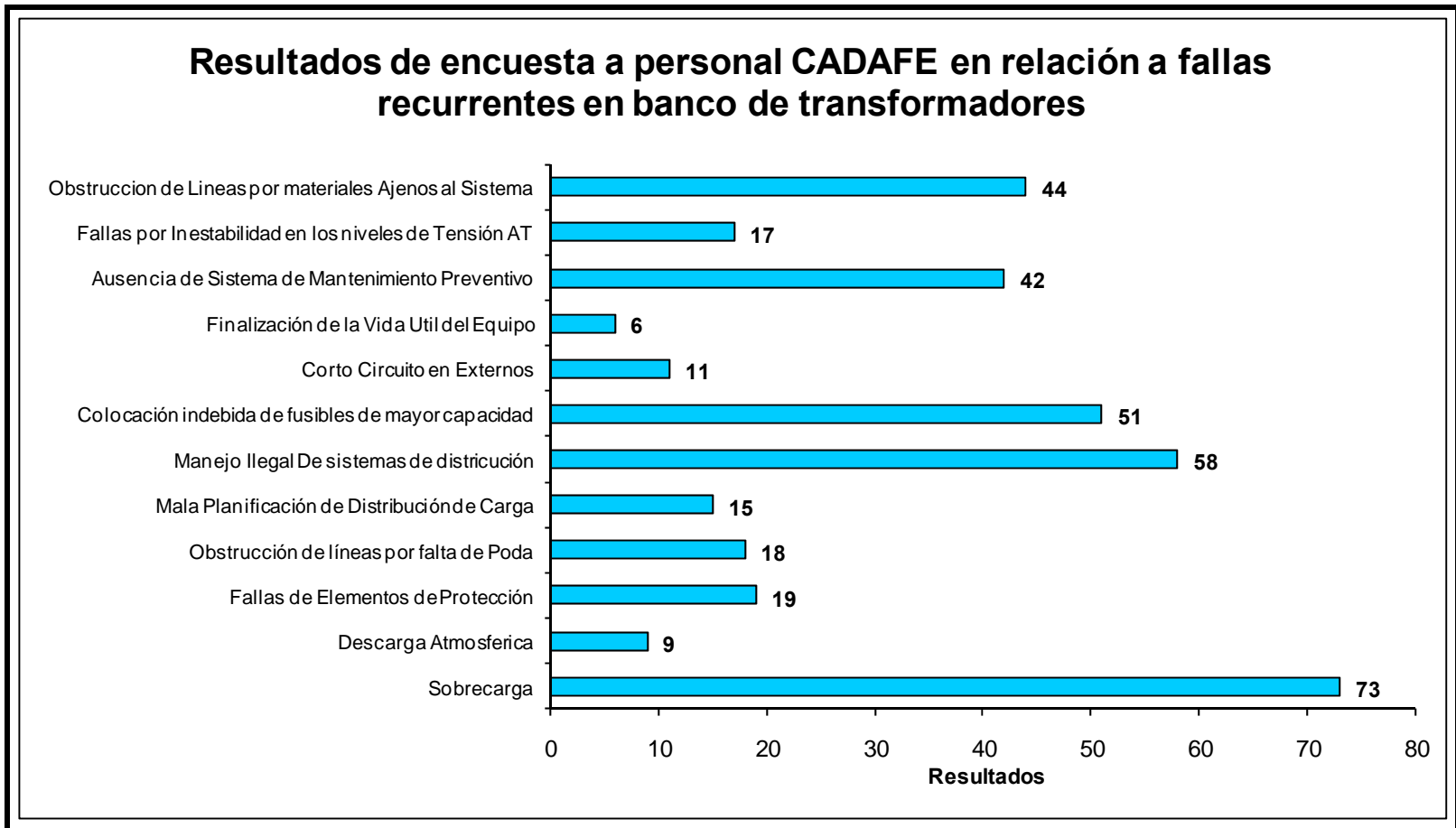
(Papagayos, zapatos, etc.)

Tabla 4.5- Datos Encuesta Personal Causas de Fallas

<b>ENCUESTA PERSONAL CADAFE BARCELONA</b>												
<b>FALLAS QUE GENERAN PERDIDA DE EQUIPOS</b>												
<b>PERSONAL OBRERO</b>	<b>Sobrecarga</b>	<b>Descarga Atmosferica</b>	<b>Fallas de Elementos de Protección</b>	<b>Obstrucción de líneas por falta de Poda</b>	<b>Mala Planificación de Distribución de Carga</b>	<b>Manejo ilegal De sistemas de distribución</b>	<b>Colocación indebida de fusibles de mayor capacidad</b>	<b>Corto Circuito en Externos</b>	<b>Finalización de la Vida Útil del Equipo</b>	<b>Ausencia de Sistema de Mantenimiento Preventivo</b>	<b>Fallas por Inestabilidad en los niveles de Tensión AT</b>	<b>Obstrucción de Líneas por materiales Ajenos al Sistema</b>
Antonio Castillo	8	2	0	0	0	4	7	3	0	6	1	5
Luis Marcano	6	0	7	3	5	8	0	0	1	0	4	2
Vito Sorino	9	0	0	0	0	7	5	0	0	0	0	8
Julio Gonzales	8	0	0	0	3	9	0	0	0	0	0	7
Gabriel Salazar	6	0	0	0	4	0	8	0	2	8	0	4
Jose Salazar	8	3	2	6	0	9	7	1	0	5	0	2
Rafael Mata	6	0	4	5	3	0	8	2	0	9	0	7
Cleto Galindo	9	2	0	0	0	5	0	1	3	0	4	6
Marco Lopez	4	1	3	2	0	10	8	0	0	7	6	0
JuanCarlos Rojas	9	1	3	2	0	6	8	4	0	7	2	3
	<b>73</b>	<b>9</b>	<b>19</b>	<b>18</b>	<b>15</b>	<b>58</b>	<b>51</b>	<b>11</b>	<b>6</b>	<b>42</b>	<b>17</b>	<b>44</b>

Observación : La estadística depende del conocimiento técnico del personal y los puntos de vista de cada persona

**Tabla 4.5.1- Porcentaje (%) de Recurrencia de Fallas Según Encuesta Personal CADAFE**



En la Tabla anterior se evidencian cuales son las fallas que el personal de la empresa consideraba más importantes para la ocurrencia de una falla dentro de los equipos y elementos de Banco de Transformación. Se le solicito al personal que asignara a cada falla un valor del 0 al 10 indicando cuales son las de mayor importancia para el operador, para luego con un orden de puntuaciones definir cuales son las más resaltantes según sus opiniones.

También se resaltaron las tres (3) fallas que fueron seleccionadas con una sumatoria mayor de puntaje a las demás para facilitar la comparación de los datos de estudio a la hora de hacer las comparaciones.

1.- Se observó que la falla con mayor ponderación por importancia fue la de sobrecarga con el 73% ya que expresada por ellos mismos era la más visualizada en el día a día de sus operaciones laborales, además de ser visualizable en diferentes características en los bancos de transformadores como se explico en la sección 4.1.

2.- Como segunda falla quedo seleccionada el manejo ilegal de los sistemas de distribución; esto ocurre cuando la comunidad o personas ajenas a la empresa manejan el sistema de interconexión sin poseer los conocimientos o experiencia necesaria para no alterar el balance del sistema de distribución.

3.- Como tercera falla se ubico la colocación indebida de fusibles de capacidad incorrecta; esto se debe normalmente a la falta de materiales dentro del almacén a la hora de solventar una falla; o a la utilización de elementos que se encuentren a la disposición a la hora de atender un reclamo por discontinuidad del servicio eléctrico.

Las demás fallas se pueden evidenciar en la tabla 4.05 y quedando como fallas resaltantes la falta de un sistema de mantenimiento preventivo y la obstrucción de las líneas por objetos ajenos a las mismas. Todas las anteriores representan los conocimientos y experiencias de las personas que están en contacto directo con las

fallas y que con un muy limitado inventario deben solventar las diferentes fallas que se presenten aun de modo temporal para evitar la prolongación de cortes del servicio eléctrico.

#### **4.7- Mediciones Bancos de Transformación CADAPE**

Al finalizar los levantamientos cualitativos de todos los B.T. del Barrio Guamachito; se le solicitó a la empresa la colaboración para la recolección de mediciones de los Bancos de Transformadores. La empresa tomó las mediciones de los Bancos de Transformadores donde se realizaron reparaciones en ese periodo de tiempo debido a la facilidad para llevar a cabo las mismas.

##### **4.7.1- Direcciones Inspeccionadas por CADAPE**

1.- Vereda Anzoátegui con Carrera los Montones	T-4-24
2.- Calle Juncal frente a casilla de CANTV	T-5-28
3.- 1ro de Mayo detrás de La Escuela	T-1-06
4.- Calle Juncal con Calle INOS.	T-4-27
5.- Calle Democracia con Calle INOS.	T-5-33
6.- Calle INOS con Callejón INOS.	T-5-34
7.- Calle INOS con Avenida Las Palmeras.	T-5-25
8.- Calle INOS con Carrera los Montones	T-4-23

#### 4.7.2- Procedimiento Utilizado para el Cálculo de Corrientes y Porcentaje (%) de Sobrecarga.

Corriente Nominal por Banco de Transformador

$$I_N = \frac{\sum KVA}{\sqrt{3} \times 208 \times 0.8}$$

Porcentaje de Carga

$$\%Sobrecarga = \left[ \frac{100 \times I_{real}}{I_{nominal}} \right]$$

**Tabla 4.6.- Mediciones Bancos De Transformadores CADAFE**

<b>BANCO DE TRANSFORMACIÓN # 1</b>			
Capacidad del Banco: 3x50 KVA	Corriente Nominal por Transformador (Amp).	Corriente Real por Transformador (Amp).	% De Sobrecarga de Corriente.
F1	173,48	163	<b>-6,0</b>
F2	173,48	298	<b>71,8</b>
F3	173,48	340	<b>96,0</b>
<b>BANCO DE TRANSFORMACIÓN # 2</b>			
Capacidad del Banco:2x50 Kva 1x37.5Kva.	Corriente Nominal por Transformador (Amp).	Corriente Real por Transformador (Amp).	% De Sobrecarga de Corriente.
F1	159,02	220	<b>38,3</b>
F2	159,02	283	<b>78,0</b>
F3	159,02	215	<b>35,2</b>
<b>BANCO DE TRANSFORMACIÓN # 3</b>			
Capacidad del Banco:3x37.5 Kva.	Corriente Nominal por Transformador (Amp).	Corriente Real por Transformador (Amp).	% De Sobrecarga de Corriente.
F1	130,11	150	<b>15,3</b>
F2	130,11	180	<b>38,3</b>
F3	130,11	215	<b>65,2</b>
<b>BANCO DE TRANSFORMACIÓN # 4</b>			
Capacidad del Banco:3x50 Kva.	Corriente Nominal por Transformador (Amp).	Corriente Real por Transformador (Amp).	% De Sobrecarga de Corriente.
F1	173,48	340	<b>96,0</b>
F2	173,48	410	<b>136,3</b>
F3	173,48	300	<b>72,9</b>

**Continuación Tabla 4.6.- Mediciones Bancos De Transformadores CADAFE**

<b>BANCO DE TRANSFORMACIÓN # 5</b>			
Capacidad del Banco:3x37.5 Kva.	Corriente Nominal por Transformador (Amp).	Corriente Real por Transformador (Amp).	% De Sobrecarga de Corriente.
F1	130,11	210	<b>61,4</b>
F2	130,11	173	<b>33,0</b>
F3	130,11	166	<b>27,6</b>
<b>BANCO DE TRANSFORMACIÓN # 6</b>			
Capacidad del Banco:3x37.5Kva.	Corriente Nominal por Transformador (Amp).	Corriente Real por Transformador (Amp).	% De Sobrecarga de Corriente.
F1	130,11	176	<b>35,3</b>
F2	130,11	277	<b>112,9</b>
F3	130,11	152	<b>16,8</b>
<b>BANCO DE TRANSFORMACIÓN # 7</b>			
Capacidad del Banco:3x37.5 Kva.	Corriente Nominal por Transformador (Amp).	Corriente Real por Transformador (Amp).	% De Sobrecarga de Corriente.
F1	130,11	165	<b>26,8</b>
F2	130,11	169	<b>29,9</b>
F3	130,11	210	<b>61,4</b>
<b>BANCO DE TRANSFORMACIÓN # 8</b>			
Capacidad del Banco: 3x37.5 Kva.	Corriente Nominal por Transformador (Amp).	Corriente Real por Transformador (Amp).	% CARGA
F1	130,11	136	<b>4,5</b>
F2	130,11	100	<b>-23,1</b>
F3	130,11	80	<b>-38,5</b>



Según la norma actual de CADAFE el porcentaje de sobrecarga de un transformador no debe pasar del 3% para su carga nominal máxima, sin embargo hasta un 8 % de sobrecarga en los mismos es aceptado debido a la carencia de equipos y falta de planificación de distribución eléctrica en la entidad. No obstante según los cálculos anteriores varios de estos bancos de transformación se estudiaron debido a la alta repetición de falla en periodos de tiempo muy reducido en comparación a la vida útil de los equipos bajo condiciones de trabajo nominales. Tal es el caso de que varios de los mismos han presentado pérdidas de dichos equipos en los sectores seleccionados en periodos inferiores al año de operatividad.

Se pueden observar en todos los bancos estudiados un exceso de más del 30 % de sobrecarga de los equipos que actualmente se encuentran operantes lo que conlleva a deterioro no solo de los mismos sino también a los elementos que los acompañan (conductores de baja tensión, conductores de bajante).

Como medida inmediata se recomienda la redistribución de las cargas en el circuito donde se alimentan las mismas así como el aumento de la capacidad de los bancos en cuestión y el necesario re-balanceo de las cargas incluyendo cambios en los tendidos de baja tensión para poder adaptarse a la demanda presente.

#### **4.8- Análisis de Estudio de Fallas Características y Elaboración de Procedimiento de Inspección (Manual de Detección de Fallas)**

Basándose en las diferentes fuentes de información analizadas anteriormente y en la experiencia adquirida en el campo de trabajo, se facilita decidir la toma de acciones a seguir para realizar un proceso de inspección y detección de fallas acorde a las posibilidades actuales de la empresa. Cabe destacar que se consideró de gran importancia el requerimiento mínimo de materiales, tiempo de trabajo a disponer del personal, y facilidad para el entendimiento de este manual, de modo tal que el personal de cualquier nivel este en capacidad de uso del mismo.

Todos los formatos desarrollados a continuación pueden ser archivados fácilmente y con un mínimo de documentación para evitar la acumulación de material físico sin necesidad de equipos tecnológico para llevarlo a cabo, de muy fácil entendimiento para evitar cualquier tipo de confusiones o malinterpretación de los mismos y también permitiendo un manejo flexible ante la dificultad de disponibilidad de personal para llevar a cabo las inspecciones rutinarias.

A si mismo como pudimos observar en el estudio de modo de falla, que no todas las fallas tienen el mismo tiempo de acción de deterioro del equipo por lo cual fue indispensable separar aquellas que llevan al cese inmediato o prácticamente inmediato del funcionamiento del sistema de transformación y distribución eléctrica. Entre estas separamos las fallas de los elementos de protección en cortacorrientes y fusibles, y cortocircuitos tanto internos como externos del equipo de transformación.

Una vez determinadas cuales son las fallas, como ocurren y como son detectadas fácilmente, y que acciones se deben seguir para restablecer el funcionamiento nominal del sistema de distribución eléctrica; tuvimos como datos iniciales parte del historial de reportes de fallas que nos ofreció la empresa a través del programa SIAR donde se observaron cuales sectores presentaban una mayor cantidad de reclamos en un periodo limitado de tiempo.

Durante la fase de los levantamientos realizados directamente en los bancos de transformación del barrio Guamachito, se observan las características físicas que presentan todos los elementos de transmisión, transformación y protección de los bancos de transformadores. Esto nos llevo a observar como la incidencia de fallas y la falta de mecanismos de control y mantenimiento llevan al cese de la vida útil de dichos equipos. Observándose bancos de transformadores que presentan fallas en casi todos sus componentes y aun así se mantienen en funcionamiento.

También se tomo en cuenta el conocimiento técnico de los operadores activos en la empresa, normalmente personal con años de experiencia en solventar todas las situaciones de interrupción del servicio eléctrico y capaces de resolver las mismas con los implementos que tienen a disposición. En esta parte se tomo la experiencia de los mismos para determinar las fallas más comunes que ellos visualizan en el día a día de trabajo.

Se cuenta también con información de las medidas de corriente y características de los bancos de transformadores a los que la empresa realizo reparaciones durante el periodo de estudio. Con estas se observaron las fallas internas o no visibles de los equipos, entre ellas la falta de una correcta distribución de cargas en las líneas y la sobrecarga que presentan los equipos y las líneas de media y baja tensión.

#### **4.8.1- Procedimiento de Inspección**

(El procedimiento de inspección se desarrolló en modo de pasos a seguir y mediante la utilización de formatos preestablecidos)

Paso 1: Revisar el Historial de Inspecciones (formato 1) para determinar a que bancos de transformación se les debe realizar la actividad con mayor prontitud. Si este no existe sacar copia a dicho formato y colocarlo en un punto visible para facilitar la revisión diaria del estado de las inspecciones.

Paso 2: Solicitar el archivo con el Historial del Banco de Transformadores (formato 0) (Si no existe dicho historial, sacar copia del formato original).

Paso 3: Una vez revisado el Historial del Banco de Transformadores, sacar formato de Inspección y Detección de Fallas (formato 2), Nota: si se amerita la colocación o reemplazo de alguno de los equipos de transformación es necesario sacar nuevamente el formato 0, el 1 y llenarlos con los datos actuales.

Paso 4: Finalmente agrupar todos los formatos en una carpeta tipo oficio sencilla con los tres formatos y anexos correspondientes al equipo y sacar copia del formato 0, 1 y 2 para enviarlos al departamento de planificación y distribución eléctrica de la empresa. “Se recomienda mantener archivados los formatos desechados por actualizaciones al menos por un período de dos (2) años; en caso de requerir algún tipo de información referencial a situaciones anteriores”.

#### **4.9.- MANUAL DE INSTALACIÓN**

“Para evitar accidentes personales y/o daños en el transformador lea cuidadosamente estas instrucciones, antes de poner en funcionamiento el equipo.”

##### **4.9.1.- Montaje**

El transformador siempre deberá ser manejado en su posición normal vertical. Cuando un transformador no pueda ser desplazado por grúa o movido sobre rieles éste puede ser deslizado sobre rodillos o platinas deslizantes, de tal forma que por ningún motivo, los pasatapas y/o radiadores sean forzados.

El montaje del transformador deberá ser realizado por personal técnicamente calificado y teniendo en cuenta las medidas de seguridad del equipo de alta tensión.

##### **4.9.2.- Puesta en Servicio**

Se deben Verificar los siguientes puntos:

Comprobar el correcto estado físico del transformador, especialmente golpes, fugas de aceite, etc.

Comprobar el correcto ajuste y estado de los pasatapas, tanto de alta como de baja tensión. En ningún momento se deben mover ni forzar. Los bornes de conexión deben estar completos en posición correcta.

Comprobar las tensiones de salida del transformador, antes de conectar la carga, verificando que no existan desbalances entre las fases. Si esto se presenta se debe desenergizar el equipo y girar el conmutador en toda su extensión. Si la falla persiste, abstenerse de colocar el equipo en servicio y comunicarse inmediatamente con el proveedor.

“ATENCIÓN: Los contenedores no deben ser girados, existe peligro de penetración de humedad.”

Comprobar el nivel normal de aceite en los transformadores trifásicos, mediante el visor del indicador del nivel.

Verificar la existencia y el correcto funcionamiento de los elementos de control y protección como pararrayos, fusibles, termómetros, válvulas de sobrepresión, rieles, etc., cuando estos hayan sido solicitados.

Comprobar la correcta operación del conmutador de tomas.

“Se recomienda girarlo suavemente dos veces en toda la extensión del selector, antes de colocarlo en su posición final. Ver NTC-3680 o ANSI c.57.12.00.”

Acciónese únicamente sin voltaje.

En casos de transformadores que lleven mas de seis meses almacenados, para comprobar el estado de aceite se debe realizar una toma de muestra de la parte inferior del transformador en un recipiente de vidrio oscuro, bien seco y con tapa hermética. Los resultados de los ensayos al aceite nos indican la necesidad o no necesidad de tratamiento del aceite. Esta muestra se debe enviar a un laboratorio autorizado.

Al izar el transformador, deben usarse eslingas adecuadas, de forma tal que no se afecte ninguna de sus partes externas, tales como radiadores, accesorios y muy especialmente los pasatapas.

La válvula de sobrepresión no debe ser accionada por ningún motivo, para evitar el ingreso del aire húmedo al tanque.

Antes de energizar el transformadores se debe dejar en reposo durante un tiempo mínimo de 12 horas a fin de que, las burbujas de aire que se hallan podido formar durante el transporte y montaje puedan ser evacuadas.

Es necesario verificar la ausencia de fugas en el transformador realizando el ensayo de estanqueidad, según ANSI c.57.12.20. En caso de encontrar fugas no se podrá energizar el equipo hasta tanto no sean corregidas de acuerdo a cada caso en particular.

#### **4.9.3.- Mantenimiento**

Los transformadores por ser maquinas estáticas requieren un mejor cuidado o atención que la mayoría de las otras clases de aparatos eléctricos de potencia. Esto sin embargo, no es razón para descuidar su mantenimiento. Las condiciones bajo las cuales debe operar el transformador determinan la frecuencia de inspección. Recuerde que la obtención de un servicio tranquilo e ininterrumpido del equipo depende en gran manera de la realización regular y cuidadosa de los trabajos de mantenimiento.

Todos los trabajos de mantenimiento y supervisión deben realizarse estando el transformador desenergizado y conectado a tierra.

Los siguientes son los trabajos que se deben realizar como mínimo en un mantenimiento regular:

Control de todas las uniones bridadas, roscadas o soldadas respecto a fugas de aceite, las cuales, en su caso deberán eliminarse inmediatamente, apretando los tornillos, cambiando la junta o reparando la soldadura.

Control de los niveles de aceite.

Control de la pintura y limpieza de la superficie exterior: si la pintura se encuentra en mal estado, altamente resquebrajada o con ligera adherencia, es recomendable quitar esta pintura completamente y aplicar una nueva.

Control de puesta a tierra: verificar que el tornillo de puesta a tierra este firmemente apretado y en caso necesario, reapretarse.

Limpieza de los intercambiadores de calor, (radiadores). Se debe realizar tanto interior como exteriormente.

Control de explosores (iniciador eléctrico): verificar la distancia de los explosores, según norma y criterios de construcción. Esto para los casos de transformadores que tengan instalados estos dispositivos.

Control de conexiones: observar que éstas se encuentren bien sujetas y en las mejores condiciones de limpieza posible. Reapretar si es necesario.

Control del conmutador de tomas: es recomendable realizar el recorrido de todos los escalones varias veces, para limpiar los contactos del selector, por lo menos una vez al año.

Control del desecador de aire: para evitar la penetración de humedad hacia el tanque de expansión, debe renovarse la carga de material desecante (perlas de silica gel), cuando la capa superior de color azul o naranja del material activo, presente un espesor de aproximadamente 3 cms.

#### **4.9.4.- Mantenimiento del aceite**

Inicialmente se probará el aceite para determinar sus características técnicas fundamentales, tanto físicas, químicas y eléctricas. Si el ensayo muestra que está en malas condiciones se hará una inspección dentro del transformador para determinar la causa del deterioro. Si la prueba de aceite es satisfactoria se requerirá de todas maneras una inspección cuidadosa de todos los accesorios para comprobar su funcionamiento.

Cuando un transformador permanece desenergizado por un periodo superior a 18 meses, es necesario realizar pruebas de aceite para verificar su estado.

La obtención de la muestra de aceite del transformador se debe realizar antes de su puesta en servicio o después de un servicio prolongado.

Se recomienda una toma de muestra periódica en intervalos de máximo tres (3) años. En transformadores de distribución mayores de 150 kVA de hasta 200 kVA se usa para la extracción de muestras, el dispositivo para vaciado del aceite, en la cercanía del fondo del tanque.

Se recomienda sobre manera para transformadores de pequeña potencia, reponer la misma cantidad de aceite después de tomar muestras del mismo para análisis, esto con el fin de evitar un descenso del nivel fuera de los límites permitidos por el diseño respectivo.



**Tabla 4.7.- Referencia de materiales y su adecuada disposición.****Transformadores de Potencia o Distribución.**

Materiales	Disposición Final de su ciclo vital
<p>Parte activa del Transformador (Incluye partes activas, motor – ventilador).</p>	<p>Las partes constructivas hechas de hierro, aluminio, cobre, acero, o lámina (según el tipo de motor) son 100% reciclables.</p> <p>Las partes constructivas hechas en plástico corresponden al tipo PP (polipropileno) son 100% reciclables.</p> <p>Las partes constitutivas hechas de caucho sintético pueden enviarse a proceso de vulcanización, reciclable.</p> <p>Las partes activas constructivas hechas de papel son reciclables.</p>
Lámina magnética	Chatarra – Fundición
Cobre	Chatarra – Artesanías
Papel Aislante	Relleno

Acero	Chatarra – Fundición
Porcelanas	Materia prima en procesos similares
Válvulas	Chatarra – Reutilización
Aceite Dieléctrico	Combustible – Recuperación
Aparatos de Calibración	Chatarrería, Chatarra
Empaques de Caucho	Reciclaje Vulcanización
Materiales Eléctricos Plásticos	Reciclaje en la industria del plástico
Fibra de Vidrio	Reciclaje en la industria de plástico
Material Electrónico	Recuperación de autopartes
Plástico	Reciclable

#### **4.10- Manual de Procedimientos para Detección y Acción Ante Fallas en los Equipos de Transformación (Ver Tabla 4.1)**

De acuerdo con el levantamiento realizado durante la inspección detallada de los bancos de transformadores debe proceder según cada uno de los puntos

inspeccionados si estos ameritan una intervención parcial o total del equipo de transformación:

### **1.- Cubas**

Presencia de Oxido: si son apreciables manchas, puntos o líneas con coloración naranja o marrón en cualquier sección de la cuba; debe seguir los siguientes pasos:

A.- Notificar al momento de entregar el informe de la inspección, al operador encargado de la zona para que este proceda a la elaboración de una orden de mantenimiento y revisión de la causa de los mismos.

B.- Acotar en la hoja de historial del Banco de Transformadores (Formato 1) todos los datos de ese último levantamiento dejando pendiente el atender la condición presente.

Puntos Quemados: Si se denotan presencia de manchas oscuras o negras en los puntos de interconexión, en la base de la cuba o en secciones donde se divise algún tipo de grieta o deterioro del recipiente; proceder de la siguiente manera:

A.- Notificar al momento de entregar el informe de la inspección, al operador encargado de la zona para que este proceda a la elaboración de una orden de mantenimiento y revisión de la causa de los mismos.

B.- Acotar en la hoja de historial del Banco de Transformadores (Formato 1) todos los datos de ese último levantamiento dejando pendiente el atender la condición presente.

Botes de Aceite: si se logra observar algún tipo de fluido salir del recipiente principal o cuba por los puntos de interconexión, mecanismos de alivio de presión y temperatura, o por la base de la misma; proceder de la siguiente manera:

- A.- Proceder a la delimitación de la zona donde se ubica el poste con el banco de transformación con la falla presente, ya sea con un cordón de seguridad o con avisos visuales de peligro para evitar daños a la comunidad en general.
- B.- Notificar al operador encargado para que este realice las maniobras en coordinación con el departamento de distribución para sacar de servicio el banco de transformadores y lleve a cabo las actividades para reemplazo del equipo con el bote de aceite.
- C.- Acotar en la hoja de historial del Banco de Transformadores (Formato 1) todos los datos de ese último levantamiento dejando pendiente el atender la condición presente.

## **2.- Líneas de Media Tensión**

Deterioro de aislamientos: visible cuando el aislamiento del conductor esta agrietado, derretido parcial o totalmente en secciones del conductor, o simplemente ha sido removido en procedimientos de manipulación de los conductores; ante esta situación se deben realizar las siguientes acciones:

- A.- Notificar al momento de entregar el informe de la inspección, al operador encargado de la zona para que este proceda a la elaboración de una orden de reemplazo de las secciones de conductor deterioradas, y verificar que el conductor sea el adecuado para los niveles de tensión que maneja la línea.
- B.- Acotar en la hoja de historial del Banco de Transformadores (Formato 1) todos los datos de ese último levantamiento dejando pendiente el atender la condición presente.

Empalmes o conexiones mal hechos: fácilmente detectable en puntos de conexión o en zonas donde fue necesario el uso de conductores de diferente calibre para

mantener en funcionamiento el equipo. (Ver anexos Sección Fotográfica Fallas). En estos casos se debe:

A.- Notificar al momento de entregar el informe de la inspección, al operador encargado de la zona para que este proceda a la elaboración de una orden de mantenimiento y revisión de los demás puntos de interconexión del banco.

B.- Acotar en la hoja de historial del Banco de Transformadores (Formato 1) todos los datos de ese último levantamiento dejando pendiente el atender la condición presente.

Dilatación de las líneas: observable ante el estiramiento de la línea y ante la presencia de una curca cóncava pronunciada; además de posibles choques entre las líneas; debe procederse de la siguiente manera:

A.- Notificar al momento de entregar el informe de la inspección, al operador encargado de la zona para que este proceda a la elaboración de una orden de revisión y calculo para la distribución de cargas así como la sustitución por conductores de mayor capacidad.

B.- Acotar en la hoja de historial del Banco de Transformadores (Formato 1) todos los datos de ese último levantamiento dejando pendiente el atender la condición presente.

### **3.- Línea de bajante**

Deterioro de aislamiento: visible cuando el aislamiento del conductor esta agrietado, derretido parcial o totalmente en secciones del conductor, o simplemente ha sido removido en procedimientos de manipulación de los conductores; ante esta situación se deben realizar las siguientes acciones:

A.- Notificar al momento de entregar el informe de la inspección, al operador encargado de la zona para que este proceda a la elaboración de una orden de reemplazo de las secciones de conductor deterioradas, y verificar que el conductor sea el adecuado para los niveles de tensión que maneja la línea.

B.- Acotar en la hoja de historial del Banco de Transformadores (Formato 1) todos los datos de ese último levantamiento dejando pendiente el atender la condición presente.

Empalmes o conexiones mal colocados: fácilmente detectable en puntos de conexión o en zonas donde fue necesario el uso de conductores de diferente calibre para mantener en funcionamiento el equipo. (Ver anexos Sección Fotográfica Fallas). En estos casos se debe:

A.- Notificar al momento de entregar el informe de la inspección, al operador encargado de la zona para que este proceda a la elaboración de una orden de mantenimiento y revisión de los demás puntos de interconexión del banco.

B.- Acotar en la hoja de historial del Banco de Transformadores (Formato 1) todos los datos de ese último levantamiento dejando pendiente el atender la condición presente.

Calibre del Conductor Mixto: Puede observarse al notar nodos o puntos de interconexión de la línea donde el calibre o grosor de los conductores son distintos.

A.- Notificar al momento de entregar el informe de la inspección, al operador encargado de la zona para que este proceda a la elaboración de una orden de medición de los conductores observados para proceder a colocar un mismo tipo de conductor adecuado al nivel de tensión que manejen los mismos.

B.- Acotar en la hoja de historial del Banco de Transformadores (Formato 1) todos los datos de ese último levantamiento dejando pendiente el atender la condición presente.

Calibre del Conductor Insuficiente: al igual que en el caso de los conductores de media tensión esto es apreciable si nota deterioros en el aislamiento del conductor del bajante ya sea puntos quemados, grietas en la chaqueta del conductor o puntos quemados en algunas secciones del mismo.

A.- Notificar al momento de entregar el informe de la inspección, al operador encargado de la zona para que este proceda a la elaboración de una orden de revisión y cálculo para la sustitución por conductores de mayor capacidad o según sea el caso reemplazo de los conductores existentes por unos en buen estado.

B.- Acotar en la hoja de historial del Banco de Transformadores (Formato 1) todos los datos de ese último levantamiento dejando pendiente el atender la condición presente.

Ausencia de Conductores: notable al no encontrarse parcial o totalmente los conductores de bajante. Debe seguir los siguientes pasos para el reestablecimiento del servicio.

A.- Notificar al momento de entregar el informe de la inspección, al operador encargado de la zona para que este proceda inmediatamente a la elaboración de una orden de cálculo para la colocación de los conductores del bajante así como notificar a las autoridades responsables del sector para que tomen las medidas de seguridad necesarias para evitar la repetición de esta situación.

B.- Acotar en la hoja de historial del Banco de Transformadores (Formato 1) todos los datos de ese último levantamiento dejando pendiente el atender la condición presente.

#### **4.- Cortacorrientes**

Deterioro por Corrosión: esta es notable cuando los elementos de protección presentan una coloración naranja o marrón en algunas de sus secciones.

A.- Notificar al momento de entregar el informe de la inspección, al operador encargado de la zona para que este proceda inmediatamente a la elaboración de una orden de reemplazo y mantenimiento de los elementos de protección del equipo.

B.- Acotar en la hoja de historial del Banco de Transformadores (Formato 1) todos los datos de ese último levantamiento dejando pendiente el atender la condición presente.

Puenteado con un Conductor Temporal: esto se observa cuando la comunidad para mantener el servicio eléctrico toma medidas y coloca un conductor de capacidad variable en donde debería ir ubicado el fusible de protección del equipo. Es muy importante corregir inmediatamente esta situación ya que en estas condiciones el banco de transformadores esta totalmente expuesto ante fallas que puedan causar la pérdida del equipo; debe seguir los siguientes pasos al detectar la misma:

A.- Si se tiene en posesión de fusibles de la capacidad correcta, proceder a informar al departamento de control que se iniciaran los procedimientos para sustitución del mismo.

B.- Si no se tienen fusibles de la capacidad correcta; notificar al momento de entregar el informe de la inspección, al operador encargado de la zona para que este proceda inmediatamente a la elaboración de una orden de reemplazo de los elementos de protección del equipo.



C.- Acotar en la hoja de historial del Banco de Transformadores (Formato 1) todos los datos de ese último levantamiento dejando pendiente el atender la condición presente.

Fusible de capacidad incorrecta: en este caso solo se puede saber antes de una inspección en sitio de dos formas; la primera, si en el historial de fallas del banco de transformación se han atendido diversos reclamos por corte del servicio sin encontrar una falla considerable, esto denota que el equipo esta sobreprotegido contra el nivel de tensión nominal y provoca la activación del dispositivo ante cualquier variación por mínima que esta sea; en el segundo caso, cuando el equipo presenta fallas por mantenerse en servicio aun después de una falla mayor en el sistema de distribución y un aumento de la intensidad de corriente eléctrica en el equipo. Ante estas situaciones se deben seguir los siguientes pasos:

A.- Al momento de la inspección verificar que la capacidad de los fusibles del cortacorriente son de la capacidad correspondiente al equipo que están protegiendo.

B.- Si estos son de la capacidad que les corresponde, sustituir por elementos nuevos los fusibles que hayan cumplido con su función.

C.- Si la capacidad de los elementos instalados es insuficiente, conseguir fusibles de la capacidad correcta para el reemplazo de los mismos y la puesta en servicio del banco de transformación.

D.- En caso de que se noten en el historial del equipo fallas o reclamos continuas debidos a la quema de fusibles, debe notificar al momento de entregar el informe de la inspección al operador encargado de la zona, para que este proceda inmediatamente a la elaboración de una orden de medición en la red de distribución donde se presenta la falla así como el análisis necesario para la detección de la causa de la misma.

E.- Acotar en la hoja de historial del Banco de Transformadores (Formato 1) todos los datos de ese último levantamiento dejando pendiente solo si es el caso, el atender la condición presente.

#### **5.- Pararrayos**

Ausencia de Uno o Más Elementos: Notable a simple vista cuando una o más de las líneas no poseen su elemento. Para estos casos:

A.- Notificar al momento de entregar el informe de la inspección, al operador encargado de la zona para que este proceda a la elaboración de una orden para la colocación del elemento faltante.

B.- Acotar en la hoja de historial del Banco de Transformadores (Formato 1) todos los datos de ese último levantamiento dejando pendiente el atender la condición presente.

Deterioro de Algún Tipo: esto se observa cuando los elementos presentan entre otras cosas; obstrucción por algún elemento ajeno a la línea, coloración diferente a la pintura de protección, deformación en el elemento. Ante estas situaciones se debe:

A.- Si se presenta algún tipo de obstrucción proceder a informar al departamento de control para iniciar procedimiento de aislamiento del banco de transformadores y de este modo proceder a remover el objeto o material que este causando la obstrucción.

B.- Notificar al momento de entregar el informe de la inspección, al operador encargado de la zona para que este proceda a la elaboración de una orden para la sustitución y mantenimiento de los elementos de protección.

C.- Acotar en la hoja de historial del Banco de Transformadores (Formato 1) todos los datos de ese último levantamiento dejando pendiente el atender la condición presente.

#### **6.- Aterramiento**

Ausencia o deterioro del aterramiento en alguno de los elementos del banco de transformadores (transformador, elementos de protección, estructura del poste).

Esto es observable a simple vista cuando al revisar uno a uno los equipos, alguno presenta la falta de su conductor de aterramiento.

A.- Notificar al momento de entregar el informe de la inspección, al operador encargado de la zona para que este proceda a la elaboración de una orden para la colocación del elemento faltante.

B.- Acotar en la hoja de historial del Banco de Transformadores (Formato 1) todos los datos de ese último levantamiento dejando pendiente el atender la condición presente.

#### **7.- Postes Soportes Apoyos**

Deterioro del poste o sus apoyos: esto lo puede notar fácilmente al notar alguno de los apoyos cuando no se observa tensión en los cables de los soportes o simplemente cuando la estructura del poste y los soportes se encuentra deteriorada por corrosión o factores del ambiente donde se ubica (comunidad, vehículos, etc.). Para estos casos debe proceder de la siguiente manera:

A.- Notificar al momento de entregar el informe de la inspección, al operador encargado de la zona para que este proceda a la elaboración de una orden para la fabricación o reemplazo del elemento deteriorado.

B.- Acotar en la hoja de historial del Banco de Transformadores (Formato 1) todos los datos de ese último levantamiento dejando pendiente el atender la condición presente.

## CONCLUSIONES

- 1.* La elaboración del manual fue un proceso que conllevó a un estudio detallado tanto cualitativa como cuantitativamente del estado funcional y las fallas que llevan al cese parcial o total de las operaciones de los equipos de transformación eléctrica que estudiamos.
- 2.* Gracias al Estudio detallado de todas estas fallas se determinó que la principal causa de pérdidas de equipos de transformación es la sobrecarga con mas del 60% de incidencia en los equipos estudiados, debido en la mayoría de los casos a la falta de un sistema de control de distribución de cargas y a la inadecuada utilización de los dispositivos de protección.
- 3.* Se determinó que es necesario una inspección regular previa mensual y registros mensuales del estado operativo de cada banco de transformador presente en la zona.
- 4.* Se comprobó que la empresa carece de la totalidad del personal capacitado técnicamente así como la falta de equipos de medición y reparación a la hora de la atención de reclamos.
- 5.* Se determinó el Barrio Guamachito como zona de alta presencia de fallas gracias al sistema de registro de fallas de la empresa S.I.A.R

- 6.** El material bibliográfico e información técnica (planos, diagramas, esquemáticos) se encuentran altamente desactualizados dificultando la respuesta ante situaciones de emergencia con el fallo del servicio prestado.
- 7.** Mediante el estudio de las fallas se llegó a la conclusión por características y forma de acción de cuales fallas llevan al cese operativo del equipo (ya sea reparable o no).
- 8.** Se determino que la empresa no tiene la capacidad operativa como para mantener sistemas de mantenimiento e inspección de los bancos de transformadores.
- 9.** Debido a las condiciones de seguridad, disponibilidad de elementos de trabajo (herramientas, piezas, equipos, etc). La empresa se ve en la necesidad de valerse de la experiencia técnica del personal para solventar temporalmente situaciones sin dar la respuesta correcta a la situación en el tiempo adecuado.
- 10.** El manual de detección y prevención de fallas simplifica el tiempo de respuesta ante los reclamos así como mejora el sistema de almacenamiento de información técnica y detallada de todos los bancos de transformación pertenecientes a cada zona de servicio.

## RECOMENDACIONES

- ✘ Mantener actualizados los historiales de los bancos de transformadores para facilitar el entendimiento de cualquier desperfecto que presenten los mismos dentro de su vida útil, y de este modo atacar directamente las fallas con un tiempo de respuesta mínimo ante la presencia de las mismas.
  
- ✘ Mantener actualizados los planos de distribución eléctrica de la zona a trabajar.
  
- ✘ Crear una costumbre dentro del personal operante para que mantengan el correcto protocolo de trabajo.
  
- ✘ Llevar a otros sectores y posteriormente a nivel regional este tipo de mantenimiento siempre manteniendo la simplicidad del mismo para facilitar el acatamiento de todos sus pasos.
  
- ✘ Mantener informes regulares con los proveedores acerca del desempeño y fallas de los equipos así como con los laboratorios donde estos son tratados para diagnóstico y reparación.

## BIBLIOGRAFÍA

[1] Stevenson W. [1994] “Análisis de Sistemas Eléctricos de Potencia”. Segunda Edición. Mc Graw Hill. México.

[2] Figueroa J. [1999] [1], “Estudio de la Estructuración de la Red Eléctrica en Media Tensión (13.8 Kv) Para Optimizar la Ubicación de los Puntos de Seccionamiento en la Ciudad de Maturín”.

[3] Piñero G. [2001] [2],”Planificación de las Redes de Distribución en la Ciudad de Puerto La Cruz”.

[4] Liñan R., Nava A., Pascacio A.[2002]“Experiencias en el desarrollo de sistemas de monitoreo y diagnóstico para transformadores de potencia”.

[5] Rodríguez N..[2004]“Rediseño del Sistema de Distribución Eléctrica de la Urbanización Mar de Lechería, Municipio Urbaneja Edo. Anzoátegui”.

[6] Ochoa G. [2007] [3],”Elaboración de Protocolos de Pruebas para Relés de Protección ABB de Sistemas de Transmisión”.



## BIBLIOGRAFÍA ADICIONAL

- ✓ Arteaga, N. [2006] “**Protección De Sistemas Eléctricos De Potencia**”. CODELECTRA. (2006).
  
- ✓ Schneider Electric [2002] “Cuaderno N° 201 Técnico Selectividad Con Los Interruptores Automáticos En Baja Tensión” Manual y Catalogo del Electricista.
  
- ✓ Fault Tamer (R)[2004] “Proteccion para transformadores montados en poste”.

## DIRECCIONES WEB

- ✚ <http://www.iie.org.mx/electr2000/aplica.pdf>, “Monitoreo y prevención de fallas en transformadores de potencia”. Alfredo López Tagle, Hugo Equihua Tapia. México (2000).
  
- ✚ <http://www.monografias.com/trabajos11/tradi/tradi.shtml>, “Transformadores de distribución (Monografias.com)”. Ingenio Solo, Venezuela (2003).

- <http://www.cigre.org.mx/uploads/media/12-02.PDF>, “Experiencias en el desarrollo de sistemas de monitoreo y diagnóstico para transformadores de potencia”. Roberto Liñán, Ramírez N. México, (2002).
- <http://www.mineduacion.gov.co/cvn/1665/article-119951.html>, “Creación de transformador anti-rayos”. Colombia, (2007). Ministerio de Educación Colombia.
- <http://www.monografias.com/trabajos13/mapro/mapro.shtml> “Elaboración de Manuales”, México, (2008). Palma José.

**METADATOS PARA TRABAJOS DE GRADO, TESIS Y ASCENSO:**

<b>TÍTULO</b>	<b>ELABORACION DE MANUAL DE DETECCION Y PREVENCIÓN DE FALLAS OPERATIVAS EN LOS BANCOS DE TRANSFORMADORES DE MEDIA Y BAJA TENSION DEL BARRIO GUAMACHITO</b>
<b>SUBTÍTULO</b>	

**AUTOR (ES):**

<b>APELLIDOS Y NOMBRES</b>	<b>CÓDIGO CULAC / E MAIL</b>
<b>Bettelli Marchán, Gianni</b>	<b>CVLAC: 15.192.100 E MAIL: <u>giannibettelli@hotmail.com</u></b>
	<b>CVLAC: E MAIL:</b>
	<b>CVLAC: E MAIL:</b>
	<b>CVLAC: E MAIL:</b>

**PALÁBRAS O FRASES CLAVES:**

supervisar

detectar

identificar

evaluar

informar corregir

**METADATOS PARA TRABAJOS DE GRADO, TESIS Y ASCENSO:**

ÁREA	SUBÁREA
Ingeniería y Ciencias Aplicadas	Ingeniería Eléctrica, Sistema de Potencia

**RESUMEN (ABSTRACT):**

El presente trabajo busca simplificar y facilitar la detección y prevención de fallas operativas en los bancos de transformadores del Barrio Guamachito, mediante la elaboración de un manual desarrollado gracias al análisis detallado de las fallas que llevan a la interrupción del estado nominal de funcionamiento de los equipos de transformación de media y baja tensión así como de todos los elementos que lo componen.

**METADATOS PARA TRABAJOS DE GRADO, TESIS Y ASCENSO:****CONTRIBUIDORES:**

APELLIDOS Y NOMBRES	ROL / CÓDIGO CVLAC / E_MAIL				
	ROL	CA	AS	TU	JU
Bettelli M, Gianni	CVLAC:	15.192.100			
	E_MAIL	giannibettelli@hotmail.com			
	E_MAIL				
	E_MAIL				
Bermúdez, Melquiades.	CVLAC:				
	E_MAIL				
	E_MAIL				
	E_MAIL				
Parra, Hernán.	CVLAC:				
	E_MAIL				
	E_MAIL				
	E_MAIL				
Natera, Lenin.	CVLAC:				
	E_MAIL				
	E_MAIL				
	E_MAIL				

**FECHA DE DISCUSIÓN Y APROBACIÓN:**

2010	02	25
AÑO	MES	DÍA

**LENGUAJE. SPA**

**METADATOS PARA TRABAJOS DE GRADO, TESIS Y ASCENSO:**

ARCHIVO (S):

NOMBRE DE ARCHIVO	TIPO MIME
TESIS. Elaboración de manual de detección y prevención de fallas operativas en los bancos de transformadores de media y baja tensión del Barrio Guamachito de Barcelona.doc	Application/msword

CARACTERES EN LOS NOMBRES DE LOS ARCHIVOS: A B C D E F G H I  
J K L M N O P Q R S T U V W X Y Z. a b c d e f g h i j k l m n o p q r s t u v w x  
y z. 0 1 2 3 4 5 6 7 8 9.

ALCANCE

ESPACIAL: \_\_\_\_\_ (OPCIONAL)

TEMPORAL: \_\_\_\_\_ (OPCIONAL)

TÍTULO O GRADO ASOCIADO CON EL TRABAJO:

Ingeniero Eléctrico

NIVEL ASOCIADO CON EL TRABAJO:

Pregrado

ÁREA DE ESTUDIO:

Departamento de Ingeniería Eléctrica

INSTITUCIÓN:

Universidad de Oriente, Núcleo de Anzoátegui

**METADATOS PARA TRABAJOS DE GRADO, TESIS Y ASCENSO:****DERECHOS**

De acuerdo al Artículo 44 del reglamento de trabajo de grado: “Los trabajos de grado son de la exclusiva propiedad de la Universidad de Oriente y sólo podrán ser utilizados para otros fines con el consentimiento del Consejo de Núcleo respectivo, quién lo participará al Consejo Universitario”.

---

**AUTOR****Bettelli M. Gianni**

---

**TUTOR****Bermúdez, Melquiades**

---

**JURADO****Parra, Hernán**

---

**JURADO****Natera, Lenin****POR LA SUBCOMISION DE TESIS****Verena Mercado**