

**“DISEÑO DEL PROCESO PARA ESTUDIO DE TIERRAS Y PUNTOS  
CALIENTES EN LOS TRANSFORMADORES 300465 Y 300691 DE LA  
ELECTRIFICADORA DE SANTANDER EN EL MUNICIPIO DE  
BARRANCABERMEJA”**

**CÉSAR ALEJANDRO BALAGUER ACERO**



**UNIVERSIDAD INDUSTRIAL DE SANTANDER  
FACULTAD DE INGENIERÍAS FÍSICO MECÁNICAS  
ESCUELA DE INGENIERÍA ELÉCTRICA, ELECTRÓNICA Y  
TELECOMUNICACIONES  
BUCARAMANGA**

**2016**

**“DISEÑO DEL PROCESO PARA ESTUDIO DE TIERRAS Y PUNTOS CALIENTES EN LOS TRANSFORMADORES 300465 Y 300691 DE LA ELECTRIFICADORA DE SANTANDER EN EL MUNICIPIO DE BARRANCABERMEJA”**

**CÉSAR ALEJANDRO BALAGUER ACERO**  
Trabajo de Grado para optar por el título de:  
**Ingeniero Electricista**

**Director:**  
**Msc. JORGE HERNANDO RAMON S.**

**Co- directores:**  
**Msc. JULIO CÉSAR CHACÓN V.**  
**Ing. DIANA CAROLINA CARRILLO A.**

**UNIVERSIDAD INDUSTRIAL DE SANTANDER**  
**FACULTAD DE INGENIERÍAS FÍSICO –MECÁNICAS**  
**ESCUELA DE INGENIERÍA ELÉCTRICA, ELECTRÓNICA Y**  
**TELECOMUNICACIONES**  
**BUCARAMANGA**  
**2016**

## AGRADECIMIENTOS

A Dios primeramente por tantas bendiciones.

*Debo expresar todos mis agradecimientos a mi director de proyecto **MSc. Jorge Hernando Ramón Suarez (Q.E.P.D)**, por ser un eminente maestro, por su sincera sonrisa, actitud de optimismo y su disposición positiva frente a cualquier tarea.*

*Siempre estará con nosotros.*

*Dios lo tenga en su gloria. 31 de mayo de 2015.*

Agradezco a mis codirectores Mcs. Julio César Chacón y a la Ing. Diana Carolina Carrillo por sus valiosas sugerencias, paciente orientación y continua ayuda durante todo el desarrollo de esta investigación.

Al Ing. Néstor Alfonso Rivera quien siempre me recordó lo importante que es hacer lo que nos gusta y así ningún día de nuestra vida tendríamos que trabajar, a la Ing. María Orfilia e Ing. Norber Peñaranda por compartir sus conocimientos en CERTIRETIE LTDA.

A la Electrificadora de Santander por permitir realizar este trabajo de grado con ellos incentivando la investigación hacia la industria desde la academia.

A mis familiares mi más profundo agradecimiento por su amor, ánimo, apoyo y comprensión, madre, abuela, hermanos, tía y demás tíos.

A mis amigos que desde el inicio de mi carrera siempre han estado a mi lado Andrea Niño por sus locuras y su hermosa familia quienes hacen de este sueño una realidad, Cathe Castellanos por aguantarme, Andrés Villabona por estar siempre apoyándome y Diana Mora por ser una amiga incondicional, sobre todo, con este propósito.

***“Sólo si nos detenemos a pensar en las pequeñas cosas llegaremos a comprender las grandes”.***

***José Saramago***

## CONTENIDO

	<b>Pág.</b>
INTRODUCCIÓN	27
1. ESPECIFICACIONES GENERALES DEL PROYECTO	30
1.1 PLANTEAMIENTO DEL PROBLEMA	30
2. JUSTIFICACIÓN	32
3. OBJETIVOS	33
3.1 OBJETIVO GENERAL	33
3.2 OBJETIVOS ESPECÍFICOS	33
4. MARCO REFERENCIAL	34
4.1 PRINCIPALES SEÑALES DE SEGURIDAD	34
4.2. GENERALIDADES	35
4.2.1 Niveles de tensión.	35
4.2.2 Tipo de subestación.	36
4.2.3. Equipos principales en las subestaciones eléctricas aéreas.	38
4.2.3.1 Transformador de distribución.	38
4.2.3.2 Equipos de protección.	38
4.3. SISTEMAS DE PUESTA A TIERRA (SPT)	39
4.3.1 Normatividad actual en Colombia.	40
4.3.2 Diferencia entre una conexión a tierra y neutro.	44
4.3.3. Principales Componentes básicos de un SPT.	44
4.3.3.1 Puesta a tierra.	45
4.3.3.2 Electrodo de puesta a tierra.	45

	<b>Pág.</b>
4.3.3.3 Conductores enterrados.	47
4.3.3.4 Conductor a tierra.	47
4.3.3.5 Conductor de tierra aislado para equipos electrónicos.	47
4.3.4 Régimen de conexión a tierra (RCT).	48
4.3.5 Valores de referencia de resistencia de puesta a tierra.	52
4.3.6 Valores máximos de tensiones de contacto y de paso.	53
4.3.7 Mantenimiento de sistemas de puesta a tierra.	56
4.4. PUNTOS CALIENTES	57
4.4.1 Generalidades de puntos calientes.	58
4.4.2. Mantenimiento.	60
4.4.2.1 Mantenimiento preventivo.	60
4.4.2.2 Mantenimiento predictivo.	61
4.4.3 Cámara termográfica.	61
4.4.4. Normas vigentes para técnicas de termografía infrarroja.	63
4.4.4.1 International Electrical Testing Association (NETA).	63
4.4.4.2 Occupational Safety Health Administration (OSHA).	64
4.4.4.3 ANSI/NFPA 70E-1994.	65
4.4.4.4 ASTM E 1934 Rev.A. (American Society for Testing and Materials).	65
5. DISEÑO DE ESTRATEGIA PARA LA REVISIÓN Y ESTUDIO DE TIERRAS	66
5.1. ANÁLISIS DEL SPT	68
5.1.1 Condiciones de seguridad para realizar mediciones.	68
5.1.2 Revisión e inspección del SPT.	69
5.1.3 Registros y mediciones para el SPT.	69
5.1.4. Medida de Resistencia de puesta a tierra.	70
5.1.4.1 Métodos de medición de resistencia de puesta a tierra.	70

	<b>Pág.</b>
5.1.4.2 Método de curva de caída de potencia (caída de potencial).	71
5.1.4.3 Método de la regla del 62%.	72
5.1.4.4 Medida sobre pavimento o suelos de concreto.	74
5.1.5 Mediciones de tensiones de paso y de contacto.	74
5.1.6 Equipos y requisitos para mediciones del SPT.	75
5.1.7 Formatos a diligenciar para entrega de resultados.	76
6. DISEÑO DE ESTRATEGIA PARA LA REVISIÓN Y ESTUDIO DE PUNTOS CALIENTES	81
6.1. ANÁLISIS DE PUNTOS CALIENTES	81
6.1.1 Pruebas y mediciones.	82
6.1.2 Procedimiento para realizar la inspección con termografía.	82
6.1.3 Recopilación de datos.	83
6.1.4 Análisis de datos.	84
6.1.5 Requerimientos para el termógrafo.	85
6.1.6. Conocimientos del termógrafo.	85
6.1.6.1 Conocimientos técnicos.	85
6.1.6.2 Conocimientos de termografía infrarroja.	85
6.1.7. Consideraciones de seguridad.	86
6.1.7.1 Seguridad eléctrica.	86
6.1.8 Equipos para mediciones de puntos calientes.	87
6.1.9 Procesamiento digital de imágenes térmicas.	87
6.1.10 Formatos a diligenciar para entrega de resultados.	91
7. IMPLEMENTACIÓN DE ESTRATEGIAS PARA EL ESTUDIO DE TIERRAS Y PUNTOS CALIENTES	95
7.1 DOCUMENTACIÓN NECESARIA ANTES DE LA INSPECCIÓN	95
7.2 REGISTROS DE LA INSPECCIÓN	96

	<b>Pág.</b>
7.3 APLICACIÓN DE PRUEBAS Y FORMATOS FLVSA	96
8. ENTREGA DE RESULTADOS	107
8.1 ARTÍCULO: PUESTA A TIERRA A SUBESTACIONES AÉREAS, IMPLICACIÓN EN EQUIPOS ELECTRÓNICOS Y SU SENSIBILIDAD A PERTURBACIONES POR FALLAS EN LA RED ELÉCTRICA	107
9. CONCLUSIONES	122
10. RECOMENDACIONES	124
BIBLIOGRAFÍA	125
ANEXOS	131

## LISTA DE FIGURAS

	<b>Pág.</b>
<b>Figura 1.</b> Elementos y clasificación de los SPT	43
<b>Figura 2.</b> Componentes de un SPT	44
<b>Figura 3.</b> TN-C-S (PNB)	48
<b>Figura 4.</b> TN-C-S (PME)	49
<b>Figura 5.</b> Esquema indicativo del régimen de conexión a tierra TN-C-S	49
<b>Figura 6.</b> TNS	50
<b>Figura 7.</b> TNC	50
<b>Figura 8.</b> Diferentes situaciones de tensiones de falla	54
<b>Figura 9.</b> Funcionamiento cámara termográfica	62
<b>Figura 10.</b> Método de la curva de caída de potencial	72
<b>Figura 11.</b> Método de la regla del 62%.	73
<b>Figura 12.</b> Medida de resistencia de puesta a tierra en suelos de concreto o pavimentos	74
<b>Figura 13.</b> Cámara térmica Ti100 FLUKE	84
<b>Figura 14.</b> Medidor centralizado Barrio La Feria Piedecuesta posible punto caliente	88
<b>Figura 15.</b> Imagen térmica Medidor centralizado Barrio La Feria Piedecuesta posible punto caliente	89
<b>Figura 16.</b> Selección de espacio evidenciado como punto caliente	89
<b>Figura 17.</b> Confirmación de puntos calientes imagen 3D	90
<b>Figura 18.</b> Punto caliente encontrado por seguimiento de otro punto caliente	91
<b>Figura 19.</b> Implementos de seguridad para personal en pruebas	97

## LISTA DE FORMATOS

	<b>Pág.</b>
<b>Formato 1.</b> Formato para revisión de resistencia de puesta a tierra (FLVSA_07)	79
<b>Formato 2.</b> Formato reporte de inspección termográfica para equipos en redes de media / baja tensión FLVSA_05	93
<b>Formato 3.</b> Formato para reporte de resistencia de puesta a tierra (FLVSA_07) - Jerusalén	98
<b>Formato 4.</b> Formato reporte de inspección termográfica para equipos en redes de media/baja tensión (FLVSA_05) – Jerusalén	100
<b>Formato 5.</b> Formato para revisión de resistencia de puesta a tierra (FVLSA-07) – Kennedy.	103
<b>Formato 6.</b> Formato reporte de inspección termográfica para equipos en redes de media/baja tensión (FLVSA_05) – Kennedy	105
<b>Formato 7.</b> Lista de no conformidades para instalaciones eléctricas (subestaciones aéreas) Subestación Jerusalén – Barrancabermeja Santander	115
<b>Formato 8.</b> Lista de no conformidades para instalaciones eléctricas (subestaciones aéreas) Subestación Kennedy – Barrancabermeja Santander	119

## LISTA DE TABLAS

	Pág.
<b>Tabla 1.</b> Potencias nominales de transformadores instalados en subestación aérea o tipo poste en Colombia	37
<b>Tabla 2.</b> Requisitos para electrodos de puesta a tierra	45
<b>Tabla 3.</b> Valores de referencia para resistencia de puesta a tierra	52
<b>Tabla 4.</b> Máxima tensión de contacto admisible para el ser humano	55
<b>Tabla 5.</b> Máximo periodo entre mantenimientos de un SPT	56
<b>Tabla 6.</b> Acciones sugeridas basadas en incrementos de temperatura	63
<b>Tabla 7.</b> Distancias mínimas de seguridad para inspecciones con termografía	65

## LISTA DE ANEXOS

	Pág.
<b>ANEXO A.</b> LISTA DE VERIFICACIÓN PARA INSTALACIONES ELÉCTRICAS DE TRANSFORMADORES (SUBESTACIONES AÉREAS) FLVSA_01	132
<b>ANEXO B.</b> FORMATO DISTANCIAS MÍNIMAS DE SEGURIDAD EN ZONAS CON CONSTRUCCIONES FLVSA_10	143
<b>ANEXO C.</b> FORMATO DISTANCIAS MÍNIMAS DE SEGURIDAD PARA DIFERENTES SITUACIONES FLVSA_02	144
<b>ANEXO D.</b> FORMATO DISTANCIAS DE SEGURIDAD EN VANO DE LÍNEAS DE DIFERENTE TENSIÓN FLVSA_03	145
<b>ANEXO E.</b> FORMATOS DISTANCIAS MÍNIMAS ENTRE CONDUCTORES DE UNA MISMA ESTRUCTURA FLVSA_04_a	146
<b>ANEXO F.</b> FORMATO DISTANCIA VERTICAL MÍNIMA EN METROS ENTRE CONDUCTORES SOBRE LA MISMA ESTRUCTURA FLVSA_04_b	147
<b>ANEXO G.</b> FORMATO REPORTE DE INSPECCIÓN TERMOGRÁFICA PARA EQUIPOS EN REDES DE MEDIA / BAJA TENSIÓN FLVSA_05	148
<b>ANEXO H.</b> FORMATO REQUISITOS DE MATERIALES PARA ELECTRODOS DE PUESTA A TIERRA FLVSA_06	150
<b>ANEXO I.</b> FORMATO PARA REVISIÓN PARA RESISTENCIA DE PUESTA A TIERRA FLVSA_07	152
<b>ANEXO J.</b> FORMATO DE DICTAMEN DE INSPECCIÓN Y VERIFICACIÓN PARA INSTALACIONES DE DISTRIBUCIÓN FLVSA_08	154

	<b>Pág.</b>
<b>ANEXO K.</b> FORMATO DE DICTAMEN DE INSPECCIÓN Y VERIFICACIÓN PARA INSTALACIONES ELÉCTRICAS DE TRANSFORMACIÓN FLVSA_09	155
<b>ANEXO L.</b> CERTIFICADO DE CALIBRACIÓN PINZA AMPERIMÉTRICA FLUKE 324	156
<b>ANEXO M.</b> CERTIFICADO DE CALIBRACIÓN MULTIMETRO DIGITAL FLUKE 179	157
<b>ANEXO N.</b> CERTIFICADO DE CALIBRACIÓN MICRO-OHMIMETRO DIGITAL AEMC 6240	158
<b>ANEXO O.</b> CERTIFICADO DE CALIBRACIÓN GROUND TESTER AEMC 6470	159
<b>ANEXO P.</b> CERTIFICADO DE CALIBRACIÓN EARTH INSULATION SYSTEM METREL 20 224 237	160
<b>ANEXO Q.</b> CERTIFICADO DE CALIBRACIÓN CÁMARA TERMOGRÁFICA FLUKE THERMOGRAPHY Ti100	161
<b>ANEXO R.</b> PRINCIPALES SEÑALES DE SEGURIDAD	162
<b>ANEXO S.</b> TIPO DE SUBESTACIONES AÉREAS	164
<b>ANEXO T.</b> TRANSFORMADORES PARA SUBESTACIONES AÉREAS	165
<b>ANEXO U.</b> EQUIPOS DE PROTECCIÓN PARA SUBESTACIONES AÉREAS	166
<b>ANEXO V.</b> CARACTERÍSTICAS CÁMARA TI 100 FLUKE	174

## GLOSARIO

**Apantallamiento (*Shielding*):** elementos metálicos que se instalan alrededor de dispositivos que se desean proteger contra los efectos de una perturbación electromagnética.

**Barraje equipotencial - BE (*Ground Busbar, Ground Bar, Ground Bus o Grounding Block*):** conductor de tierra colectiva, usualmente una barra de cobre o un cable que permite la unión de dos o más conductores y garantiza el mismo potencial.

**Cable apantallado:** cable con una envoltura conductora que permite controlar fenómenos electromagnéticos inducidos. Es lo mismo que cable blindado.

**Circuito en modo común:** es un lazo cerrado de corriente formado por conductores activos y conductores del sistema de puesta a tierra. Incluye el cable, el aparato y las partes cercanas del sistema de puesta a tierra.

**Conductividad eléctrica:** es el poder conductor específico de una sustancia. Es el recíproco o inverso de la resistividad. Su unidad es el Siemens.

**Conductor de protección o de puesta a tierra de equipo (*Grounding Equipment Conductor*):** conductor empleado para conectar partes metálicas que no transportan corriente, como canalizaciones y gabinetes con el punto neutro o con el conductor del electrodo de puesta a tierra.

**Conductor a tierra (*Grounding Electrode Conductor*):** también llamado Conductor del Electrodo de Puesta a Tierra, es aquel que conecta un sistema o circuito eléctrico intencionalmente a una puesta a tierra.

**Conexión de puesta a tierra (*Connection, Grounding Terminal o Ground Clamp*):** soldadura exotérmica, lengüeta certificada, conector a presión o de cuña certificados o abrazadera certificada; destinados a asegurar, por medio de una conexión especialmente diseñada, dos o más componentes de un sistema de puesta a tierra.

**Conexión equipotencial (*Equipotential Bonding*):** conexión eléctrica entre dos o más puntos, de tal manera, que ante el paso de una corriente quedan esencialmente al mismo potencial.

**Contacto directo:** es el contacto de personas o animales con conductores activos de una instalación eléctrica.

**Contacto eléctrico:** acción de unir dos elementos con el fin de cerrar un circuito. Puede ser de frotamiento, de rodillo, líquido o de presión.

**Contacto indirecto:** es el contacto de personas o animales con elementos puestos accidentalmente bajo tensión o el contacto con una parte activa, a través de un medio conductor.

**Corriente a tierra:** es una corriente que fluye hacia o desde el terreno o su equivalente.

**Corriente de falla a tierra:** aquella corriente que se presenta durante una falla y que fluye por la puesta a tierra.

**Corrosión:** ataque a una materia y destrucción progresiva de la misma, mediante una acción química, electroquímica o bacteriana.

**Cortocircuito (*Short Circuit*):** fenómeno eléctrico ocasionado por una unión accidental o intencional de muy baja resistencia entre dos o más puntos de diferente potencial de un mismo circuito.

**Dispositivo de protección contra sobretensiones transitorias - DPS (*Surge Protective Device*):** dispositivo diseñado para limitar las sobretensiones transitorias y conducir las corrientes de impulso. Contiene al menos un elemento no lineal. No es correcto llamarlo pararrayos.

**Electrodo de puesta a tierra (*Grounding Electrode*):** conductor o grupo de ellos en contacto con el suelo, para proporcionar una conexión eléctrica con el terreno. Puede ser una varilla, un tubo, una placa o un cable, resistentes a la humedad y a la acción química del terreno.

**Máximo potencial de tierra -G.P.R (*Ground Potential Rise*):** máxima elevación del potencial de una puesta a tierra con respecto a otra remota, cuando fluye a través de la primera una corriente desde o hacia el terreno.

**Equipotencialidad:** estado real de interconexión eléctrica, determinado por mediciones, entre partes conductivas.

**Equipotencialización:** concepto que debe ser aplicado ampliamente en SPT. Indica que todos los puntos deben estar aproximadamente al mismo potencial.

**Interruptor de falla a tierra (*Ground Fault Circuit Interrupter – GFCI or Residual Current Operated devices-RCD*):** interruptor diferencial accionado por corrientes de fuga a tierra, cuya función es interrumpir la corriente hacia la carga cuando se excede algún valor determinado por la soportabilidad de las personas.

**Lazo de tierra (*Ground Loop*):** es una trayectoria formada por dos o más equipos interconectados a un mismo sistema de puesta a tierra, con probabilidad de causar interferencia.

**Malla de alta frecuencia (*Signal Reference Grid-SRG*):** malla de conductores que se instala bajo el piso de centros de cómputo, para apantallar señales de alta frecuencia y evitar interferencias electromagnéticas.

**Malla de puesta a tierra:** sistema de electrodos horizontales conformado por conductores desnudos interconectados y enterrados, proporcionando una referencia común para dispositivos eléctricos o estructuras metálicas.

**Masa (*Mass, ground or Chassis*):** conjunto de partes metálicas de un equipo, que en condiciones normales, están aisladas de las partes activas y se toma como referencia para las señales y tensiones de un circuito electrónico. Las masas pueden estar o no estar conectadas a tierra. El término “masa” sólo debe utilizarse para aquellos casos en que no es suelo, como los aviones, los barcos y los autos.

**Neutro (*Neutral o Grounded Service Conductor*):** conductor activo conectado intencionalmente al punto neutro de un transformador o instalación y que contribuye a cerrar un circuito de corriente.

**Poner a tierra (*To earth or To ground*):** realizar una conexión eléctrica entre un nodo de una instalación eléctrica y el suelo o terreno. Puede ser intencional o accidental y permanente o temporal.

**Puente de conexión equipotencial (*Bonding Jumper*):** conductor confiable que asegura la conductividad eléctrica necesaria entre las partes metálicas que deben estar eléctricamente conectadas entre sí.

**Puesta a neutro:** sistema de protección contra contactos eléctricos indirectos, que consiste en unir las carcasas de los equipos al neutro, de tal forma que los defectos de aislamientos, se transformen en cortocircuitos entre fase y neutro. En la actualidad se prohíbe realizar esta práctica.

**Puesta a tierra (*Grounding or Earthing or earth termination system or groundidngm electrode*):** grupo de elementos conductores equipotenciales, en contacto eléctrico con el suelo o una masa metálica de referencia común, que distribuye las corrientes eléctricas de falla en el suelo o en la masa. Comprende electrodos, conexiones y cables enterrados.

**Puesta a tierra antiestática:** subsistema de puesta a tierra diseñado y construido para drenar hacia el terreno las cargas originadas en fenómenos de electricidad estática, por su gran riesgo de producir incendios o daños en equipos electrónicos.

**Puesta a tierra de protección contra rayos:** subsistema de puesta a tierra que debe garantizar la dispersión y disipación en el terreno de las corrientes provenientes de las descargas eléctricas atmosféricas directas sobre la instalación considerada.

**Puesta a tierra permanente o funcional:** aquella asociada al sistema eléctrico de alimentación o circuito normal de trabajo; sirve tanto para condiciones de funcionamiento normal, como de falla. Pueden ser de subestación, comunicaciones, estática, equipo sensible, protección contra rayos o requerida por las disposiciones de los fabricantes de equipo electrónico.

**Puesta a tierra temporal (*Temporary o Protective Grounding*):** dispositivo de puesta a tierra y en cortocircuito, para protección del personal que interviene en redes desenergizadas o para descarga de electricidad estática. No es del ámbito de esta norma.

**Puesto a tierra (*Grounded*):** se refiere a la condición de un sistema, circuito o aparato conectado a tierra intencional o accidentalmente. No se deben emplear términos como aterrado o aterrizado.

**Punto neutro:** punto común de un sistema polifásico conectado en estrella o el punto medio puesto a tierra de un sistema monofásico trifilar.

**Red equipotencial (*Earthing Network o equipotential bonding network*):** conjunto de conductores del SPT que no están en contacto con el suelo o terreno y que conectan sistemas eléctricos, equipos o instalaciones con la puesta a tierra.

**Régimen de conexión a tierra - RCT o Régimen de neutro (*Neutral Point Treatment*):** modo de conexión del punto neutro con la puesta a tierra. Normalmente se regula para cada país. En Colombia es **TNC-S**.

**Resistencia de puesta a tierra o resistencia de dispersión (*Earth Resistance*):** es la relación entre el potencial del sistema de puesta a tierra a medir, respecto a una tierra remota y la corriente que fluye entre estos puntos.

**Resistividad del terreno (*Earth Resistivity*):** relación entre la diferencia de potencial en un material y la densidad de corriente que resulta en el mismo. Es la resistencia específica de una sustancia. Numéricamente es la resistencia ofrecida por un cubo de 1 m x 1 m x 1 m, medida entre dos caras opuestas. Se da en ohmio metro ( $\Omega.m$ ).

**Sistema de puesta a tierra SPT (*Earthing or Grounding System*):** conjunto de elementos conductores de un sistema eléctrico específico, sin riesgo de interrupción involuntaria, que conectan los equipos eléctricos con el terreno o una masa metálica. Comprende la puesta a tierra y la red equipotencial.

**Sistema flotante:** sistema eléctrico no puesto a tierra intencionalmente.

**Sobretensión (*Overvoltage*):** tensión anormal existente entre dos puntos de una instalación eléctrica, superior a la tensión máxima de operación normal de un dispositivo, equipo o sistema.

**Sólidamente puesto a tierra (*Grounded Solidly*):** régimen de conexión a una puesta a tierra, sin otra impedancia que la del cable.

**Suelo o terreno (*Soil*):** capa de productos de meteorización, llena de vida, que se encuentra en el límite entre la roca inerte de la corteza y la atmósfera.

**Telurómetro (*Tellurohm o Earth Tester*):** nombre en castellano del equipo diseñado para medición de resistividad y resistencia de sistemas de puesta a tierra. Sus principales características son: frecuencia, alarma, detección de corrientes espurias, escala y margen de error.

**Tensión de contacto (*Touch Voltage*):** diferencia de potencial que durante una falla se presenta entre una estructura metálica puesta a tierra y un punto de la superficie del terreno a una distancia de un metro. Esta distancia horizontal es equivalente a la máxima que se puede alcanzar al extender un brazo.

**Tensión de interferencia:** elevación del potencial de tierra que aparece en los sistemas de tierra de forma permanente, debido a corrientes que circulan por el sistema de puesta a tierra.

**Tensión de Paso (*Step Voltage*):** diferencia de potencial que durante una falla se presenta entre dos puntos de la superficie del terreno, separados por un paso (aproximadamente un metro).

**Tensión de malla:** es la diferencia entre el GPR y la tensión de superficie.

**Tensión neutro-tierra:** diferencia de potencial en un circuito, entre los conductores de neutro y de puesta a tierra.

**Tensión transferida:** caso especial de la tensión de contacto donde un potencial es conducido hasta un punto remoto respecto a la subestación o a una puesta a tierra.

**Tiempo de despeje de falla:** tiempo que transcurre desde el inicio de una falla, hasta el momento en que se desconecte al ser accionado por un dispositivo de protección y está dado por:

En donde:

$$T_c = T_p + T_d + T_a$$

$T_c$  = tiempo de despeje

$T_p$  = tiempo de comparación

$T_d$  = tiempo de decisión

$T_a$  = tiempo de acción, incluyendo el tiempo de operación del dispositivo de desconexión.

**Tierra (*Earth, Ground, Terra, Terre, Örlíche, Ziemia*):** para sistemas eléctricos, es una expresión que generaliza todo lo referente a sistemas de puesta a tierra. En temas eléctricos se asocia a suelo, terreno, tierra, masa, chasis, carcasa, armazón, estructura o tubería de agua. Se le considera como la referencia de potencial de cero voltios en condiciones de operación normal.

**Tierra aislada (*Insulated Grounding Equipment Conductor or Noiseless Earth*):** es un conductor de tierra para equipos electrónicos que debe ser aislado y que recorre las mismas conducciones o canalizaciones que los conductores de alimentación.

**Tierra de referencia:** barraje interno de los equipos electrónicos, que fija el potencial de referencia cero para sus circuitos internos. También se le conoce como tierra lógica o terminal común de circuitos.

**Tierra redundante:** término aplicado a la conexión especial de conductores de puesta a tierra de equipos, que va a tomacorrientes y equipo eléctrico fijo en áreas de cuidado crítico, interconectando la tubería metálica y el conductor aislado de tierra, para asegurar la protección de los pacientes contra las corrientes de fuga.

**Tierra remota (*Earth Remote*):** puesta a tierra lejana, respecto a la puesta tierra considerada, para la cual se asume que su potencial es cero y que no causa interferencia.

**Tomacorrientes con polo a tierra (*Receptacle*):** son aquellos con una tercera clavija que hace el primer contacto eléctrico al conectar el equipo. Algunos vienen con la tierra unida a la caja y otros con la tierra aislada (para equipos sensibles).

## RESUMEN

**TÍTULO:** DISEÑO DEL PROCESO PARA ESTUDIO DE TIERRAS Y PUNTOS CALIENTES EN LOS TRANSFORMADORES 300465 Y 300691 DE LA ELECTRIFICADORA DE SANTANDER EN EL MUNICIPIO DE BARRANCABERMEJA\*

**AUTOR:** BALAGUER ACERO, César Alejandro\*\*

**PALABRAS CLAVE:** Estrategia, Puesta a tierra, Transformador, Apantallamiento, Caracterización, Puntos calientes, Termografía, Conexión equipotencial, Neutro.

### DESCRIPCIÓN:

En este trabajo de grado se realiza el diseño del proceso para el estudio de tierras y puntos calientes en subestaciones aéreas de la Electrificadora de Santander, basados en parámetros definidos por el marco normativo y reglamentario vigente a nivel nacional, cumpliendo con los requisitos arquitectónicos de las obras civiles y eléctricas, teniendo como propósito mejorar la gestión del consumo de energía eléctrica con el fin de que cada proceso sea más eficiente, minimizando las pérdidas pero maximizando el mejoramiento de los procesos continuos que día a día se llevan a cabo en la Electrificadora de Santander.

Cuando se quiere construir, ampliar, remodelar, verificar y/o renovar cualquier instalación eléctrica sin importar el año de su construcción o diseño, debe llevar un estado de conformidad, verificando el cumplimiento de las normas y evitando problemas que impidan el buen funcionamiento de las instalaciones, preservando como objetivo principal la protección de personas, medio ambiente y demás.

Para este fin, este documento expone; en primer lugar los estándares técnicos y normativos que sirvieron de soporte para esta investigación. Se describen los pasos a tener en cuenta para el diligenciamiento del diseño realizado, luego se presenta la aplicación implementada en dos subestaciones aéreas tomando como epicentro el municipio de Barrancabermeja y finalmente, se presentan las conclusiones y recomendaciones necesarias para que los equipos instalados, y en sí, toda la subestación aérea eliminen o eviten los problemas de tierras y puntos calientes posibles en la instalación.

---

\* Proyecto de Grado.

\*\* Facultad de Ingenierías Físico-Mecánicas. Escuela de Ingenierías Eléctrica, Electrónica y Telecomunicaciones. Director: MSc. Jorge Hernando Ramón S. Codirectores: MSc. Julio César Chacón, Ing. Diana Carolina Carrillo.

## ABSTRACT

**TITLE:** DESIGN OF STUDY OF PROCESS FOR LAND AND HOT ITEMS IN TRANSFORMERS 300465 AND 300691 LOW VOLTAGE ELECTRIFICADORA DE SANTANDER IN THE MUNICIPALITY OF BARRANCABERMEJA\*

**AUTHOR:** BALAGUER ACERO, Cesar Alejandro\*\*

**KEYWORDS:** Strategy, Grounding, Transformer, Shielding, Characterization, Hot spots, Thermography, Equipotential Bonding, Neutral.

### DESCRIPTION:

In this degree work process design for the study of hot spots on land and air substations Electrificadora Santander, based on parameters defined by the current policy and regulatory framework at national level, meeting the architectural requirements of the work is done civil and electrical, with the purpose to improve the management of electricity consumption in order that each process more efficient, minimizing losses while maximizing continuous improvement processes that day are held in Santander Electrificadora.

When you want to build, expand, remodel, verify and / or renew any electrical installation regardless of the year of its construction or design, you must carry a compliance status, verifying compliance and avoiding problems that impede the efficient functioning of the facilities, preserving as main objective the protection of persons, environment and others.

To this end, this paper sets; first the technical and regulatory standards that supported this research. Here are the steps to consider in the processing of the design done, then the deployed application comes in two aerial substations using as epicenter the city of Barrancabermeja and finally, conclusions and recommendations necessary for installed equipment are presented, and yes, all air substation eliminate or avoid the problems of lowlands and possible points in the installation.

---

\* Research Work.

\*\* Faculty of Physical – Mechanical Engineering. Electric, Electronic and Telecommunications School. Directed : MSc. Jorge Hernando Ramón S. Co-directed: MSc. Julio César Chacón, Ing. Diana Carolina Carrillo.

## INTRODUCCIÓN

El desarrollo económico e industrial realizado por la humanidad en los últimos años ha dejado una traza negativa en el medio ambiente que se ha contrapuesto con intensas campañas de limpieza lideradas por las mismas naciones causantes del excesivo uso de los recursos naturales. En la actualidad conceptos como la huella ecológica, el calentamiento global y el efecto invernadero han trascendido desde las retóricas conceptuales de los escenarios de alto nivel para formar parte de la realidad cotidiana de muchas sociedades y comunidades pero así mismo se tiene claro que los países siguen en desarrollo continuo y que sus fuentes de alimentación no pueden parar de abastecer a una sociedad que está en constante crecimiento, por lo tanto, se buscan el mejoramiento de esas fuentes existentes y que desde su generación hasta el consumo final sea un proceso cada vez más eficaz y eficiente<sup>1</sup>.

Hoy en día, es un requisito el constante servicio de energía eléctrica para el desarrollo de actividades cotidianas, de forma que se genera la necesidad de hacer un correcto mantenimiento preventivo y/o predictivo a los sistemas de distribución y alimentación, en Colombia la Comisión de Regulación de Energía y Gas (CREG) en su resolución 097 de 2008<sup>2</sup>, hace referencia a la calidad de la energía como la continuidad del servicio a sus usuarios, por ello la localización de fallas es indispensable para lograr este propósito<sup>3</sup>.

---

<sup>1</sup> CHINCHILLA, Luis. "Diseño del sistema de puesta a tierra de una planta termoeléctrica". Caracas. 2008.

<sup>2</sup> COLOMBIA. COMISIÓN REGULADORA DE ENERGÍA Y GAS (CREG). Resolución No. 097 (26 de septiembre de 2008). [Disponible en]: <http://apolo.creg.gov.co/Publicac.nsf/Indice01/Resolucion-2008-Creg097-2008>

<sup>3</sup> MORENO, German; VALENCIA, Jaime Alejandro; CÁRDENAS, Carlos Alberto; VILLA, Walter Mauricio. Fundamentos e ingeniería de las puestas a tierra: Respuestas ante fallas eléctricas y rayos. Universidad de Antioquia. Vol. 1. Septiembre de 2009.

La electricidad es un recurso esencial para garantizar condiciones vitales. Sin embargo, la naturaleza de los servicios eléctricos y su demanda por usuario no garantiza el uso racional de la misma. Esto conlleva a una serie de riesgos ambientales que motiva la exploración de alternativas para lograr eficiencia en el manejo y uso de este recurso, previniendo fallas en su utilización, manejando la creciente variable del desarrollo de nuevas tecnologías y su aplicación para que los sistemas antiguos se renueven sin cortar su servicio. Cabe resaltar que para lograrlo es necesario el uso de normas y reglamentos que permiten tener en funcionamiento los sistemas con la mayor eficacia posible y por encima de todos los casos sin hacer daño al medio en el que funciona<sup>4</sup>.

Este estudio se realiza con el fin de diseñar una estrategia para evaluar tierras y puntos calientes en subestaciones aéreas de la Electrificadora de Santander, con un enfoque preventivo, teniendo en cuenta que se desea mantener un registro constante de toma de datos y análisis del sistema en general, utilizando la instalación de equipos electrónicos en la red eléctrica. Su propósito es la caracterización de los equipos de transformación y el análisis de cargas en ciclos de trabajo entrelazados con la renovación del sistema debido a la creciente tasa de consumo que se ve habitualmente.

El diseño se realizará basado en la normativa nacional como el Código Eléctrico Colombiano NTC 2050<sup>5</sup> y el Reglamento Técnico de Instalaciones Eléctricas RETIE 2013<sup>6</sup>. La normativa establece parámetros para el cálculo de los calibres de los conductores, la acometida, centros de transformación de media/baja tensión

---

<sup>4</sup> PANESSO, Andrés F.; MORA, Juan. Análisis comparativo de métodos de localización de fallas en sistemas de distribución con cargas conectas a tierra. Universidad Tecnológica de Pereira. Vol. 18. N° 1. Abril de 2013.

<sup>5</sup> INSTITUTO COLOMBIANO DE NORMAS TÉCNICAS COLOMBIANAS Y CERTIFICACIÓN ICONTEC. Norma Técnica Colombiana. NTC 2050. Bogotá D.C. Noviembre 25 de 1998.

<sup>6</sup> COLOMBIA. MINISTERIO DE MINAS Y ENERGIA. Reglamento Técnico de Instalaciones Eléctricas (RETIE). Bogotá D.C. 2013.

y todos los requisitos mínimos que se deben tener en cuenta para el diseño, construcción, mantenimiento y remodelación de los sistemas eléctricos nacionales.

Este proyecto hace parte de una experiencia formativa en las mejores prácticas de la perspectiva disciplinar de la ingeniería eléctrica y sustenta una alternativa eficiente para el estudio de fallas presentes en las subestaciones aéreas.

# 1. ESPECIFICACIONES GENERALES DEL PROYECTO

## 1.1 PLANTEAMIENTO DEL PROBLEMA

Las máximas autoridades en energía eléctrica como el Ministerio de Minas y Energía de la Republica de Colombia, han adoptado una serie de reglamentos y normas como el Reglamento Técnico de Instalaciones Eléctricas RETIE y la Norma Técnica Colombiana NTC 2050, utilizados para prevenir, minimizar y eliminar los riesgos eléctricos con el fin de garantizar la seguridad de las personas, la vida animal y vegetal así como la preservación del medio ambiente.

Así mismo según el artículo 10.6 del RETIE<sup>7</sup> menciona que para la operación y mantenimiento de instalaciones eléctricas incluyendo las construidas con anterioridad del RETIE (toda construcción anterior al primero de mayo de 2005) deben verificar que no presenten riesgo o peligro para la seguridad del medio ambiente, al igual que todas las instalaciones eléctricas nuevas, a la ampliación y la remodelación de instalaciones eléctricas residenciales, comerciales o industriales dependiendo del porcentaje de modificación.

Teniendo en cuenta lo expuesto anteriormente la Universidad industrial de Santander en convenio con la Electrificadora de Santander han implementado nuevas tecnologías para la recolección de datos y medidas hechas en puntos claves donde el sistema muestra mayor consumo y/o pérdidas, tomando como escenario el municipio de Barrancabermeja, estas nuevas tecnologías conllevan a la instalación de equipos electrónicos en la red eléctrica y por tanto a la aplicación de los reglamentos y normas que impone el Ministerio de Minas y Energía

---

<sup>7</sup> COLOMBIA. MINISTERIO DE MINAS Y ENERGÍA. Op. Cit. Pp. 50.

teniendo en cuenta que Barrancabermeja es uno de los lugares con mayor confluencia intertropical y presenta alta actividad eléctrica atmosférica.<sup>8</sup>

Por esta razón el convenio necesita la intervención de una revisión y/o inspección que permita determinar las fallas en el sistema como consecuencia de la instalación de equipos electrónicos a la red cuando no se siguen los protocolos que demanda la reglamentación. Por otra parte las instalaciones están en operación desde antes que se implementara el RETIE y debido a las modificaciones en la red, se llega a la necesidad de hacer cumplir la normatividad respectiva a cada parte de la instalación ya que no sólo se instalan equipos nuevos con nuevas tecnologías sino que por otro lado la demanda de usuarios finales crece cada vez más en esta zona.

El objetivo de este trabajo de grado es diseñar un proceso a seguir por la empresa Electrificadora de Santander (ESSA) para la revisión de tierras y puntos calientes presentes en una red de media/baja tensión en el municipio de Barrancabermeja; por medio de este diseño se pretende evidenciar las posibles irregularidades que se presentan, ocasionando fallas a los equipos electrónicos instalados o al mismo sistema eléctrico, por otra parte, se pretende aplicar el diseño a las nuevas y antiguas conexiones dentro o fuera del municipio de Barrancabermeja a cargo de la empresa ESSA, con el fin de hacer un mantenimiento preventivo constante a las redes eléctricas que maneje el operador de red.

---

<sup>8</sup> CASAS, Favio. Tierras: Soporte de la Seguridad Eléctrica. ICONTEC: Bogotá D.C. 2005.

## 2. JUSTIFICACIÓN

Los avances tecnológicos de los últimos años han alimentado en la sociedad la idea de tener asegurado su bienestar dominando la naturaleza; a raíz de esto se han originado grandes desequilibrios por complacer la demanda de energía eléctrica, entre ellos, la crisis de sobrecargas ocasionada por el incremento de la población y el consumo excesivo de este recurso, además de las fallas que puedan presentar los sistemas antiguos, debido a que no han tenido ninguna revisión durante su periodo de funcionamiento. En la actualidad se afrontan graves problemas por daños en los equipos que dependen de la red, donde el estudio de fallas en puesta tierra y análisis de puntos calientes juegan un papel esencial.

Dada la necesidad de recopilar, transmitir y analizar los datos de lugares remotos, procesos industriales y el seguimiento de cualquier proceso que necesite un constante monitoreo, se requiere el cuidado y preservación de los equipos electrónicos que se encargan de estar midiendo y monitoreando las variables que serán obtenidas mediante sensores de potencias, corrientes y tensiones.

Con el fin de prolongar la vida útil de los equipos, se crea una estrategia para la empresa ESSA, quien no cuenta con un procedimiento a seguir para el estudio de tierras y puntos calientes en baja tensión, de forma que se busca solucionar los inconvenientes presentados en las instalaciones de equipos electrónicos y de comunicación, así el convenio que hay entre la electrificadora de Santander (ESSA) y la Universidad Industrial de Santander (UIS) tendrá perfecto cumplimiento. Por otro lado este proyecto pretende crear un proceso a seguir para ser implementado por la Electrificadora de Santander para realizar la revisión de tierras y puntos calientes en nodos de media/baja tensión, tomando como campo de acción dos transformadores del municipio de Barrancabermeja con número de serie 300465 y 300691 en los barrios Jerusalen y Kenedy respectivamente.

## **3. OBJETIVOS**

### **3.1 OBJETIVO GENERAL**

Diseñar y desarrollar una estrategia para la revisión y evaluación de fallas en tierras y puntos calientes en redes de media/baja tensión.

### **3.2 OBJETIVOS ESPECÍFICOS**

- Revisar y recopilar el estado del arte en estudio de tierras y puntos calientes en nodos de media/baja tensión.
- Diseñar una estrategia para revisión y evaluación de tierras en redes de media/baja tensión, como modelo a seguir en el convenio entre la empresa ESSA y la Universidad Industrial de Santander.
- Diseñar una estrategia para revisión y evaluación de puntos calientes en redes de media/baja tensión, como modelo a seguir en el convenio entre la empresa ESSA y la Universidad Industrial de Santander.
- Aplicar la estrategia de tierras y puntos calientes en los transformadores con placas 300465 y 300691 del municipio de Barrancabermeja dentro del convenio entre la empresa ESSA y la Universidad Industrial de Santander.
- Entrega de resultados obtenidos dentro del convenio entre la empresa ESSA y la Universidad Industrial de Santander de la estrategia aplicada.

## 4. MARCO REFERENCIAL

### 4.1 PRINCIPALES SEÑALES DE SEGURIDAD

En casos donde el riesgo no se ha podido eliminar, reducirse o cuando es necesario enfatizar algunos controles, las técnicas de prevención y señalización ocupan un papel importante, brindando la posibilidad de advertir y reconocer a tiempo un posible riesgo, cumpliendo con características como la atracción de quien lo observa, entregando mensajes de prevención y permitiendo crear la necesidad de cumplir lo indicado.

Es de suma importancia que las instalaciones eléctricas cuenten con la señalización pertinente teniendo en cuenta la siguiente normatividad:

- El Código de Ética Profesional<sup>9</sup>, aplicable a los ingenieros afines y auxiliares, definido en la Ley 842 de 2003.
- Las Leyes: 51 de 1986<sup>10</sup>, 19 de 1990<sup>11</sup> y 392 de 1997<sup>12</sup> aplicables especialmente al ejercicio de la electricidad.
- La Ley 842 de 2003, regula el ejercicio profesional de la ingeniería y sus profesionales afines.

---

<sup>9</sup> COLOMBIA. CONGRESO DE LA REPÚBLICA. Ley 842 (Diciembre 23 de 2003). Código de Ética Profesional del Ingeniero. Diario Oficial 45251. Bogotá, D.C. 2003. [Disponible en]: [http://www.mineduacion.gov.co/1621/articles-105031\\_archivo\\_pdf.pdf](http://www.mineduacion.gov.co/1621/articles-105031_archivo_pdf.pdf)

<sup>10</sup> COLOMBIA. CONGRESO DE LA REPUBLICA. Ley 51 (Octubre 15 de 1986). Por la cual se reglamenta el ejercicio de las profesiones de ingeniería eléctrica, ingeniería mecánica y profesiones afines y se dictan otras disposiciones. Diario Oficial 37673. Bogotá, D.C. 1986. [Disponible en]: [ftp://ftp.camara.gov.co/camara/basedoc/ley/1986/ley\\_0051\\_1986.html](ftp://ftp.camara.gov.co/camara/basedoc/ley/1986/ley_0051_1986.html)

<sup>11</sup> COLOMBIA. MINISTERIO DE EDUCACIÓN NACIONAL. Ley 19 (Enero 24 de 1990). Por la cual se reglamenta la profesión de Técnico Electricista en el territorio nacional. Diario Oficial 39157.24. Año CXXVI. [Disponible en]: [http://www.mineduacion.gov.co/1621/articles-104526\\_archivo\\_pdf.pdf](http://www.mineduacion.gov.co/1621/articles-104526_archivo_pdf.pdf)

<sup>12</sup> COLOMBIA. MINISTERIO DE EDUCACIÓN NACIONAL. Ley 392 (Julio 23 de 1997). Por la cual se reglamenta el ejercicio de la profesión de Tecnólogo en Electricidad, Electromecánica, Electrónica y afines. Diario Oficial 43093. Bogotá, D.C. 1997. [Disponible en]: [http://www.mineduacion.gov.co/1621/articles-105008\\_archivo\\_pdf.pdf](http://www.mineduacion.gov.co/1621/articles-105008_archivo_pdf.pdf)

- El RETIE como instrumento Técnico-Legal para Colombia permite garantizar que las instalaciones, y los componentes usados para la generación, transmisión, transformación, distribución y utilización de la energía eléctrica sean seguras y confiables teniendo como prioridad la seguridad de las instalaciones.

En el Anexo R se muestra las diferentes clases de señales preventivas y obligatorias que muestra el Reglamento Técnico Colombiano de Instalaciones Eléctricas RETIE, estas señales serán de gran ayuda para la prevención de daños en algunos casos donde se demuestre su necesidad para hacer efectivo los resultados de este proyecto.

## **4.2. GENERALIDADES**

En el presente trabajo de grado se podrán encontrar todos los parámetros relacionados para la inspección y revisión de subestaciones aéreas, teniendo en cuenta los niveles de tensión y potencia para los nodos de media/baja tensión relacionados.

**4.2.1 Niveles de tensión.** Toda instalación eléctrica debe asociarse a uno de los siguientes niveles de tensión<sup>13</sup>:

- Baja tensión (BT): para una tensión nominal mayor o igual a 25 V y menor o igual a 1000 V.

---

<sup>13</sup> INSTITUTO COLOMBIANO DE NORMAS TÉCNICAS (ICONTEC). NTC 1340. Electrotecnia. Tensiones y Frecuencias Nominales en Sistemas de Energía Eléctrica en Redes de Servicio Público. 2004.

- Media tensión (MT): para una tensión nominal mayor a 1000 V y menor a 57,5 kV.
- Alta tensión (AT): para tensiones mayores o iguales a 57,5 kV y menores o iguales a 230 kV.
- Extra alta tensión (EAT): todas las tensiones superiores a 230 kV.

*“Toda instalación eléctrica objeto del RETIE, debe asociarse a uno de los anteriores niveles. Si en la instalación existen circuitos o elementos en los que se utilicen distintas tensiones, el conjunto del sistema se clasificará para efectos prácticos, en el grupo correspondiente al valor de la tensión nominal más elevada”<sup>14</sup>.*

**4.2.2 Tipo de subestación.** De acuerdo con su forma las subestaciones o centro de transformación encargados de realizar la transformación de un nivel de tensión a otro adecuado para su distribución se clasifican de la siguiente manera<sup>15</sup>:

- **Aéreas:** para capacidades inferior o igual a 150 kVA, a menos que la instalación tenga los requisitos exigidos para subestación capsulada.
- **De pedestal:** si tienen una capacidad superior o igual a 225 kVA, a menos que la subestación tenga los requisitos exigidos para subestación capsulada.
- **Capsuladas:** si se hace en predios que tengan una o varias de las siguientes características:
  - Instalación bajo techo.
  - Estratos 4, 5 y 6.
  - Donde las redes de distribución sean subterráneas.

<sup>14</sup> COLOMBIA. MINISTERIO DE MINAS Y ENERGÍA. Op. Cit. Pp. 52.

<sup>15</sup> ELECTRIFICADORA DE SANTANDER (ESSA). Norma Técnica ESSA. Norma para el diseño de sistemas de distribución. Bucaramanga. 2005.

- **Tipo Jardín:** para cualquiera de las siguientes zonas:
  - Conjuntos residenciales cerrados en cualquier estrato, sobre áreas de servicios comunes.
  - Instalación bajo techo.

Teniendo en cuenta la anterior información se pueden clasificar el tipo de subestación relacionada en el alcance del presente trabajo de grado; el tipo de subestación que se quiere analizar es la tipo poste o aéreas donde se trabajó directamente en los nodos 300465 y 300691 con niveles de tensión de 13,2 kV/ 220-120 V comprendidos en el acuerdo ESSA - UIS para medida centralizada y las potencias nominales de los transformadores instalados en subestación aérea o tipo poste en Colombia están comprendidas en la Tabla 1.

**Tabla 1.** Potencias nominales de transformadores instalados en subestación aérea o tipo poste en Colombia

<b>TRANSFORMADORES TRIFÁSICOS 13,2 kV O 11,4 kV -0,208/0,120 kV</b>	<b>TRANSFORMADORES MONOFÁSICOS 13,2 kV O 11,4 kV, 7,6 kV O 6,6 kV -0,208/0,120 kV</b>
15 kVA	5 kVA
30 kVA	10 kVA
45 kVA	15 kVA
75 kVA	25 kVA
112,5 kVA	37,5 kVA
150 kVA	50 kVA

**FUENTE:** Curso de Redes Eléctricas. Universidad Distrital Francisco José de Caldas.

Para subestaciones aéreas es posible utilizar estructura sencilla cuando el transformador es menor a 112,5 kVA, teniendo en cuenta que el peso debe ser inferior a 600 kgf y siempre que la estructura o cimiento tenga una resistencia de rotura no menor a 510 kgf, por otro lado se puede aceptar un transformador de potencia superior a 112,5 kVA pero no mayor a 150 kVA con pesos menores a 700 kgf para estructuras mayores a 770 kgf. Si el transformador tiene una potencia mayor a 150 kVA debe ir en un estructura doble tipo H por lo general. En el Anexo S se puede observar el diseño de cada tipo de subestación aérea.

**4.2.3. Equipos principales en las subestaciones eléctricas aéreas.** Las subestaciones aéreas están conformadas por diferentes equipos entre los cuales se destacan el transformador de distribución, los equipos de protección y los equipos de medida.

**4.2.3.1 Transformador de distribución.** En una subestación el transformador es casi el equipo de mayor importancia, esto se debe al trabajo que hace convirtiendo una tensión a otra por medio de la acción de un campo magnético; en el caso de las subestaciones aéreas el cambio de media a baja tensión por medio del campo magnético se realiza con el fin de alimentar a usuarios finales.

Algo que no se puede olvidar es la fijación de los transformadores a los apoyos que componen la subestación, estos apoyos deben soportar como mínimo 2,5 veces el peso del transformador y deben ser puestos de manera que quede orientado hacia la red y no hacia la edificación y si la estructura de apoyo es de retención, el transformador debe instalarse hacia el lado del templete.

**4.2.3.2 Equipos de protección.** Para subestaciones aéreas los equipos de protección contra sobretensiones, sobrecorrientes y fallas como las atmosféricas son el descargador de sobretensiones, cortacircuito, los fusibles y los

seccionadores entre otros, para los cuales se nombran los más importantes en el Anexo U.

### **4.3. SISTEMAS DE PUESTA A TIERRA (SPT)**

En ingeniería eléctrica la puesta a tierra se puede entender como una tecnología de acción donde no solo los conocimientos científicos y tecnológicos tienen cabida, sino que, adicionalmente los empíricos comprobados, pueden asegurar la utilización de la tierra como elemento eléctrico de una manera eficiente y segura.

La aplicación de la puesta a tierra tiene cabida en instalaciones industriales y/o domésticas, partiendo que es una regla necesaria para las personas, equipos eléctricos, medio ambiente, entre otros. Su conformación parte de un conjunto de electrodos, cables, conexiones, y tierra física, dispuestas conectadas entre sí para conducir, drenar y disipar corrientes de falla o no deseadas a la tierra; por ello se utiliza como tensión de referencia, de este modo la protección de todas las partes metálicas que no deben transportar energía eléctrica se conectan a tierra<sup>16</sup>.

Un sistema eléctrico puede ser puesto a tierra (*grounded*) a través de uno de varios métodos:

1. Sólidamente a tierra (cuando hay una conexión directa con tierra sin impedancias intencionales).
2. Por medio de una impedancia (una resistencia o una reactancia).
3. No ser puesto a tierra (no tener una conexión intencional con tierra para lo cual se debe sustentar por qué no se cuenta con conexión a tierra).

Los sistemas eléctricos son puestos a tierra para:

1. Estabilizar las tensiones del sistema.

---

<sup>16</sup> INSTITUTO COLOMBIANO DE NORMAS TÉCNICAS Y CERTIFICACIÓN (ICONTEC). Op. Cit. Apartado 14237. 1998.

2. Limitar las diferencias de potencial a que se someten los materiales aislantes.
3. Minimizar las tensiones de falla a tierra.
4. Permitir un camino de retorno para las corrientes de falla de manera que los equipos de protecciones puedan operar.

Los sistemas trifásicos puestos a tierra sólidamente usualmente se conectan en Y, con su punto neutro puesto a tierra. Los sistemas no puestos a tierra pueden ser Y o delta, aunque el delta es el más común y se pueden ver en la transformación de energía para la transmisión o generación.<sup>17</sup>

Si se tiene un sistema delta puede ser puesto a tierra por medio de un transformador en zig-zag, tomando el punto neutro en este tipo de transformador se puede derivar a tierra solidamente. Si el transformador cuenta con una capacidad considerable se puede aterrizar sólidamente y ser utilizado como parte del sistema eléctrico trifásico de cuatro hilos.

**4.3.1 Normatividad actual en Colombia.** Como antecedentes a la normativa colombiana se encuentran los principios de la norma IEEE-80<sup>18</sup> “*Guide for safety A.C. substation grounding*”. En esta norma se exponen los conocimientos, teorías y técnicas desarrolladas hasta la fecha para el diseño de una subestación. La norma fue revisada en 1974 pero no se le hicieron modificaciones importantes y la guía de 1976 quedó prácticamente igual, cubriendo todo tipo de subestación en su alcance y su última actualización en 2013 con un nuevo anexo que compara las ecuaciones de la versión anterior. En la IEEE 80-2013 se pretende mejorar el conocimiento general de diseño de malla de tierra de los usuarios y proporcionar información más detallada para diseñar una malla de tierra que sea verificada con los software que se encuentran por todo el mundo.

---

<sup>17</sup> Problemas de Ingeniería de Puesta Tierra. Vista Panorámica de la Ingeniería de Puesta a Tierra. Definición. Limusa Noriega Editores, Segunda edición. México. 2002. Pp. 27.

<sup>18</sup> INSTITUTE OF ELECTRICAL AND ELECTRONIC ENGINEERS (IEEE). Guide for Safety AC Substation Grounding. IEEE 80. 2000.

En 1983 se publicó la norma IEEE-81<sup>19</sup> “*Guide for measuring earth resistivity, ground impedance and earth surface potencial of a ground system*” en la que se hace un especial énfasis en las medidas de resistividad para el uso del modelo de las dos capas para subestaciones de alta tensión y en 1992 se lanzó la norma IEEE-81.2 para la medición de sistemas de puesta a tierra extendido o interconectado (parte 2) completando la versión de 1983.

Otra de las normas que se deben tener en cuenta es Código Eléctrico Colombiano (CEC) quien tiene como propósito salvaguardar a las personas y los bienes contra los riesgos que pueden surgir por el uso de la electricidad en una instalación eléctrica y que con la aplicación de esta norma y un mantenimiento adecuado la instalación quedará casi libre de riesgos<sup>20</sup>.

Por otra parte, la sección 250 - Puesta a Tierra del CEC busca garantizar que la instalación eléctrica sea segura contra posibles incendios producidos por sobretensiones transitorias como rayos, corriente de falla a tierra y choques eléctricos. Los métodos de instalación que deben ser seguidos para garantizar la seguridad de la instalación se enfocan en la puesta a tierra del sistema de potencia que permite la conexión del sistema eléctrico a partir de la red pública, del devanado secundario del transformador o de un generador (planta eléctrica) a tierra<sup>21</sup>. Para proteger la seguridad de las personas, la vida animal y vegetal y el medio ambiente ante riesgo eléctrico producto de instalaciones eléctricas, se expidió, por medio de la Resolución 18 0398 de 2004, del Ministerio de Minas y Energía, el Reglamento Técnico de Instalaciones Eléctricas (RETIE), en el cual establece las medidas para prevenir, minimizar o eliminar este tipo de riesgo.

---

<sup>19</sup> INSTITUTE OF ELECTRICAL AND ELECTRONIC ENGINEERS (IEEE). *Guide for measuring earth resistivity, ground impedance and earth surface potencial of a ground system*. 1981.

<sup>20</sup> INSTITUTO COLOMBIANO DE NORMAS TÉCNICAS COLOMBIANAS Y CERTIFICACIÓN ICONTEC. Op. Cit. Art. 90.

<sup>21</sup> RIVAS TRUJILLO, Edwin; OLAYA MARULANDA, Carlos Eduardo; GUACANEME, Javier. La puesta a tierra según el Código Eléctrico Colombiano Norma Icontec NTC 2050. Universidad Distrital Francisco José de Caldas. Facultad de Ingeniería. Vol. 6. N° 2. 2001. [Disponible en]: <http://revistas.udistrital.edu.co/ojs/index.php/reving/article/view/2705/3903>

En este reglamento, los sistemas de puesta a tierra desempeñan un papel muy importante, y por ello que en el capítulo 2, denominado “Requisitos técnicos esenciales”, en su artículo 15, se refiere a la puesta a tierra, como uno de los componentes esenciales en los aspectos de seguridad, mientras lo referente a protección contra rayos se trata en el artículo 16 ratificando el especial cuidado que deben tener cualquier tipo de instalación eléctrica.

El RETIE aplica para todas las instalaciones eléctricas, desde generación, transmisión y distribución, hasta el usuario final ya sea de tipo comercial, industrial o residencial, igualmente aplica para todos los procesos, pasando por el diseño, construcción, supervisión, mantenimiento e inspección de las instalaciones.

Por otra parte existen otras normas que brindan información relevante a cerca de la configuración y requisitos de los SPT y conexiones equipotenciales en las series de la Norma Técnica Colombiana:

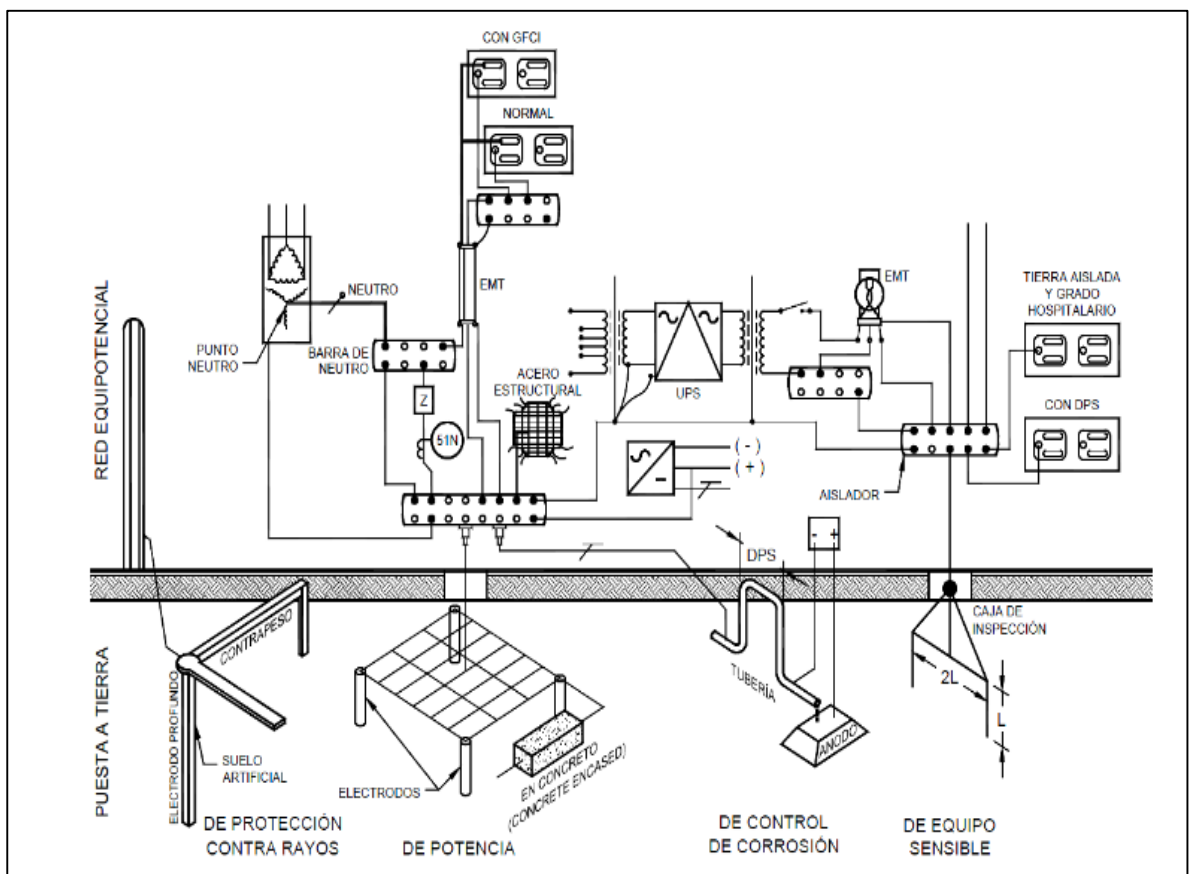
- NTC 4552. Habla de la Protección contra descargas eléctricas atmosféricas para edificaciones de uso final.
- NTC 4628. Esencial para la Calificación de conexiones permanentes usadas en puestas a tierra en subestaciones.
- NCT 4171. Esencial para el diseño de Telecomunicaciones. Nuevas tecnologías. Requisitos para la conexión y continuidad de tierra para telecomunicaciones en construcciones comerciales.
- NTC 2155. La cual tiene como prioridad los Conectores de potencia para subestaciones eléctricas.
- NTC 2206. Usada para el Equipo de conexión y puesta a tierra.

Adicionalmente el ICONTEC, respondiendo a la necesidad de desarrollar una norma técnica específica sobre el tema de sistemas de puesta a tierra, desarrolla un Proyecto Norma Técnica en SPT 389/03.

Todas las normas relacionadas anteriormente brindan una serie de recomendaciones y buenas prácticas que deben tenerse en cuenta durante la planeación, diseño, construcción, puesta en marcha y funcionamiento. El RETIE y el proyecto de norma técnica en sistema de puesta a tierra NTC 389/03 evidencian los sistemas de puesta a tierra para diferentes situaciones de la siguiente manera observando la Figura 1:

1. SPT equipos sensibles.
2. SPT de sistemas de potencia.
3. SPT de protección contra rayos.
4. SPT de control de corrosión.

**Figura 1.** Elementos y clasificación de los SPT

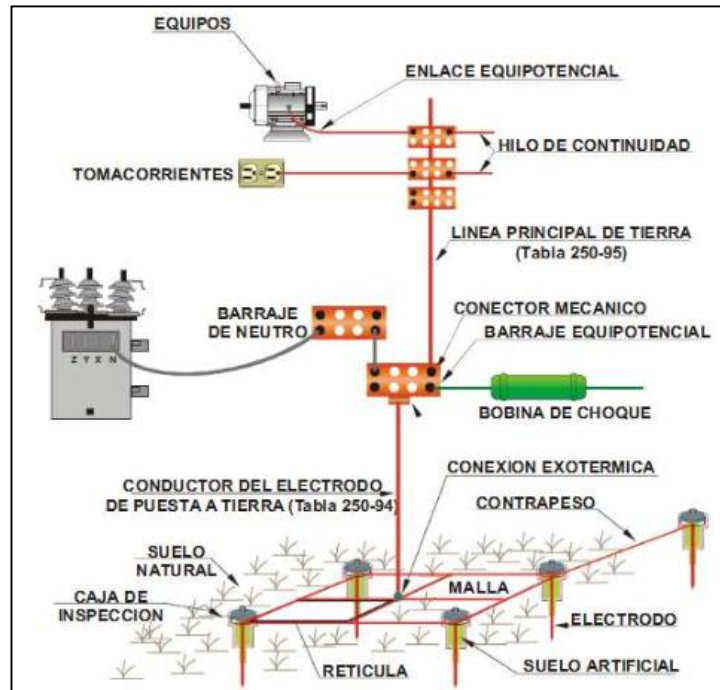


**FUENTE:** NTC 389/03. Figura 4.

**4.3.2 Diferencia entre una conexión a tierra y neutro.** Estas diferencias son muy común sobre todo anteriormente cuando aplicaban normas de forma obligatoria en donde se confundía el neutro con la tierra, esta confusión por lo general se debe a que los dos al final se conecten en algún punto a tierra pero la función de cada uno es diferente. El neutro se encarga de permitir el camino de retorno de la corriente y el conductor de puesta a tierra se utiliza como una seguridad de la conexión para fallas en la instalación. Si se toma la puesta a tierra igual que el neutro es como si se eliminara la protección de la instalación y la seguridad de la misma ya que si se interrumpe el conductor, las carcasas de los equipos conectados a la instalación tendrán un potencial de línea y así toda persona que pueda tener contacto puede sufrir una descarga eléctrica<sup>22</sup>.

### 4.3.3. Principales Componentes básicos de un SPT.

**Figura 2.** Componentes de un SPT



**FUENTE:** CASAS, Favio. Pp. 203.

<sup>22</sup> CASAS, Favio. Op. Cit. Pp. 15.

En la Figura 2, se esquematizan las partes básicas que comprenden un SPT, entre las cuales se aprecian dos grandes bloques: La puesta a tierra (bajo el nivel del terreno) y los cableados o red equipotencial (sobre el nivel del terreno)<sup>23</sup>.

**4.3.3.1 Puesta a tierra.** La puesta a tierra se define como la equipotencialización de todo el conjunto de elementos conductores que puedan estar conectados a una instalación, en contacto con el terreno, pudiendo distribuir las corrientes eléctricas de falla en el terreno. Los principales componentes de una puesta a tierra son:

**4.3.3.2 Electrodo de puesta a tierra.** Este importante elemento es la unión del conductor bajante para la protección con la tierra, es el encargado de distribuir la corriente eléctrica de falla a la tierra, la unión de este con el conductor bajante a tierra, debe hacerse con soldadura exotérmica o un conductor certificado dependiendo del tipo de instalación que se construya, por lo general se recomienda con soldadura exotérmica.<sup>24</sup> El punto de unión debe ser accesible a mínimo 15 cm de la superficie.<sup>25</sup> Los electrodos deben cumplir las dimensiones y valores de la Tabla 2 según las normas mencionadas.

**Tabla 2.** Requisitos para electrodos de puesta a tierra

TIPO DE ELECTRODO	MATERIALES	DIMENSIONES MÍNIMAS			
		Diámetro mm	Área mm <sup>2</sup>	Espesor mm	Recubrimiento µm
Varilla	Cobre	12,7	-	-	-
	Aleaciones de cobre (más de 80% en cobre)	12,7	-	-	-

<sup>23</sup> Ibíd. Pp. 33-34.

<sup>24</sup> COLOMBIA. MINISTERIO DE MINAS Y ENERGÍA. Op. Cit. Pp. 64.

<sup>25</sup> CASAS, Favio. Op. Cit. Pp. 40.

TIPO DE ELECTRODO	MATERIALES	DIMENSIONES MÍNIMAS			
		Diámetro mm	Área mm <sup>2</sup>	Espesor mm	Recubrimiento μm
	Acero inoxidable	15	-	-	-
	Acero galvanizado en caliente	16	-	-	70 *
	Acero con recubrimiento electrodepositado de cobre	14	-	-	250
	Acero con recubrimiento total en cobre	15	-	-	2000
Tubo	Cobre	20	-	2	-
	Acero inoxidable	25	-	2	-
	Acero galvanizado en caliente	25	-	2	55
Fleje o cinta sólida	Cobre	-	50	2	-
	Acero inoxidable	-	100	3	-
	Cobre cincado	-	50	2	40
Cable trenzado	Cobre o cobre estañado	1,8 para cada hilo	50	-	-
	Acero galvanizado en caliente	1,8 para cada hilo	70	-	-
Alambre redondo	Cobre	8	50	-	-

TIPO DE ELECTRODO	MATERIALES	DIMENSIONES MÍNIMAS			
		Diámetro mm	Área mm <sup>2</sup>	Espesor mm	Recubrimiento μm
	Acero galvanizado	10	78,5	-	70
	Acero inoxidable	10	-	-	-
	Acero recubierto de cobre	10	-	-	250
<b>Placa sólida</b>	Cobre	-	250000	1,5	-
	Acero inoxidable	-	360000	6	-

FUENTE: Reglamento Técnico de Instalaciones Eléctricas (RETIE). Tabla 15.2.

**4.3.3.3 Conductores enterrados.** En los SPT los conductores utilizados para unir varios electrodos, deben ser considerados como parte de la puesta a tierra, estos conductores no deben tener contacto con el suelo por lo cual el aislamiento que se utiliza es importante y como quedan enterrados se recomienda que sean de pocos hilos.

**4.3.3.4 Conductor a tierra.** Es el que une el sistema eléctrico con la puesta a tierra, conectado al electrodo que aterriza la corriente de falla. Debe estar dimensionado para soportar la circulación de la corriente de falla calculada del sistema pero se entiende que en casos de tensiones transitorias atmosféricas es posible que sea inevitable una falla.

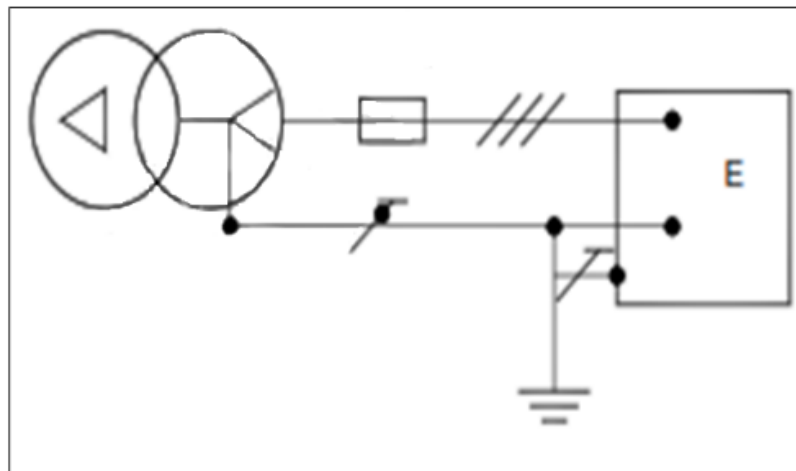
**4.3.3.5 Conductor de tierra aislado para equipos electrónicos.** El conductor de puesta a tierra de los equipos electrónicos debe ser aislado, teniendo en cuenta que la resistencia de puesta a tierra para este tipo de equipos tiene un menos valor a comparación de los equipos de potencia y para evitar circulación de

corrientes indeseadas que puedan causar interferencia en el funcionamiento de los equipos. Se recomienda que vaya por la misma canalización de los conductores activos.

**4.3.4 Régimen de conexión a tierra (RCT).** También llamados “regímenes de neutro”, su clasificación internacionalmente es para sistemas de baja tensión en donde se quiere asegurar a las personas frente a contactos indirectos por medio de regímenes de conexión a tierra en instalaciones eléctricas como TN y TT. En Colombia se menciona en las normas NTC 2050 y RETIE la aceptación única de los regímenes de conexión a tierra, los de conexión sólida TN-C-S o TN-S o los de impedancia limitadora TN, donde se exige que el punto neutro del transformador debe ir aterrizado sólidamente.

Los sistemas TN-C-S las funciones de neutro y protección, están combinadas en un solo conductor pero únicamente en una parte del sistema (PNB), por otro lado, puede que por el neutro existan derivaciones de protección, esta conexión se conoce como múltiplemente puesto a tierra (PME).<sup>26</sup>

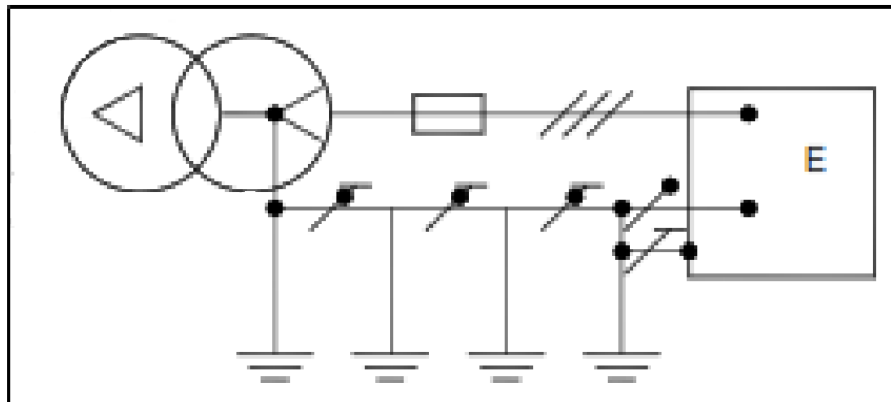
**Figura 3.** TN-C-S (PNB)



**FUENTE:** NTC 389/03. Figura 9.

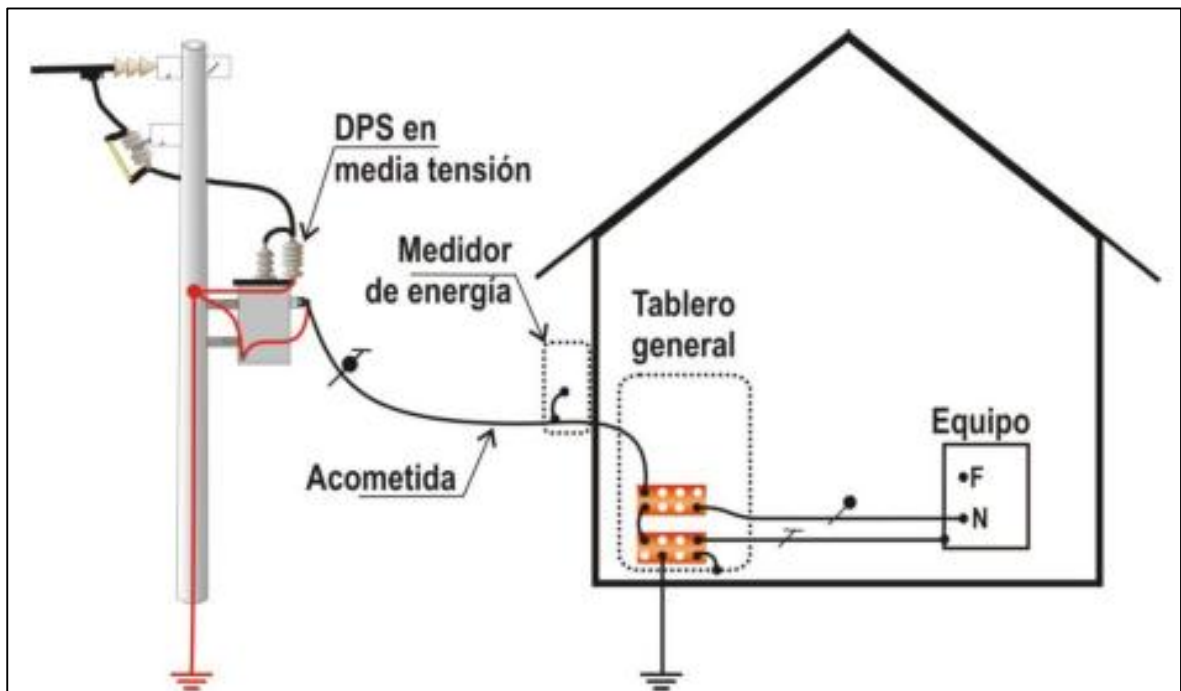
<sup>26</sup> CODIGO ELÉCTRICO COLOMBIANO. Proyecto de Norma Técnica Colombiana 389/03 [En estudio]. Bogotá, D.C. 2013.

**Figura 4.** TN-C-S (PME)



**FUENTE:** NTC 389/03. Figura 10.

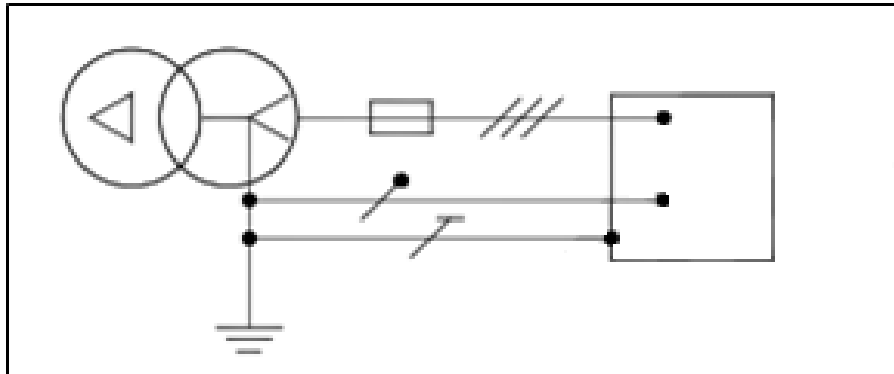
**Figura 5.** Esquema indicativo del régimen de conexión a tierra TN-C-S



**FUENTE:** CASAS, Favio. Pp. 211.

Los sistemas TN-S los conductores de neutro y protección están separados en todo el sistema.

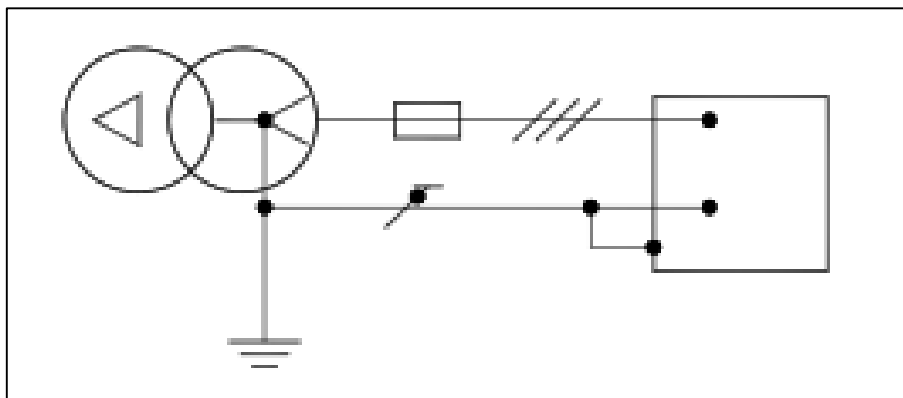
**Figura 6. TNS**



**FUENTE:** NTC 389/03. Figura 11.

En los sistemas TN la fuente de electricidad se encuentra conectada a tierra sólidamente, por otro lado las partes metálicas conductoras están conectadas a la fuente con puesta a tierra, de esta manera, se evidencia la existencia de una ruta para que las corrientes de falla puedan llegar a tierra. Esta clase de sistemas pueden ser TN-C donde el neutro y la protección están combinados por todo el sistema y TN-S donde el conductor de neutro y la protección están separados en todo el sistema.

**Figura 7. TNC**



**FUENTE:** NTC 389/03. Figura 12.

Hacer un SPT en cualquier tipo de instalación eléctrica puede causar problemas de incompatibilidad con algunos equipos, por ello el método que se utilice debe ser evaluado para cada aplicación, con excepción de los sistemas sólidamente puestos a tierra como los (TN-S) muy usados en donde las cargas se conectan entre línea y neutro. En subestaciones aéreas la falla más conocida es falla a tierra, cada sistema eléctrico tiene un comportamiento diferente frente a este problema, teniendo en cuenta su zona de ubicación y carga del sistema, y aún más importante el tipo de régimen de conexión que se utilice; en el caso de un sistema puesto a tierra sólidamente (TN-S) se producen corrientes de falla muy altas, usualmente con arcos la cual debe ser corregida en fracción de segundos para minimizar daños en el sistema.

Actualmente se hacen estudios y modificaciones a la reglamentación sobre las prácticas en la construcción de los SPT para subestaciones aéreas en otros países, esto se debe al incremento de la conexión de equipos electrónicos en los sistemas eléctricos, teniendo en cuenta que son más sensibles a fallas y aunque algunas no afecten los equipos eléctricos, en la mayoría de los casos se evidencian daños en los electrónicos; por esta razón se diseñan SPT con cementos conductivos, mejorando la construcción de los electrodos, entre otros.

Colombia también ha sido campo de investigación y estudio de puesta a tierra, por ejemplo un estudio realizado por la Universidad Nacional de Colombia, por el grupo de investigación PAAS-UN, el cual consistió en la implementación de un programa de computador para analizar el comportamiento transitorio de cualquier configuración de electrodos de puesta a tierra inmersos en un terreno homogéneo, isotrópico y lineal. Para el análisis se utilizó el Modelo Electromagnético Híbrido (MEH) dada su gran versatilidad y los bajos tiempos de cálculo respecto de otros. El programa, llamado UN\_PAT, fue implementado en C++ y utiliza librerías de código abierto con el propósito de que sea de libre distribución y así pueda ser modificado y mejorado por trabajos posteriores. Los resultados fueron validados

ampliamente con otros programas similares, con resultados de otros modelos de análisis y con pruebas experimentales.<sup>27</sup>

**4.3.5 Valores de referencia de resistencia de puesta a tierra.** Uno de los principales objetivos en un diseño de puesta a tierra es garantizar el control de las tensiones de paso, contacto y transferidas, por ello en las normas técnicas IEC 60364-4-442, NTC 2050 y NTC 4552 se indican valores máximos de resistencia de puesta a tierra como limitante directamente a la elevación de potencial. Estos valores deben ser adoptados por todo diseñador de un SPT en cualquiera de las construcciones indicadas en la tabla 3

**Tabla 3.** Valores de referencia para resistencia de puesta a tierra

APLICACIÓN	VALORES MÁXIMOS DE RESISTENCIA DE PUESTA A TIERRA
Estructuras de torrecillas metálicas de líneas o redes con cable de guarda	20 $\Omega$
Subestaciones de alta y extra alta tensión	1 $\Omega$
<b>Subestaciones de media tensión</b>	<b>10 <math>\Omega</math></b>
Protección contra rayos	10 $\Omega$
<b>Punto neutro de acometida en baja tensión</b>	<b>25 <math>\Omega</math></b>
Redes para equipos electrónicos o sensibles	10 $\Omega$

FUENTE: RETIE. Tabla 15.4.

Si existen altos valores de resistencia en el terreno, elevadas corrientes de falla a tierra o prolongado tiempo de despeje de las mismas, se deben analizar las

<sup>27</sup> MONTAÑEZ, Johnny Hernán; DUARTE, Óscar Germán; SARMIENTO, Ángela María; MARÍN, Michael Andrés; TORRES, Horacio. Programa para el cálculo de potenciales transitorios en puestas a tierra. Universidad Nacional de Colombia. Biblioteca UN. Grupo de investigación PAAS-UN. Bogotá, D.C. 2006.

siguientes medidas para no disponer a las personas a tensiones por encima de los umbrales de soportabilidad del ser humano:

- a) Las zonas donde las personas pueden tener contacto con la instalación se deben hacer inaccesibles y poner señalización.
- b) Instalar pisos o pavimentos de gran aislamiento
- c) Aislar todos los dispositivos que puedan ser sujetados por personas y poner señalización.
- d) Establecer conexiones equipotenciales en las zonas críticas.

El aporte más significativo al valor de la resistencia de puesta a tierra la resistencia del terreno, la resistencia de puesta a tierra como un criterio aislado no es garantía de seguridad para las personas, pero sí puede que limite directamente la máxima elevación de potencia y controle las tensiones transferidas<sup>28</sup>.

**4.3.6 Valores máximos de tensiones de contacto y de paso.** La norma IEEE 80 según su alcance aplica para subestaciones de corriente alterna al aire libre, ya sea convencional o con aislamiento de gas, se incluyen las subestaciones de distribución, transmisión y plantas de generación de subestaciones.

En la misma norma se expone qué tipo de tensión de falla puede tener los sistemas relacionados con el presente proyecto y en la Figura 8 se pueden observar las diferentes situaciones de tensiones de falla<sup>29</sup>.

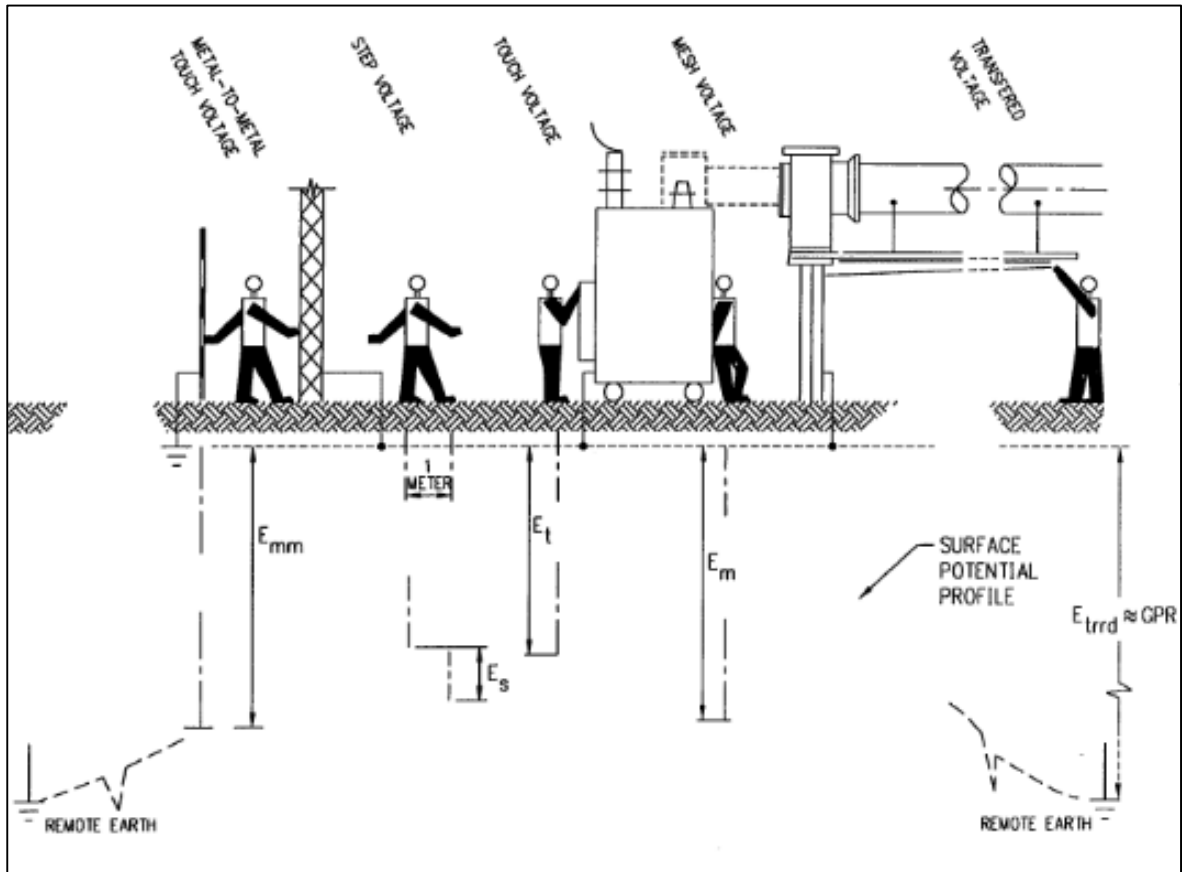
En condiciones normales, el equipo con conexión a tierra tiene un valor cerca de potencial de zona cero o comúnmente llamado referencia. Es decir, el potencial de un conductor neutro a tierra es casi idéntico al potencial de tierra a distancia.

---

<sup>28</sup> AGULLEIRO, Ignacio. Técnicas modernas para la medición de puesta a tierra en zonas urbanas. Universidad Tecnológica de Pereira. 2005. [Disponible en]: <http://www.utp.edu.co/~mauriciorami/libro3.pdf>

<sup>29</sup> IEEE 80. Op. Cit. Pp. 23-24.

**Figura 8.** Diferentes situaciones de tensiones de falla



**FUENTE:** IEEE 80. Figura 12.

La tensión máxima de contacto aplicada al ser humano, la cual es aceptada en cualquier punto de la instalación está definida con respecto al tiempo de despeje de la falla del sistema a tierra:

$$\text{Máxima tensión de contacto} = \frac{116}{\sqrt{t}} [v, c. a]$$

Se puede aproximar la máxima tensión de paso como máxima tensión de contacto +0,5. Para el cálculo de esta tensión se tuvieron en cuenta los criterios establecidos en la IEEE 80 y IEC 60479 para personas de 50 kg.

**Tabla 4.** Máxima tensión de contacto admisible para el ser humano

<b>Tiempo de despeje de falla</b>	<b>Máxima tensión de contacto admisible (rsm c.a) según IEC para el 95% de la población [V]</b>
Mayor a dos segundos	82
Un segundo	55
700 milisegundos	70
500 milisegundos	80
400 milisegundos	130
300 milisegundos	200
200 milisegundos	270
150 milisegundos	300
100 milisegundos	320
50 milisegundos	345

**FUENTE:** RETIE. Tabla 15.1.

En todo sistema eléctrico se debe tener el control de las tensiones de paso, contacto y transferidas, si la puesta a tierra da por encima de los valores establecidos, en el caso de las subestaciones aéreas hay que tener el mayor control en el bajante de puesta a tierra que parte del neutro del transformador, en el bajante a tierra de las protecciones como DPS y en los bajantes de cada parte de la instalación. Si existen elevadas corrientes de falla a tierra o tiempos prolongados de despeje de la misma, se deben hacer las medidas pertinentes para conocer las diferentes tensiones de falla posibles y existentes en la subestación teniendo en cuenta que según RETIE en el artículo 15.5.3 menciona que se miden para subestaciones de alta y extra alta tensión, y para líneas

mayores o iguales a 110 kV, localizadas en zonas urbanas o que estén localizadas a menos de 20 m de escuelas o viviendas en zonas rurales; para verificar que se encuentren en los límites admitidos, para subestaciones aéreas es suficiente con tener una buena medida de resistencia de puesta a tierra.

**4.3.7 Mantenimiento de sistemas de puesta a tierra.** Por lo general se hace una instalación eléctrica para un periodo de 20 años pero el sistema de puesta a tierra en tiende a perder carencia al pasar los años por causas como la corrosión en uniones y conductores, fallas eléctricas en los equipos, daños mecánicos en las estructuras y descargas atmosféricas. Para que la instalación cumpla con el RETIE se deben realizar trabajos de inspección y mantenimiento que garanticen una continua actualización del SPT y en caso de ser necesario se deben hacer las respectivas modificaciones por medio de resultados entregados al hacer las respectivas inspecciones soportados por documentación técnica, reportes visuales, pruebas y registros. Todo SPT debe ser inspeccionado de acuerdo a la Tabla 5.

**Tabla 5.** Máximo periodo entre mantenimientos de un SPT

Nivel de tensión de la instalación	Inspección visual (años)	Inspección visual y mediciones (años)	Sistemas críticos Inspección visual y mediciones (años)
Baja	1	5	1
Media	3	6	1
Alta y Extra alta	2	4	1

FUENTE: RETIE. Tabla 15.5.

#### 4.4. PUNTOS CALIENTES

La revisión de la literatura actual sobre el desarrollo de los campos de puesta tierra y puntos calientes, dejan visto los alcances de las investigaciones en la aplicación de nuevos materiales y métodos de medición eficientes. A nivel mundial se encuentran avances en la tecnología para pruebas de puntos calientes y el uso de cámaras termográficas, esta herramienta es indispensable en el mantenimiento predictivo y preventivo para la detección de anomalías generadas, usualmente, por altas temperaturas. Su funcionamiento se expone más adelante en el literal 4.4.3 con el fin de entender su uso en la revisión de puntos calientes en equipos conectados a la red eléctrica en cualquier nivel de tensión.

En el artículo sobre el *“Tratamiento químico de terrenos para instalaciones de puesta a tierra”*: La ejecución de instalaciones de puesta a tierra enfrenta condicionantes diversas, entre ellas se destaca particularmente la constitución del terreno. Este trabajo estudia los aspectos constructivos del tratamiento de terrenos utilizando bentonita sódica. Se discute la influencia de la resistividad de la bentonita, los métodos de medida y las situaciones en que es aplicable. Se presentan estudios en curso referentes a la influencia de efectos climáticos sobre las instalaciones que se evidencian en el calentamiento de los equipos que la componen recomendando pruebas por termografía para mitigar puntos calientes en la conexión.<sup>30</sup>

Por otro lado, para prevenir una falla en un transformador por parte de un punto caliente, se deberán inspeccionar todos los puntos de unión de la instalación, por ejemplo, los contactos de aisladores, fusibles e interruptores, etc. Prestando especial atención a puntos calientes provocados por una conexión inadecuada en

---

<sup>30</sup> ANDRADE, Marcos; ANDRADE, Noelia. Tratamiento químico de terrenos para instalaciones de puesta a tierra. IEEE. [Disponible en]: <http://epim2005.fing.edu.uy/trabajos/p22.pdf>

los contactos móviles. Igualmente se debe revisar las conexiones del transformador, tanto los bornes en alta como los de baja, un calentamiento excesivo de uno de los bornes será una indicación de que se debe revisar dichas conexiones o el prese tuerca contra tuerca. Adicionalmente a los puntos de unión, es recomendable inspeccionar el cuerpo de los transformadores para detectar cualquier anomalía que no sea vista desde el exterior. Evidentemente las cámaras termográficas no pueden ver el interior del transformador, pero sí se puede ver el efecto del calentamiento interno en la superficie, pudiendo detectar defectos en los patrones de calor que revelen un problema interno.

Con base en la información general encontrada, en este documento se presenta un balance del estado del arte de puntos calientes, reseñando los métodos y aplicaciones encontradas con base en la investigación de puntos calientes, con enfoques al estudio del estado de transformadores de media-baja tensión.

**4.4.1 Generalidades de puntos calientes.** Debido a la importancia de los sistemas eléctricos de potencia. Desde la perspectiva de su uso, la protección de sus equipos frente a fallas, resulta de vital importancia el costo de máquinas como los transformadores, además de los elevados costos asociados a las pérdidas de producción por la ausencia de alimentación eléctrica en la industria, y desde el punto de vista conceptual, los daños en los transformadores son producidos por fallas que se originan mayormente por su calentamiento, tanto en el interior como en el exterior de la máquina.

Por este motivo, las investigaciones se enfocan en la prevención de daños encaminados a eliminar fallas por causas, como por ejemplo, puntos calientes obteniendo información que pueda dar indicios sobre el estado de los equipos partiendo de un mantenimiento preventivo, predictivo o correctivo donde una metodología adecuada disminuiría el riesgo a fallas en el sistema.

En un sistema de distribución la termografía es una herramienta clave para ver de forma directa la evolución térmica de los diferentes componentes. De esta manera se facilita la detección de posibles puntos de falla con anticipación de una manera sencilla, rápida y segura. Una de las grandes ventajas de esta técnica de manteniendo es la forma de medir la temperatura superficial a una distancia considerable y sin contacto, evitando el riesgo de accidentes en el área de trabajo, los sensores empleados captan la radiación infrarroja de cualquier objeto emitiendo un datagrama donde es posible ver el calentamiento por alguna falla.

El análisis termográfico no solo se usa en el mundo eléctrico, también tiene usos en muchas zonas industriales. Desde la edificación de viviendas, donde es necesario analizar la distribución térmica de la fachada para detectar problemas de aislamiento o discontinuidades en la construcción que no son evidenciadas a simple vista, hasta la prevención de accidentes por personal de mantenimiento cuando se desea revisar una máquina que no se ha podido desenergizar y posiblemente las carcasas están energizadas.

Cumpliendo con el enfoque de la recopilación de información para el desarrollo del presente trabajo de grado, la forma rutinaria de las labores de mantenimiento y la aplicación de la termografía es el sector eléctrico. Es importante saber el estado del tendido eléctrico, el cableado y los aislantes, pues una falla en uno de ellos puede generar importantes y cuantiosas pérdidas a la empresa. Es por ello que el usuario u operadores de red, en pro del cuidado de todos los elementos y de cumplir a cabalidad con la vida útil de los equipos, realizan labores de mantenimiento preventivo analizando la temperatura, si existe sobrecalentamiento en algún punto o conexión y realizar un análisis en profundidad para establecer su causa y subsanarla, si existe. Pero no solo en elementos de alta tensión se encuentra esta situación, sino también, en el sector de la microelectrónica, se emplea la termografía para, de igual manera que en los tendidos eléctricos de alta

potencia, detectar puntos calientes y posibles fallas en las tarjetas electrónicas que impidan el su buen funcionamiento<sup>31</sup>.

**4.4.2. Mantenimiento.** El mantenimiento cumple con conservar o restaurar el mayor tiempo posible un equipo, así es posible un buen funcionamiento de acuerdo a sus especificaciones técnicas y recomendaciones del fabricante. Las diferentes técnicas que se aplican en el sector industrial se desarrollan bajo condiciones de disminución de costo en los tiempos de paradas de los equipos. Por esta razón surgen estrategias de tipo preventivo o predictivo donde es indispensable que se cumplan las siguientes características con termografía<sup>32</sup>:

- Identificar los problemas asociados a procesos térmicos.
- Reducir fallas inesperadas y disminución de reparaciones.
- Extender el tiempo de vida del o los equipos.
- Determinar la confiabilidad y eficiencia de un sistema.
- Analizar las tendencias en el desarrollo de problemas.
- Mejorar la producción e incrementar la satisfacción de cliente.
- Prevenir accidentes.

**4.4.2.1 Mantenimiento preventivo.** El propósito de este tipo de mantenimiento es prever las fallas manteniendo los sistemas de infraestructura, equipos e instalaciones productivas en completa operación a los niveles y eficiencia óptimos. *“La programación de inspecciones tanto de funcionamiento como de seguridad, los ajustes, las reparaciones, los análisis, la limpieza, la lubricación y calibración, que deben llevarse a cabo en forma periódica con base en un plan establecido y*

---

<sup>31</sup> SAAVEDRA G., Pedro; ESTUPIÑAN P., Edgar. Impacto del mantenimiento proactivo en la productividad. Universidad de Concepción. Chile. 2006. [Disponible en]: <http://www.mantenimientomundial.com/sites/mm/notas/Estupi2.pdf> [Publicado en]: Julio de 2004.

<sup>32</sup> MORANTES, Oscar; ALFÉREZ, Santiago. Fundamentos y aplicaciones para el desarrollo de la investigación en termografía. Universidad Industrial de Santander. Facultad de Ingenierías Físico Mecánicas. Escuela Eléctrica, Electrónica y Telecomunicaciones. Bucaramanga.

*no a una demanda del operario o usuario es conocido como mantenimiento preventivo planificado. Con un buen mantenimiento preventivo, se gana experiencia en la determinación de las causas de las fallas repetitivas o del tiempo de operación seguro de un equipo, así como la definición de puntos débiles en instalaciones, máquinas, etc.”*<sup>33</sup>

**Mantenimiento predictivo.** Este tipo de mantenimiento se usa para pronosticar el punto futuro de falla de un componente de una máquina, de esta manera el componente puede ser reemplazado, con base en un plan, justo antes de que falle. Así, el tiempo muerto del equipo se minimiza y el tiempo de vida del componente se maximiza. Esta técnica supone la medición de diversos parámetros que muestren una relación predecible con el ciclo de vida del componente. El uso del mantenimiento predictivo consiste en establecer, en primer lugar, una perspectiva histórica de la relación entre la variable seleccionada y la vida del componente. Esto se logra mediante la toma de lectura en intervalos periódicos hasta que el componente falle.<sup>34</sup>

**4.4.3 Cámara termográfica.** La cámara termográfica es una herramienta fundamental para un mantenimiento preventivo de fallas en equipos, su función es transformar la radiación invisible en visible. La cámara mide la temperatura de cualquier equipo o superficie produciendo una imagen con colores que refleja la distribución de temperatura en el equipo, esta imagen producida se llama comúnmente termografía.

---

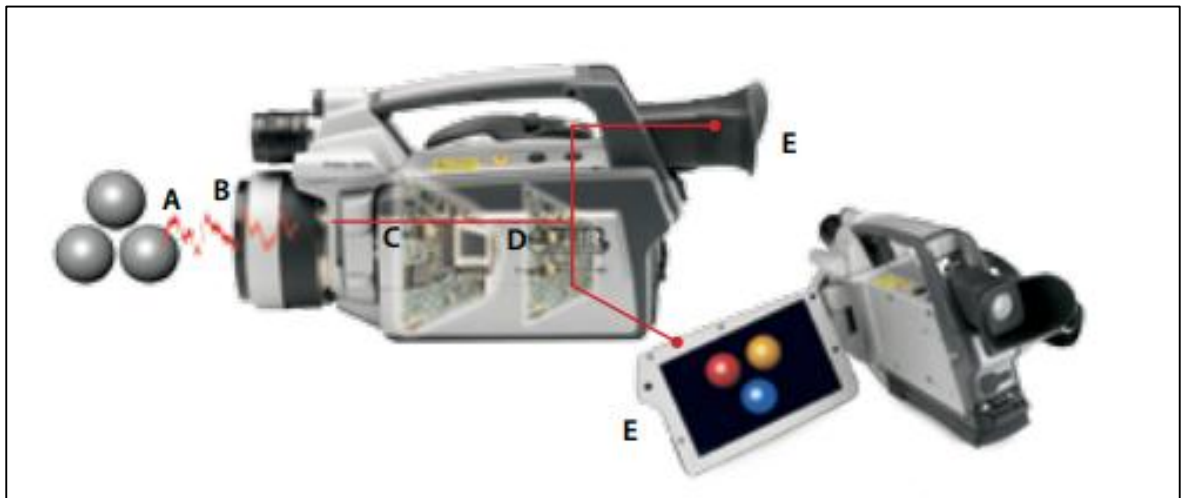
<sup>33</sup> ROBLES P.; MORA, Fabián. Mantenimiento de subestaciones. [Disponible en]: <http://www.universidaddechile.com> [Publicado en]: Agosto de 2004. En: CASTRO BARRERA, Marvin Alfonso. DISEÑO E IMPLEMENTACIÓN DEL PLAN DE MANTENIMIENTO PREDICTIVO CON TERMOGRAFÍA INFRARROJA EN LAS SUBESTACIONES ELÉCTRICAS DE LOS DEPARTAMENTOS DE TOPPING Y CRACKING DE LA GCB-ECOPETROL S.A. Universidad Industrial de Santander. Facultad de Ingenierías Físico Mecánicas. Escuela de Ingenierías Eléctrica, Electrónica y Telecomunicaciones. Bucaramanga. 2005.

<sup>34</sup> *Ibíd.*

A través de estas imágenes es posible visualizar el escape de energía, detectar fallas eléctricas antes de que causen una grave avería o evitar gripaje de rodamiento. Una falla electromagnética antes de producirse se manifiesta generando calor provocando una elevación de temperatura, por ello es más efectivo hacer la revisión.

En la Figura 9 se puede evidenciar el funcionamiento básico de las cámaras termográficas las cuales, en su mayoría, se basan en cinco pasos, al recibir la energía infrarroja (A) de un objeto que se enfoca con el sistema óptico (B) sobre un detector de infrarrojos (C) incorporado en la cámara. El detector envía los datos al sensor electrónico (D) para procesar la imagen, y el sensor traduce los datos en una imagen (E), compatible con el visor y de fácil detección para el ser humano como archivos JPG, TIFF o como se observa en la figura 9, en una pantalla LCD, en la actualidad se encuentran cámaras de fácil manejo y mejor aspecto, lo cual conviene para el estudio del presente trabajo de grado ya que los técnicos encargados de la toma y registro de datos por termografía tienen mejor manejo de la cámara en alturas y se facilita el aprendizaje para su manejo.

**Figura 9.** Funcionamiento cámara termográfica



**FUENTE:** GARCIA, Santiago. Mantenimiento predictivo.

**4.4.4. Normas vigentes para técnicas de termografía infrarroja.** Factores como los datos del fabricante, la importancia de los conocimientos del personal de mantenimiento y seguir los criterios estipulados por las normas reconocidas, son la clave para hacer un diagnóstico puntual de la severidad de una falla que se presente en algún equipo, es indispensable conocer el procedimiento que se debe seguir para hacer una buena medida y tener una toma de datos con el menor margen de error posible.

**4.4.4.1 International Electrical Testing Association (NETA).** La norma NETA (Asociación Internacional de Pruebas Eléctricas) en la sección de inspecciones por termografía, proporciona los datos que ayudan a determinar el nivel de daño en un problema eléctrico de acuerdo a la medida de la temperatura por medio de una cámara termográfica, indicando las acciones sugeridas basadas en los incrementos de temperatura como se evidencia en la Tabla 6.<sup>35</sup>

**Tabla 6.** Acciones sugeridas basadas en incrementos de temperatura

Diferencia de temperatura basada en comparaciones entre componentes similares, bajo similares condiciones de carga	Diferencia de temperatura basada en comparaciones entre componentes y la temperatura ambiente	Acción recomendada
1°C – 3°C	1°C – 10°C	Posible deficiencia
4°C – 15°C	11°C – 20°C	Probable deficiencia
_____	21°C – 40°C	Deficiencia
>15°C	>40°C	Mayor deficiencia

**FUENTE:** NETA. Tabla 10.18. Inspecciones con termografía.

<sup>35</sup> ASOCIACIÓN INTERNACIONAL DE PRUEBAS ELÉCTRICAS. Inspecciones con termografía. International Electrical Testing Association (NETA). 1999.

### Definiciones:

- **Posible deficiencia:** requiere seguimiento (monitorización)
- **Probable deficiencia:** reparar como el tiempo lo permita
- **Deficiencia:** monitorizar constantemente hasta que hayan terminado las medidas correctivas
- **Mayor deficiencia:** reparar inmediatamente.

Como apoyo a los criterios expuestos anteriormente, es necesario que se tome en cuenta el nivel de carga del circuito y el balance de corriente de los sistemas trifásicos.

El reporte de termografía debe incluir:

- Descripción completa del equipo o elemento a ser inspeccionado.
- Discrepancias que se evidencien o se tenga reporte.
- Diferencia de temperatura entre el área concerniente y el área de referencia.
- Causa probable de la diferencia de temperatura.
- Identificación de las áreas y equipos inaccesibles y/o no observables.
- Identificación de las condiciones de carga en el momento de la inspección.
- Toma de fotografías y/o termogramas del área a estudiar.
- Recomendaciones por parte del inspector.

**4.4.4.2 Occupational Safety Health Administration (OSHA).** La norma OSHA (Administración de Seguridad y Salud Ocupacional) establece las distancias mínimas de seguridad que se pueden utilizar para minimizar el riesgo de heridas por una descarga de arco eléctrico.<sup>36</sup> Las distancias mínimas para realizar una inspección con termografía están definidas en la Tabla 7:

---

<sup>36</sup> OCCUPATIONAL SAFETY HEALTH ADMINISTRATION (OSHA). Norma de Seguridad Eléctrica y Salud Industrial. 2002.

**Tabla 7.** Distancias mínimas de seguridad para inspecciones con termografía

TENSIÓN	DISTANCIA MÍNIMA DE SEGURIDAD [m]
300 V – 750 V	1
750 V – 2 kV	1,2
2 kV – 15 kV	5
15 kV – 36 kV	5,8

FUENTE: Norma OSHA.

**4.4.4.3 ANSI/NFPA 70E-1994.** Esta norma menciona puntos muy importantes sobre la seguridad eléctrica para los lugares de trabajo de los empleados, estos puntos son necesarios para su seguridad práctica. Cubre desde los conductores eléctricos instalados dentro de edificios u otras estructuras, hasta las prácticas de trabajo para los requisitos de mantenimiento relacionados con la seguridad para equipos especiales.<sup>37</sup>

**4.4.4.4 ASTM E 1934 Rev.A. (American Society for Testing and Materials).** Esta norma es utilizada para especificar exámenes infrarrojos de equipos eléctricos y mecánicos, nombra las responsabilidades de un termógrafo infrarrojo y las consecuencias en los equipos eléctricos cálidos por aumento de la resistencia causada por conexiones sueltas o deterioradas, cortocircuitos, sobrecargas, desequilibrios de carga o componentes defectuosos.

---

<sup>37</sup> NATIONAL FIRE PROTECTION ASSOCIATION (NFPA). Norma de Seguridad Eléctrica en el Lugar de Trabajo 70E. 2002.

## 5. DISEÑO DE ESTRATEGIA PARA LA REVISIÓN Y ESTUDIO DE TIERRAS

Se tienen a disposición los parámetros para la evaluación del estado actual de las puestas a tierra instaladas que se encuentren en el sistema a estudiar, así se tendrá en listado los resultados, permitiendo un análisis adecuado, caracterizando sus estados apoyados por un análisis con pruebas específicas contando con la definición del ítem a revisar, objetivos con los cuales se realizan las pruebas y qué herramientas son las necesarias para llevar a cabo la evaluación de puestas a tierra en los transformadores de media/baja tensión.

Para este estudio la Universidad Industrial de Santander en convenio con la Electrificadora de Santander tomó dos subestaciones aéreas en el municipio de Barrancabermeja clasificadas por los números 300465 y 300991, teniendo en cuenta que se están haciendo remodelaciones y ampliaciones a las instalaciones las cuales están fallando por los malos procesos y posibles fallas en los lineamientos que demanda el RETIE para estos casos.

Como medida de corrección a esta falla se hicieron los respectivos diseños de listas de verificación en cumplimiento con la normatividad colombiana, dentro del formato principal denominado: *“LISTA DE VERIFICACIÓN PARA INSTALACIONES ELÉCTRICAS DE TRANSFORMADORES (SUBESTACIONES AÉREAS) FLVSA”* (Anexo A). Hay que tener en cuenta que a pesar de que se desea hacer el estudio de tierras, en el transcurso del desarrollo del proyecto, se ve la necesidad de revisar toda la instalación de la subestación aérea, con el fin de que la empresa ESSA pueda tener un diagnóstico total y evaluar las posibles causas de pérdidas en el sistema y fallas en los equipos instalados, también se espera que este proyecto tenga uso para las nuevas construcciones de subestaciones aéreas y sus recomendaciones ayuden al mejoramiento del proceso de diseño, construcción y mantenimiento de las mismas.

Se hicieron las respectivas pruebas para el SPT en el nodo que alimenta cada transformador, estas pruebas se realizan teniendo en cuenta el cumplimiento del RETIE y otras normas base como las mencionadas en el literal 4.3.1 para garantizar el buen funcionamiento de la instalación.

A continuación se presentan los pasos seguidos en el planteamiento y solución del problema:

- Se revisó toda la documentación necesaria que menciona los aspectos que debe cumplir la instalación, se selecciona la información pertinente y se agrupa teniendo en cuenta los aspectos que se quieren evaluar.
- Se diseñaron listas de verificación para el cumplimiento de la instalación eléctrica, este modelo comprende todas las áreas que deben tenerse en cuenta en cualquier subestación aérea para su buen funcionamiento dentro de las cuales se encuentra la revisión de tierras y el cumplimiento de la normatividad vigente aplicada a nivel nacional.
- Se fijaron y revisaron los límites de condición aceptable para cada ítem a cumplir, respaldados por la normatividad, datos de fabricantes y experiencias de datos históricos.
- Se definió un cronograma de inspección donde se piden los permisos necesarios dentro de las fechas establecidas para hacer pruebas y revisión, teniendo en cuenta que el operador de red es el mismo cliente en este caso y se pide la disposición de los equipos necesarios para la inspección, diseño del sistema de información, recopilación, registro y análisis de datos e informes que se tengan hasta la fecha.
- Se identificaron las condiciones como tipo de falla, ubicación, estimación de gravedad y aplicando de la revisión de las listas diseñadas. El diligenciamiento de los formatos comienza desde el Anexo A, cada ítem debe ser evaluado en el área y en el proceso se pide el diligenciamiento de las otras listas de verificación que complementan la principal, dentro de las cuales se encuentra la revisión de tierras en el formato FLVSA\_07. (Anexo I)

- Se emitió al cliente, que en este caso es la empresa ESSA, el listado de no conformidades y se hacen las respectivas recomendaciones para su mejoramiento.

## **5.1. ANÁLISIS DEL SPT**

El análisis del SPT necesita del cumplimiento de algunas condiciones para que la revisión que se haga adquiera resultados con un margen de error muy bajo, así, las listas de verificación diligenciadas en el proceso respectivo, sean de gran utilidad en la realización del soporte de no conformidades para cliente, y el mismo, pueda hacer las respectivas correcciones que considere convenientes.

**5.5.1 Condiciones de seguridad para realizar mediciones.** Se debe tener en cuenta las siguientes condiciones de seguridad para la revisión de un SPT:

- Delimitar la zona donde se realizará la medición y no permitir el ingreso de personal ajeno al equipo de trabajo.
- Mantener distancias de seguridad para cada uno de los elementos energizados.
- No realizar mediciones cuando el día este nublado o a punto de llover, se presenten precipitaciones atmosféricas o se note que en el entorno hay descargas atmosféricas.
- Verificar mediante una inspección visual las condiciones de las instalaciones eléctricas, identificando puntos de alto riesgo eléctrico.
- Evitar el contacto con elementos metálicos que estén cerca al lugar donde se realizan las mediciones.
- Establecer un protocolo a seguir en caso de algún accidente.

**5.1.2 Revisión e inspección del SPT.** Con el objetivo de recolectar y tomar información de primera necesidad para el análisis completo del estado actual del transformador se tienen en cuenta parámetros de comportamiento, además de la realización de diferentes pruebas de puesta a tierra, plasmando estos en un cuadro técnico donde cada ítem tendrá su objetivo particular y la herramienta o equipo necesario.<sup>38</sup> La revisión se hace teniendo en cuenta como mínimo las pruebas mencionadas en el artículo 15.6.1 del RETIE:

- a. Realizar ensayos o inspección visual de equipotencialidad.
- b. Medir resistencia de puesta a tierra.
- c. Medición de resistividad del terreno si es necesario<sup>39</sup>

**5.1.3 Registros y mediciones para el SPT.** Según el artículo 15.6.2 del RETIE se debe hacer la inspección a un SPT teniendo en cuenta como mínimo los siguientes parámetros:

- a. Condiciones generales de los conductores del sistema (se debe hacer una inspección visual de qué componentes están conectados equipotencialmente al sistema de puesta a tierra).
- b. Nivel de corrosión (teniendo en cuenta las memorias de cálculo es necesario comparar con los datos actuales, si cumple y/o cuánto ha empeorado).
- c. Estado de uniones de conductores y componentes (revisar según la norma cómo debe ser y qué tipo de soldadura se debe utilizar revisión por termografía, malas conexiones generan puntos calientes en el sistema).
- d. Valores de resistencia (medir la resistencia como lo dice el artículo 15.5.2 RETIE del SPT y comparar con valores mínimos según artículo 15.4 RETIE).
- e. Desviaciones de los requisitos respecto del RETIE.

---

<sup>38</sup> INSTITUTE OF ELECTRICAL AND ELECTRONICS ENGINEERS: POWER ENGINEERING SOCIETY (IEEE). Guide for Measuring Earth Resistivity, Ground Impedance, and Earth Surface Potentials of a Ground System. ANSI/IEEE Std 81-1983.

<sup>39</sup> CASAS, Favio. Op. Cit. Pp. 20.

- f. Documentar lo analizado frente a la última inspección.
- g. Resultados de las pruebas realizadas
- h. Análisis fotográfico.
- i. Rediseño o propuesta de mejora.<sup>40</sup>

El objetivo de realizar pruebas y toma de datos de diferentes ítems, permite que se caractericen los parámetros de análisis y poder dar un diagnóstico más acertado, de esta forma se plantean los objetivos por cada prueba de medición.

**5.1.4. Medida de resistencia de puesta a tierra.** Para mantener altos niveles de seguridad del personal es necesario tener un sistema de puesta a tierra óptimo, que cumpla con las condiciones requeridas para la protección, operación y desempeño de los equipos. En todos los sistemas de potencia, la tierra mantiene la referencia necesaria y su conexión puede tener grandes efectos en la magnitud de las tensiones de línea a tierra.

Para algunos equipos que no tiene SPT, las tensiones pueden provocar fallas en sus aislamientos e inclusive puede llegar afectar al sistema, la puesta a tierra del neutro permite tener sistemas de protección basados en la detección de corrientes que circulan por la misma despejando la falla.

**5.1.4.1 Métodos de medición de resistencia de puesta a tierra.** Para propósito de este trabajo de grado y con el fin de hacer uso adecuado de las listas de verificación diseñadas para subestaciones aéreas, se mencionan los posibles métodos para la medición de resistencia de puesta a tierra y se describen su respectivo proceso en los siguientes ítems:

---

<sup>40</sup> CASAS, Favio. Op. Cit. Pp. 21.

- De curva de caída de potencial.
- De la regla del 62%.
- Sobre pavimento o suelos de concreto.<sup>41</sup>

**5.1.4.2 Método de curva de caída de potencia (caída de potencial).** Este método se basa en obtener una curva como la que se ve en la Figura 10, se clava un electrodo de corriente a una cierta distancia, de manera que se esté fuera de la zona de influencia de la puesta a tierra incógnita y se clava el electrodo de tensión a una distancia (se recomienda que sea del 62% del electrodo de corriente).

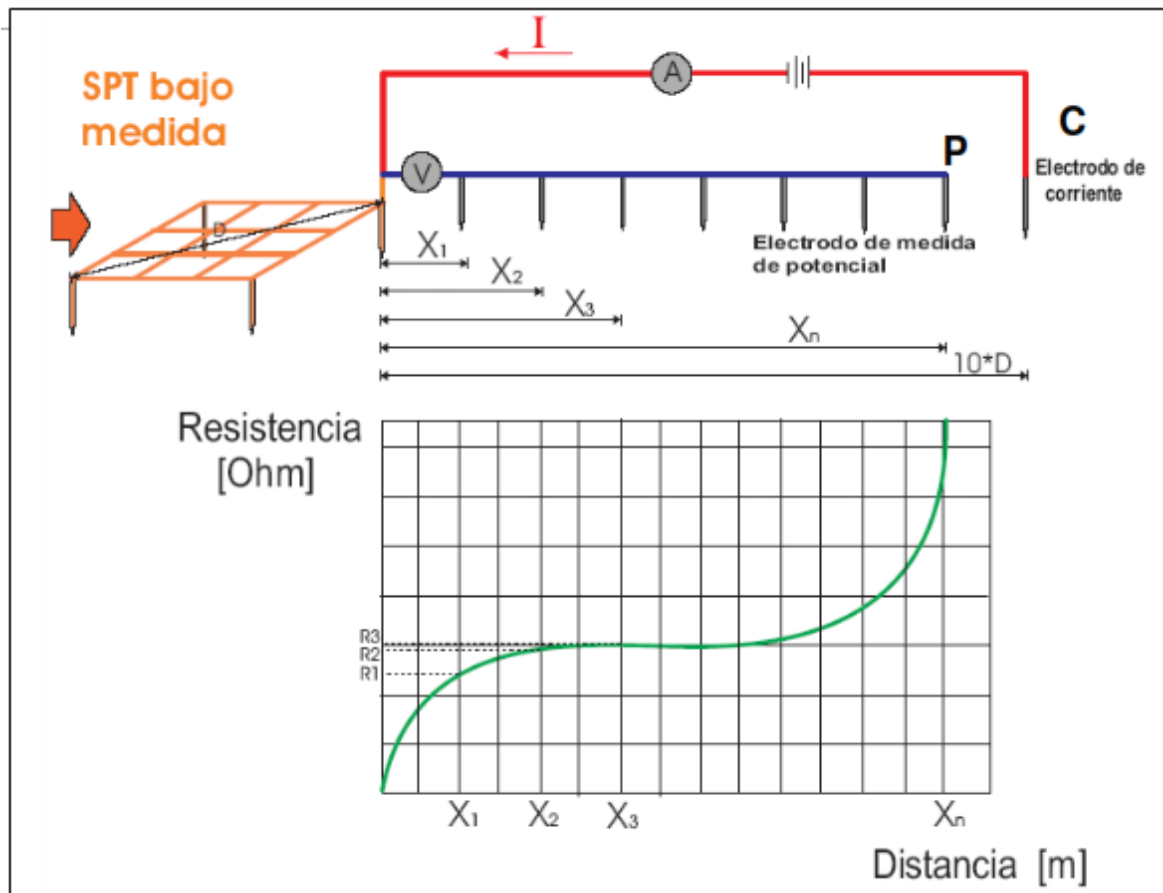
Luego se mide el valor de resistencia de puesta a tierra, seguido, se varía la distancia del electrodo de tensión y se vuelve a medir repitiendo el proceso varias veces (se recomiendan 10 medidas). En la Figura 10 se puede apreciar que existe una zona de potencial plano, equivalente a un valor constante de resistencia el cual se puede tomar como valor de la resistencia de puesta a tierra.

Se puede reducir el valor de medidas a tres y el promedio de ellas es el valor de la resistencia de puesta a tierra teniendo en cuenta que cada medida se encuentre dentro del rango de error aceptado, si el terreno tiene resistividad homogénea, de esta manera se recomienda utilizar mejor el método de la regla del 62%.

---

<sup>41</sup> CASAS, Favio. Op. Cit. Pp. 15.

**Figura 10.** Método de la curva de caída de potencial



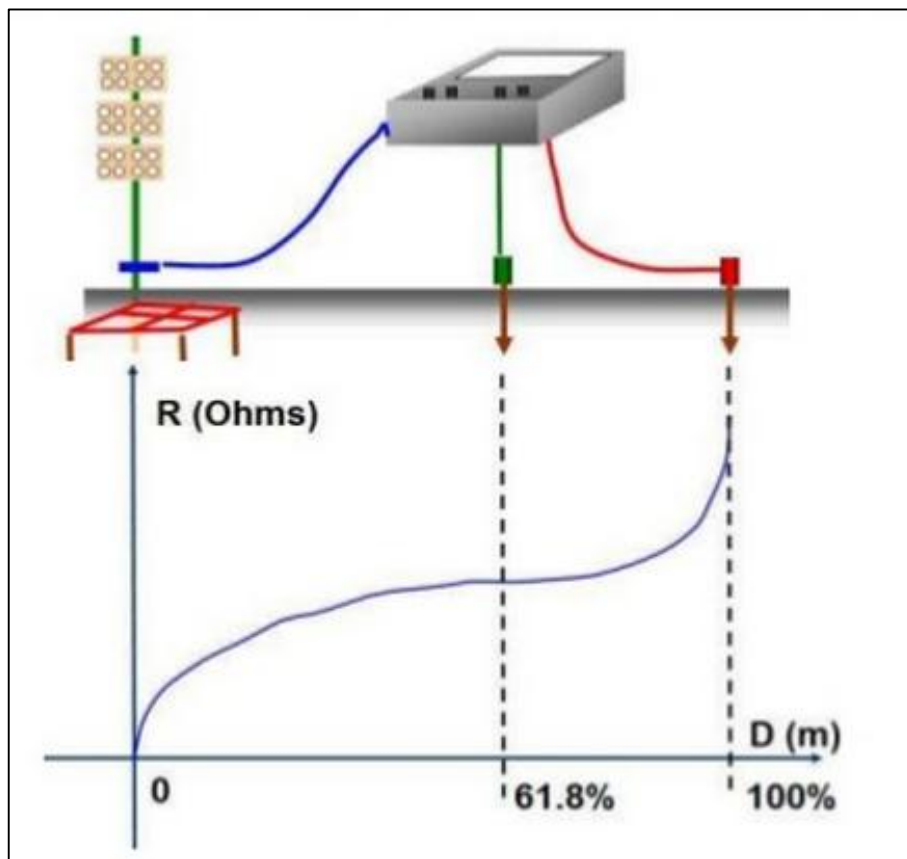
**FUENTE:** ROSADO, Mercedes. Proyecto medición resistencia líneas de transmisión.

**5.1.4.3 Método de la regla del 62%.** En algunas ocasiones es necesario tener en cuenta que las zonas de influencia de la puesta a tierra pueden ser tan grandes que para evitar la superposición de estas áreas, quien mide debe tomar distancias considerables entre él y el electrodo para que no se interpongan entre sí.

Este método requiere las mismas distancias que el anterior entre 3 y 5 veces la mayor dimensión de la puesta a tierra, la diferencia está en que el punto donde se debe tomar el verdadero valor de la resistencia de puesta a tierra, es con el electrodo de tensión a 0,618 de la distancia del electrodo de  $D$  o de corriente.

Se hacen tres mediciones y el valor de la resistencia de puesta a tierra es el promedio de las tres, se verifica que el error este dentro de lo esperado, o en caso contrario, se debe dimensionar nuevamente la distancia del electrodo de corriente mucho más, pues significa que no se está en la zona plena de potencial. Para corroborar la información obtenida, se puede graficar la curva de resistencia en función de la distancia de separación entre el electrodo bajo estudio y le electrodo de potencia.<sup>42</sup>

**Figura 11.** Método de la regla del 62%

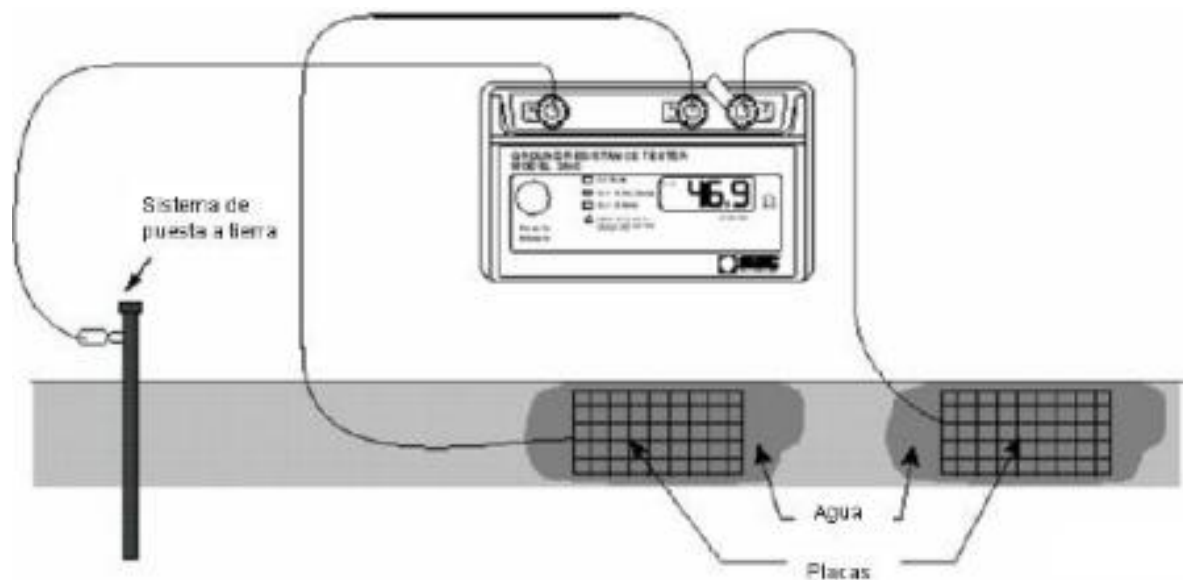


**FUENTE:** Puestas a tierra a la luz de la normatividad vigente. Método de la caída de potencial. Pp. 42. [Disponible en]: <http://es.slideshare.net/marquina guerra/iv-ce-procobre>

<sup>42</sup> CASAS, Favio. Op. Cit. Pp. 16.

**5.1.4.4 Medida sobre pavimento o suelos de concreto.** Algunas veces la puesta a tierra se encuentra rodeada de suelos cubiertos por pavimentos, concreto o cemento y en los cuales no es fácil la colocación de electrodos de prueba tipo varilla. En tales casos pueden usarse placas de cobre para reemplazar los electrodos auxiliares y agua para mejorar el punto y disminuir la resistencia de contacto con el suelo, como se ilustra a continuación:

**Figura 12.** Medida de resistencia de puesta a tierra en suelos de concreto o pavimentos



**FUENTE:** Norma EPM. RA6-115. Pp. 8.

Las placas se colocan a la misma distancia que se colocan los electrodos auxiliares de acuerdo al método de caída de potencial. Las dimensiones de las placas deben ser de 30\*30 cm y espesor de 3,8 cm. Se debe verter agua sobre las placas y el suelo donde serán ubicadas para mejorar el contacto con el suelo. Se realizan las medidas y el proceso igual al método de caída de potencial.

**5.1.5 Mediciones de tensiones de paso y de contacto.** Se debe inspeccionar qué equipos y partes de la red pueden estar en contacto con cualquier persona, y

definir qué tipo de tensión de falla se puede presentar en la subestación; lo anterior se debe hacer teniendo en cuenta las posibles fallas de tensión en caso que la resistencia de puesta a tierra tenga un valor superior a los valores umbrales establecidos por las normas relacionadas para el presente trabajo de grado.

Las mediciones se harán preferiblemente en la periferia de la instalación de la puesta a tierra. Los electrodos de medida para simulación de los pies deben tener una superficie de  $200 \text{ cm}^2$  cada uno y ejercer sobre el suelo una fuerza de 250 N (25 kg) cada uno.

**5.1.6 Equipos y requisitos para mediciones del SPT.** Para la revisión correcta del SPT es necesario contar con una serie de equipos que permiten las correctas mediciones y que posean ciertas especificaciones que permiten unos resultados verídicos. Es necesario que los equipos a utilizar en la medición tengan la respectiva calibración vigente. Siguiendo lo expuesto anteriormente las calibraciones para las pruebas hechas se pueden observar en los Anexos L, M, N, O y P; a continuación se mencionan las principales necesidades en los equipos de medición:

- La resistencia de un electrodo de tierra, normalmente es determinada con corriente alterna, pero si se hace con corriente continua, debe alternarse para evitar la posible polarización de los electrodos causados por la corriente directa.
- En cuanto a la frecuencia utilizada por los equipos de medición, se tiene un rango entre 50 Hz y 25 kHz. Esto permite al equipo descartar o neutralizar las corrientes perturbadoras provenientes del sistema.
- En cuanto a la magnitud de las corrientes utilizadas en la medición de la resistencia de puesta a tierra van desde unos pocos miliamperios hasta cientos

de miliamperios para sistemas instalados en zonas urbanas, a fin de evitar posibles potenciales transferidos que son peligrosos para las personas.

- Se debe solicitar o tener una cuadrilla que disponga de operador para línea viva además de carro-canasta que permita tomar registros fotográficos y criterios de inspección para la respectiva medición y diligenciamiento de los formatos.

Por otro lado, la medición de la resistencia de puesta a tierra es la base fundamental en una inspección para subestaciones aéreas, por ello es necesario mencionar las características y requisitos que debe tener el respectivo equipo de medición. Un telurómetro o equipo para mediciones de resistividad y resistencia de puesta a tierra debe cumplir los siguientes requisitos:

- a) La resistencia se puede medir con los instrumentos comercialmente disponibles, que dan lecturas directamente en ohmios. Se equipan con baterías, sin embargo, se pueden obtener resultados aproximados con un amperímetro y un voltímetro portátiles de CA.
- b) Tener dos electrodos auxiliares de prueba.
- c) El conductor debe ser flexible 14 AWG o superior, aislado a 600 V y de suficiente longitud.
- d) Disponer de conectores de mordaza para conectar los conductores de prueba.
- e) Tener incorporada alarma para el caso de no cerrarse el circuito.
- f) Su frecuencia de trabajo no debe coincidir con un armónico.
- g) La pantalla debe ser visible aún a pleno sol.
- h) Traer instrucciones del fabricante para la conexión y la toma de datos.

**5.1.7 Formatos a diligenciar para entrega de resultados.** En el Anexo A se observan los aspectos a analizar en las pruebas de conformidades del SPT, puntos calientes, entre otros. El análisis de puntos calientes se tratará en el siguiente capítulo, pero al igual que el SPT está incorporado en la lista principal de

verificación, con los formatos a diligenciar de las medidas respectivas que se deben hacer para la culminación del análisis en general.

Es importante tener en cuenta que todas las listas de verificación queden en su totalidad diligenciadas en el sitio de la revisión. Se deben llenar los espacios como fecha de revisión, orden de servicio, tipo de servicio, inspección y datos del transformador.

- Al revisar cada ítem en la instalación se debe poner el concepto apropiado para la calificación, si aplica y cumple (A.C), si aplica y no cumple (A.N.C), o si en su defecto no aplica (N.A) como se muestra a continuación:

<b>CALIFICACIÓN</b>	
<b>(CAL.)</b>	<b>APLICA Y CUMPLE:</b> <input checked="" type="checkbox"/>
<input type="text" value="CAL."/>	<b>APLICA Y NO CUMPLE:</b> <input type="checkbox"/> A.N.C
	<b>NO APLICA:</b> <input type="checkbox"/> N.A

- Se debe diligenciar el aspecto de observación sobre todo cuando la calificación sea (A.N.C), escribiendo por qué no cumple y otras observaciones que se crean pertinentes y el reporte de la fotografía tomada de mostrando la no conformidad.
- Al finalizar la revisión o diligenciamiento de cada formato se deben poner las observaciones generales, si existen irregularidades.

<b>OBSERVACIONES GENERALES:</b>

- El inspector debe firmar la revisión de cada formato y dar su concepto de aprobado o no aprobado, según sea el caso.

CONCEPTO  
(X)

APROBADO: \_\_\_\_\_

**FIRMA**


**INSPECTOR:** \_\_\_\_\_

NO APROBADO: \_\_\_\_\_

- Para la revisión de tierras se toman los datos correspondientes al terreno y lugar de la prueba. En las mediciones hay que tener en cuenta que se puede realizar la prueba de resistencia de puesta a tierra por el método del 62% y tomar el promedio como el resultado final, pero si las medidas no son acordes se debe verificar con el método de curva de caída de potencia para corroborar la medición.
- Por otro lado se recomienda hacer distintas medidas de resistividad del terreno sobre todo en caso de que la medida de resistencia del SPT no sea consistente.

A continuación se muestra el diseño del Formato para Revisión de Resistencia de Puesta a Tierra FLVSA\_07:

**Formato 1.** Formato para revisión de resistencia de puesta a tierra (FLVSA\_07)

FORMATO PARA REVISIÓN DE RESISTENCIA DE PUESTA A TIERRA (FLVSA_07)						
FECHA: 2015-03-31	VERSIÓN: 1		ORDEN DE SERVICIO: N° _____			
FECHA DE REVISIÓN: _____						
TIPO DE SERVICIO: USO GENERAL _____ USO EXCLUSIVO _____ ALUMBRADO PÚBLICO _____ USO FINAL _____ INSPECCIÓN: CONSTRUCCIÓN _____ AMPLIACIÓN _____ REMODELACIÓN _____ VERIFICACIÓN _____ RENOVACIÓN _____						
DATOS DEL TRANSFORMADOR:						
TENSIÓN NOMINAL _____ [V] CORRIENTE NOMINAL: _____ [A] N° SERIE _____						<b>CALIFICACIÓN (CAL.)</b> APLICA Y CUMPLE: <input type="checkbox"/> <b>✓</b> APLICA Y NO CUMPLE: <input type="checkbox"/> <b>A.L.C.</b> NO APLICA: <input type="checkbox"/> <b>N.A.</b>
CAPACIDAD NOMINAL _____ [KVA] FRECUENCIA NOMINAL _____ [Hz] N° FASES _____						
FABRICANTE: _____ AÑO DE FABRICACIÓN _____ PESO _____ [Kg]						
TIPO DE CONEXIÓN: _____ ESTRUCTURA: TIPO H _____ SENCILLA _____						
<b>1. IDENTIFICACIÓN</b>						
ULTIMO DÍA DE LLUVIA: _____						
CIUDAD: _____ UBICACIÓN SPT: _____						
EMPRESA/ DIRECCIÓN: _____						
ESTADO SUPERFICIE DEL TERRENO: _____						
ENTREGA DE MEMORIAS DE CALCULO: SI: _____ NO: _____						
APLICACIÓN DEL SPT: COMUNICACIONES: _____ SUBESTACIÓN: _____ PARARRAYOS: _____ OTROS: _____						
<b>2. MEDICIONES</b>						
TELURÓMETRO: MARCA: _____ FRECUENCIA: _____ PRECISIÓN: _____						
MÉTODO DE MEDICIÓN: CAIDA DE POTENCIAL						
Resistencia calculada método del 62% de la longitud máxima de Ec	MEDICIÓN	Vce	Ec (m)	Ep (m)	R (Ω)	OBSERVACIONES
	1					
	2					
	3					
	TOTAL PROMEDIO					
Resistencia calculada por medio de Gráfica Resistencia Vs Diistancia Ec	MEDICIÓN	Vce	Ec (m)	Ep (m)	R (Ω)	OBSERVACIONES
	1					
	2					
	3					
	4					
	5					
	6					
	7					
	8					
	9					
10						

CÉSAR ALEJANDRO BALAGUER ACERO  
INGENIERÍA ELÉCTRICA - UIS.

**Continuación Formato 1.** Formato para revisión de resistencia de puesta a tierra (FLVSA\_07)

CURVA DE RESISTENCIA
USO ÚNICO PARA CUANDO SE CALCULA POR MÉTODO DE CURVA DE RESISTENCIA

**3. EVALUACIÓN**

NUM	ASPECTO A EVALUAR	NORMA	CAL.	OBSERVACIÓN
1	Valor de la resistencia	IEEE 142- RETIE 15.4		
2	Calidad de los electrodos	IEC 60364-5-54 RETIE 15.3.1		
3	Separación entre electrodos	IEEE 142- RETIE 15.4		
4	Calidad de las conexiones	IEEE 847		
5	Calibre del conductor de puesta a tierra	NEC 250		
6	Calidad de los cables	NEC 250		
7	Barrajes equipotenciales	TIA 607-5.4		
8	Técnicas de mejoramiento	IEEE 80		
9	Cajas de Inspección	RETIE 15		
10	Interconexión de la puesta a tierra	IEC 61000-5-2		

**OBSERVACIONES GENERALES:**

FIRMA INSPECTOR: \_\_\_\_\_
CONCEPTO (X) APROBADO: \_\_\_\_\_  
NO APROBADO: \_\_\_\_\_

CÉSAR ALEJANDRO BALAGUER ACERO  
INGENIERÍA ELÉCTRICA - UIS.

## **6. DISEÑO DE ESTRATEGÍA PARA LA REVISIÓN Y ESTUDIO DE PUNTOS CALIENTES**

Dentro del formato principal que se debe diligenciar “*LISTA DE VERIFICACIÓN PARA INSTALACIONES ELÉCTRICAS DE TRANSFORMADORES (SUBESTACIONES AÉREAS) FLVSA*” se busca realizar un análisis predictivo de las instalaciones eléctricas relacionadas en el presente trabajo de grado, teniendo en cuenta que en las subestaciones aéreas a revisar no se han hecho las inspecciones, ni los mantenimientos recomendados por las normas vigentes, y que al instalar equipos electrónicos en la red para diferentes tipos de mediciones, es necesario que se haga la debida inspección, tanto para prevenir daños futuros, como para cumplir con la normatividad que relaciona esta clase de remodelaciones y/o ampliaciones en la red.

A continuación se darán a conocer los aspectos a tener en cuenta, para que el análisis de puntos calientes por termografía se dé de la mejor manera, siguiendo las recomendaciones de la normatividad actual, con el fin de que el cliente al recibir el listado de no conformidades, pueda tener un reporte completo de los elementos que debe revisar en la instalación y/o tomar las acciones respectivas para evitar daños en el nodo que se analizó.

### **6.1. ANÁLISIS DE PUNTOS CALIENTES**

Con el objetivo de recolectar y tomar información para el análisis completo del estado actual de la subestación aérea y sus componentes, se tienen en cuenta parámetros de comportamiento y la realización de la termografía a los equipos instalados, plasmándolos en un cuadro técnico, donde cada ítem tendrá su objetivo particular y la herramienta o equipo necesario para su revisión.

**6.1.1 Pruebas y mediciones.** El objetivo de realizar pruebas y toma de datos de diferentes ítems, permite que se caractericen los parámetros de análisis y poder dar un diagnóstico más acertado, de esta forma se plantean los objetivos por cada prueba de medición.

Con esto se logra la investigación general del porqué de los puntos calientes en las subestaciones aéreas en estudio, resumiendo en un cuadro los parámetros base para la estrategia general de revisión y evaluación de puntos calientes.

**6.1.2 Procedimiento para realizar la inspección con termografía.** Se propone una estrategia para realizar la inspección por termografía para seguir un procedimiento preventivo de la siguiente manera:

1. Revisar el estado de la cámara y que su batería este cargada, también se debe asegurar que la batería de repuesto este cargada (si se tiene). La duración de cada batería es aproximadamente de 4 horas en funcionamiento continuo.
2. Diligenciar los espacios del formato FLVSA\_07 que pueda llenar antes de la medición por termografía. (Anexo G)
3. En lo posible se debe tener en cuenta que los equipos estén funcionando en horarios donde se dé el máximo consumo diario, de esta manera se podrá identificar de manera fácil los puntos calientes, si existen.
4. En lo posible y a manera de recomendación, dependiendo del lugar, no es eficiente hacer la medición térmica a luz del día, teniendo en cuenta que la radiación del sol puede afectar el termograma.
5. Ajustar la cámara con los parámetros necesarios, si se lo permite, como temperatura ambiente, distancia de observación, emisividad, humedad relativa y temperatura reflejada y realizar la debida toma de datos.
6. Cuando se encuentre en la subestación aérea, identificar los equipos a los que se va a realizar la inspección. Antes de subir a la canasta, identificar si hay algún equipo o parte del equipo demasiado caliente y que requiera de una precaución especial.

7. Tomar las distancias de seguridad sugeridas por la norma NETA (Inspección por termografía), tabla 10.18.
8. Realizar primero la toma de la fotografía real y luego la termográfica con el fin de comparar y visualizar bien el punto o equipo a estudiar.
9. Efectuar la inspección termográfica, tener en cuenta siempre las variables que pueden afectar los resultados de la inspección como el entorno, emisividad, distancia al equipo o punto y enfoque, recordar las distancias recomendadas de seguridad.
10. Notificar sobre cualquier situación grave que requiera atención inmediata y se debe notificar al ingeniero de soporte del área y/o al supervisor eléctrico.
11. Terminar de diligenciar los espacios pendientes del formato FLVSA\_07. Verificar que los campos estén debidamente diligenciados.

**6.1.3 Recopilación de datos.** Los datos son los resultados producto de la inspección, un equipo de revisión tiene un dispositivo especial que permite identificar la condición de funcionamiento de otro equipo mediante el análisis, arrojando resultados como el termograma. En la mayoría de los casos estos datos arrojados por el dispositivo y visibles en el termograma, corresponden a puntos calientes que representan una falla en el equipo.

Los puntos calientes encontrados en cada inspección termográfica se capturan con la cámara para ser analizados posteriormente con la ayuda de un programa. En algunos casos se capturan termogramas de equipos que no representan ninguna falla, esto con el objetivo de confirmar que se realizó la inspección el equipo y dar un reporte de buen funcionamiento. Adicional a las imágenes térmicas capturadas con la cámara termográfica, también se toman datos de tensión y corriente que permiten dar un diagnóstico más acertado de la condición del equipo y a su vez de las recomendaciones pertinentes para la corrección de la falla. En el capítulo 7, los formatos 4 y 6 se evidencia el hallazgo de puntos calientes en algunos equipos y su respectivo reporte.

**6.1.4 Análisis de datos.** El análisis de datos de puntos calientes depende de la cámara termográfica que se vaya a utilizar y de la extracción de las imágenes para corroborar y analizar la información que nos arroja la medida, por medio de un software que permita estudiar cualquier punto específico. Las características de la cámara Ti100 Fluke de la Figura 13 con la cual se hacen las mediciones se pueden observar en el Anexo V:

**Figura 13.** Cámara térmica Ti100 FLUKE



**Fuente:** Fluke Connect.

**6.1.5 Requerimientos para el termógrafo.** No cabe duda que un mantenimiento mejora la vida útil y operativa de cualquier tipo de máquina, es por ello que en la industria eléctrica, los operadores eléctricos cumplen un papel fundamental para la revisión de puntos calientes. Un termógrafo debe tener conocimientos en el área de la termografía infrarroja, manipulación de equipos y completa claridad en el cuidado de todo tipo de riesgo eléctrico.

**6.1.6. Conocimientos del termógrafo.** A continuación se presentan los conocimientos que debe tener un termógrafo para desempeñar idóneamente su labor.

**6.1.6.1 Conocimientos técnicos.** El termógrafo debe tener conocimiento técnico en el área eléctrica, especialmente capacitado para operar equipos de subestaciones aéreas. Es importante que tenga un amplio conocimiento en este tema, ya que en todo momento debe diagnosticar posibles fallas en los equipos y dar recomendaciones para un trabajo correctivo.<sup>43</sup>

**6.1.6.2 Conocimientos de termografía infrarroja.** Los técnicos que van a realizar la inspección termográfica deben contar como mínimo con una capacitación de 12 horas en el tema de termografía infrarroja:

- Teoría termografía infrarroja (4 horas).
- Manejo de la cámara y software (4 horas).
- Entrenamiento de campo (4 horas).

Este es el entrenamiento básico que deben recibir los termógrafos para ejecutar el programa de mantenimiento.

---

<sup>43</sup> ESTUPIÑAN Y SAAVEDRA. Op. Cit.

**6.1.7. Consideraciones de seguridad.** Para realizar inspecciones con termografía la norma OSHA establece algunas pautas y recomendaciones de seguridad para el termógrafo. A continuación se presentan las consideraciones más importantes; sin embargo, es necesario que de la mano de la capacitación en termografía, el termógrafo reciba una capacitación sobre las prevenciones de seguridad personal que debe tener para realizar su labor.<sup>44</sup>

**6.1.7.1 Seguridad eléctrica.** Los termógrafos constantemente están expuestos a situaciones riesgosas por lo cual deben aprender a evaluar aquellas condiciones para minimizarlas y evitar que cualquier tipo de falla que pueda estar en la instalación los afecte y se ponga en riesgo su vida o la del personal a cargo de la revisión. Para reducir estos riesgos se recomienda:

- Se puede minimizar el riesgo a heridas en una descarga de arco eléctrico simplemente ubicándose a una distancia prudente de la zona del arco.
- La NFPA 70E especifica el equipo de protección personal (EPP), que resiste a la descarga como otro medio del manejo del riesgo. Los EPP incluyen entre otros:
  - Caretas.
  - Overol. Ya sea camisa y pantalón o braga.
  - Guantes
  - Gafas. Deben tener protección UV
  - Protector para el cuello.
- Se recomienda hacer una revisión visual de la zona donde se quiere hacer la inspección para tener una pre-evaluación de las fallas que pueda tener la instalación, es importante observar que el lugar este limpio y que solo se encuentren elementos pertenecientes a la instalación.

---

<sup>44</sup> OSHA. Publicación de seguridad industrial: elementos de protección personal (EPP) adecuados para una inspección con termografía.

- Otra recomendación es realizar un pre-escaneado de los equipos con la cámara antes de tener un mayor acercamiento para saber dónde se encuentran los posibles puntos calientes.

**6.1.8 Equipos para mediciones de puntos calientes.** Para la revisión correcta de puntos calientes es necesario contar con una serie de equipos que permiten las correctas mediciones y que necesitan ciertas especificaciones que permiten que los resultados sean verídicos. Es necesario que los equipos que se van a utilizar en la medición tenga la respectiva calibración vigente. Las calibraciones para las pruebas se pueden observar en los Anexos P y Q, los cuales muestran la ficha técnica de la cámara infrarroja; a continuación se mencionan las principales necesidades para para los equipos en la medición:

- Cámara infrarroja
- Carro canasta para línea viva

Cámara común

**6.1.9 Procesamiento digital de imágenes térmicas.** Para propósito de este trabajo de grado se tendrá apoyo del software Matlab, con el fin de analizar el termograma resultado de la termografía y del diligenciamiento respectivo del Anexo G (FORMATO REPORTE DE INSPECCIÓN TERMOGRÁFICA PARA EQUIPOS EN REDES DE MEDIA/BAJA TENSION FLVSA\_05).

A continuación se evidenciará un ejemplo del uso del programa diseñado y ejecutado por Matlab para la detección exacta de un punto caliente en un equipo de prueba instalado en una subestación aérea. El proceso se evidencia en las Figuras 14 a 17, donde se observan los valles del diferencial de temperatura en el objeto analizado. Este análisis ayuda a confirmar la falla, la recomendación que se debe hacer al cliente, la medida que se debe tomar y el lugar exacto donde se está produciendo la falla. Los datos de la subestación aérea donde se hizo la prueba por termografía son:

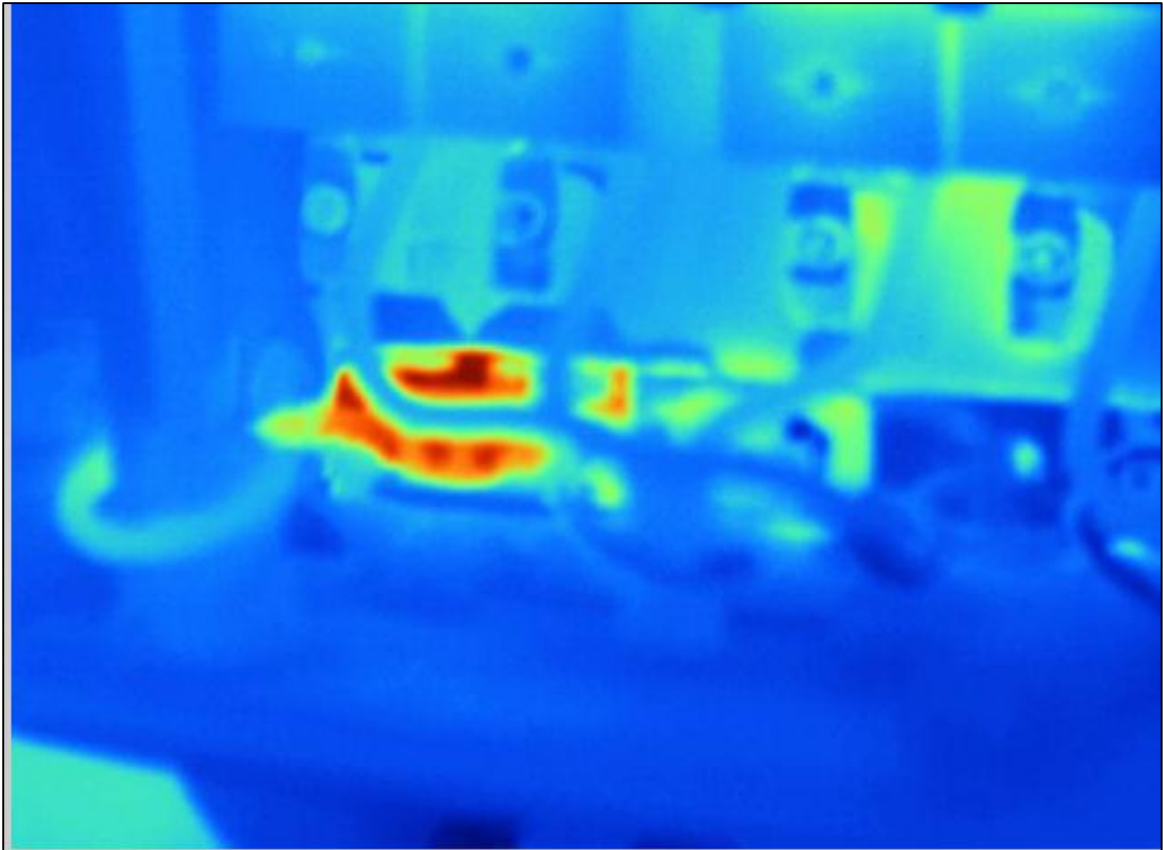
- Transformador: N. 4148.
- Apoyo: 1400274.
- Cantidad de Clientes: 5.
- Clases de conexiones: 2 Bifásicos y 3 Monofásico.
- Consumo Promedio Mensual Medida Centralizada: 1080kWh.
- Lugar: Piedecuesta barrio La Feria.
- Equipo analizado: medidor centralizado.

El software realizado para el cumplimiento de los objetivos del presente trabajo de grado, nos ofrece varias maneras de análisis de resultados, para el caso del medidor centralizado de la figura 14, es más evidente el diferencial de temperatura por medio de la gráfica de valles en 3D evidenciada en la figura 17, en otros casos basta con una imagen RGB u otra donde se evidencie de la mejor manera la falla dependiendo del equipo que se quiera revisar.

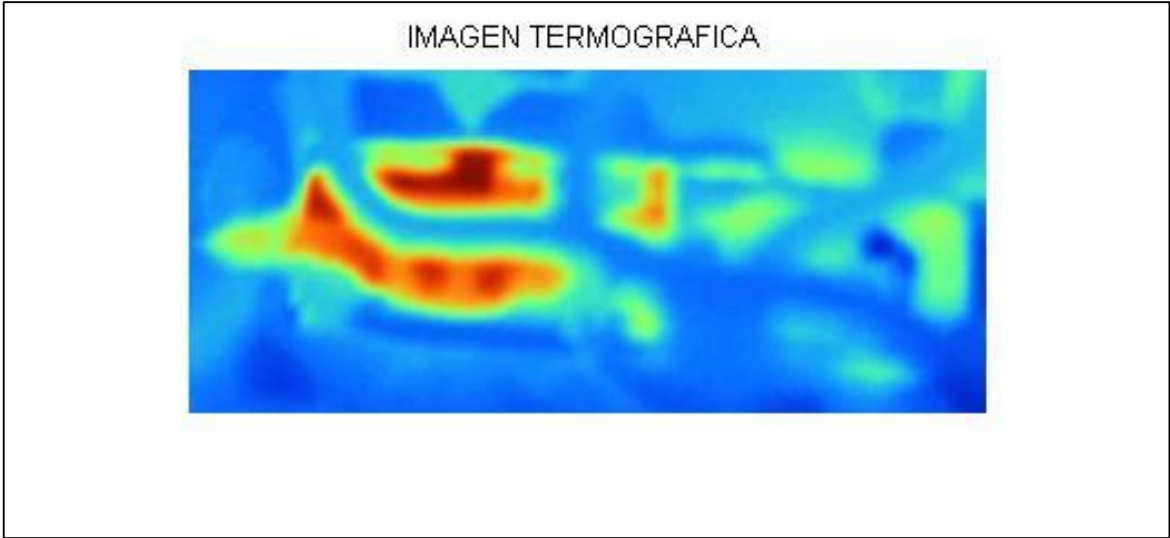
**Figura 14.** Medidor centralizado Barrio La Feria Piedecuesta posible punto caliente



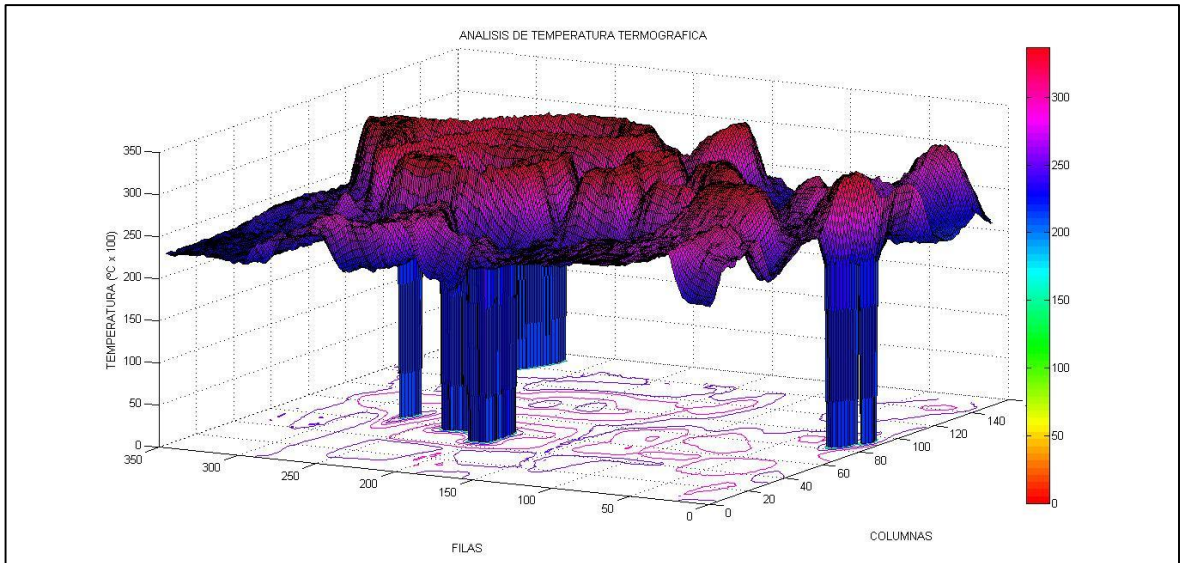
**Figura 15.** Imagen térmica Medidor centralizado Barrio La Feria Piedecuesta posible punto caliente.



**Figura 16.** Selección de espacio evidenciado como punto caliente.



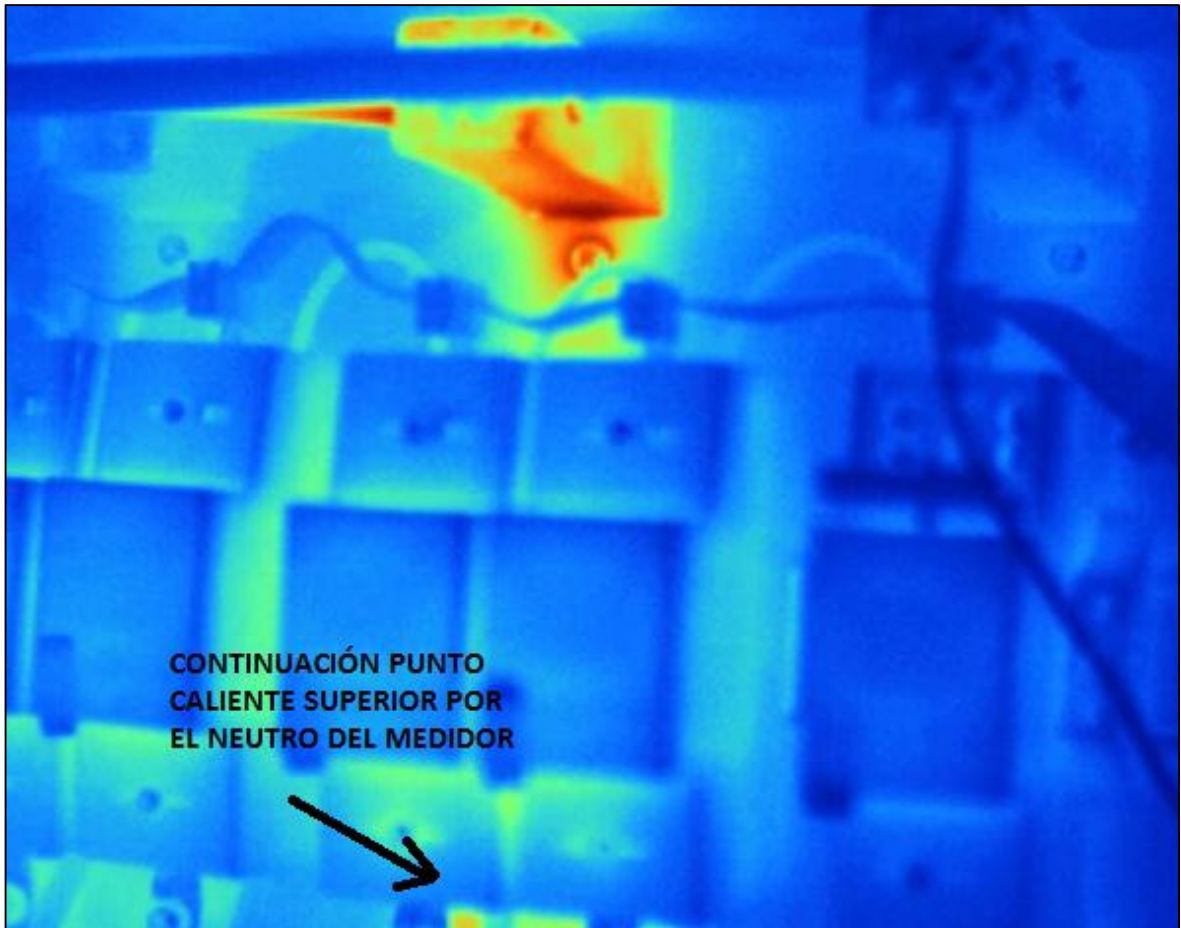
**Figura 17.** Confirmación de puntos calientes imagen 3D.



No siempre es evidente a simple vista la existencia de un punto caliente como se vió en el anterior ejemplo, gracias a la verificación de ese punto existente se encontró un segundo punto caliente en el mismo medidor centralizado, por esta razón el mantenimiento preventivo en todos los equipos que componen una red eléctrica debe ser constante.

Posiblemente, el causante de este punto caliente se encuentra en la conexión del neutro con el medidor centralizado, teniendo en cuenta que se hizo la toma de datos en condiciones de carga normales, lo que quiere decir, que muy posiblemente en horarios donde la carga aumenta, los puntos calientes pueden producir mayor radiación térmica y los materiales que componen el equipo pueden verse en peligro, si la temperatura por calentamiento supera la que soporta el material.

**Figura 18.** Punto caliente encontrado por seguimiento de otro punto caliente



**6.1.10 Formatos a diligenciar para entrega de resultados.** En el Anexo A se pueden revisar por ítems los aspectos a analizar en las pruebas de conformidades del SPT y puntos calientes. En el análisis de puntos calientes se deben guardar las imágenes obtenidas y tener el debido procesado de imágenes, con el fin de comparar las temperaturas de los elementos en condiciones de igual carga.

Es importante tener en cuenta la forma de diligenciar los formatos y que todas las listas de verificación queden en su totalidad diligenciadas en el sitio de la revisión.

A continuación se muestra el diseño del proceso de verificación para la revisión de puntos calientes que se puede usar para cualquier tipo de subestación aérea, teniendo en cuenta los siguientes aspectos:

- Se deben llenar los espacios como fecha de revisión, orden de servicio, tipo de servicio, inspección y datos de la cámara.
- Se deben poner en cada espacio tanto las imágenes térmicas como reales de los equipos que se están inspeccionando teniendo en cuenta que como mínimo se revisan tres puntos en equipos iguales con la misma carga en el caso de equipos como cortacircuitos o TC's o los bornes de media tensión que se evidencian en la parte superior del transformador.
- Al finalizar la revisión o diligenciamiento de cada formato se deben poner las observaciones generales y recomendaciones si existen, caben las irregularidades y observaciones que no se tengan en cuenta en los ítems de la revisión o formato que se está diligenciando.

**OBSERVACIONES GENERALES:**

**RECOMENDACIONES:**

- El inspector debe firmar la revisión de cada formato y dar su concepto de aprobado o no aprobado según sea caso.

**FIRMA**  
**INSPECTOR:** \_\_\_\_\_

CONCEPTO  
(X)

APROBADO: \_\_\_\_\_

NO APROBADO: \_\_\_\_\_

A continuación se muestra el diseño del Formato Reporte de Inspección Termográfica para Equipos en Redes de Media/Baja Tensión FLVSA\_05:

**Formato 2.** Formato reporte de inspección termográfica para equipos en redes de media / baja tensión FLVSA\_05

FECHA: \_\_\_\_\_



**FORMATO REPORTE DE INSPECCIÓN  
TERMOGRÁFICA PARA EQUIPOS EN REDES DE  
MEDIA/BAJA TENSIÓN FLVSA\_05**

TIPO DE SERVICIO: USO GENERAL \_\_\_\_\_ USO EXCLUSIVO \_\_\_\_\_ ALUMBRADO PÚBLICO \_\_\_\_\_ USO FINAL \_\_\_\_\_  
 INSPECCIÓN: CONSTRUCCIÓN \_\_\_\_\_ AMPLIACIÓN \_\_\_\_\_ REMODELACIÓN \_\_\_\_\_ VERIFICACIÓN \_\_\_\_\_ RENOVACIÓN \_\_\_\_\_  
 CÁMARA: MARCA: \_\_\_\_\_ REFERENCIA: \_\_\_\_\_ ESTADO: \_\_\_\_\_

ORDEN DE SERVICIO: N° \_\_\_\_\_

**INFORMACIÓN GENERAL**

**INFORMACIÓN DEL EQUIPO**  
 Nombre del equipo: \_\_\_\_\_  
 Parte analizar: \_\_\_\_\_  
 Tensión máxima: \_\_\_\_\_ V  
 Corriente máxima: \_\_\_\_\_ A  
**INFORMACIÓN ADICIONAL:**  
 Teperatura ambiente: \_\_\_\_\_ °C  
 Lugar: \_\_\_\_\_  
 Distancia de observación: \_\_\_\_\_ m  
 Nombre representante cuadrilla: \_\_\_\_\_

TABLA 10.18 (NETA)	
Diferencia de temperatura comparando componentes similares, bajo similares condiciones de carga.	ACCIÓN RECOMENDADA
1°C – 3°C	Posible deficiencia
4°C – 15°C	Probable deficiencia
>15°C	Mayor deficiencia

HERRAMIENTA DE ANÁLISIS	
HERRAMIENTA	TEMPERATURA °C
Punto 1	
Punto 2	
Punto 3	
<b>SUGERENCIA INMEDIATA</b>	

IMAGEN TÉRMICA

FOTOGRAFÍA REAL

CÉSAR ALEJANDRO BALAGUER ACERO  
 INGENIERÍA ELÉCTRICA - UIS.

**Continuación Formato 2.** Formato reporte de inspección termográfica para equipos en redes de media / baja tensión FLVSA\_05

FECHA: \_\_\_\_\_

<b>MAGEN REAL</b>
<b>RESULTADO POR SOFTWARE</b>

<b>MAGEN REAL</b>
<b>RESULTADO POR SOFTWARE</b>

<b>OBSERVACIONES GENERALES:</b>

<b>RECOMENDACIONES:</b>

CONCEPTO (X) APROBADO: \_\_\_\_\_  
NO APROBADO: \_\_\_\_\_

FIRMA INSPECTOR: \_\_\_\_\_

CÉSAR ALEJANDRO BALAGUER ACERO  
INGENIERÍA ELÉCTRICA - U.I.S.

## **7. IMPLEMENTACIÓN DE ESTRATEGIAS PARA EL ESTUDIO DE TIERRAS Y PUNTOS CALIENTES**

En cumplimiento de lo propuesto en los Capítulos 5 y 6 y los pasos necesarios para el diligenciamiento de los formatos de inspección para tierras y puntos calientes (ampliados a una inspección general para toda la subestación aérea, de manera que el análisis sea llevado a cabo de forma general e imparcial), se presentan los resultados de la implementación aplicada a las subestaciones aéreas en los barrios Jerusalén y Kennedy. Los parámetros que se tuvieron en cuenta tanto para la medición como para la revisión son:

### **7.1 DOCUMENTACIÓN NECESARIA ANTES DE LA INSPECCIÓN**

- Debe tenerse un archivo de todos los procedimientos de mantenimiento (si se han hecho).
- Debe tenerse las memorias de cálculo de los diseños que se deseen revisar.
- Deben tenerse los resultados de verificaciones anteriores.
- Los registros de mantenimiento deben incluir las acciones preventivas y correctivas (si se han hecho).
- Se debe revisar si existe un consecutivo de reportes de fallas.
- Se debe revisar la documentación presentada permitiendo evaluar los componentes y su instalación, así como la actualización del programa para la inspección.
- Debe tenerse por parte del operador de red datos como: corriente de falla de servicio y de protección y tiempo de dispersión de la falla.

## 7.2 REGISTROS DE LA INSPECCIÓN

EL registro de inspección a realizar para el SPT contiene la siguiente información:

- Condiciones generales de los conductores del sistema en una inspección visual.
- Nivel general de corrosión y la condición de la protección contra corrosión del SPT.
- Seguridad de las uniones de los conductores y componentes.
- Valores de resistencia.
- Desviaciones de los requisitos respecto de las normas establecidas.
- Documentación de todos los cambios.
- Los resultados de las pruebas realizadas.
- Imágenes de las mediciones.
- Inspección fotográfica
- Análisis termográfico.

## 7.3 APLICACIÓN DE PRUEBAS Y FORMATOS FLVSA

- Al tener listos los formatos FLVSA, las memorias de cálculo, equipos necesarios y datos por parte del operador de red se procedió a hacer una inspección visual.
- El diligenciamiento de los formatos FLVSA comenzó con los datos del transformador, estado general de la subestación, distancias de seguridad, revisión del SPT y revisión de la compatibilidad térmica de los equipos que componen la red.
- Se evidencia el uso de las condiciones de seguridad en la Figura 19, tanto del personal encargado de hacer las pruebas del SPT como de la termografía.<sup>45</sup>

---

<sup>45</sup> Formatos Listas Verificación Subestaciones Aéreas, Anexos A al L.


**Figura 19.** Implementos de seguridad para personal en pruebas



- Finalmente, después del correcto y completo diligenciamiento de los formatos FLVSA se procede al análisis y respectiva aprobación de la instalación por medio de un listado de no conformidades y entrega de las recomendaciones pertinentes.

A continuación se evidencian los resultados entregados a la empresa ESSA del sistema de puesta a tierra y puntos calientes (objetivo principal de este proyecto) en las subestaciones con transformadores 300465 y 300691 ubicadas en los barrios Jerusalén y Kenedy respectivamente, municipio de Barrancabermeja:

**Formato 3.** Formato para reporte de resistencia de puesta a tierra (FLVSA\_07) – Jerusalén.

<b>FORMATO PARA REVISIÓN DE RESISTENCIA DE PUESTA A TIERRA (FLVSA_07)</b>						
FECHA: 2015-03-31	VERSIÓN: 1		ORDEN DE SERVICIO: N°			
FECHA DE REVISIÓN: <u>14 de MAYO DE 2015</u>						
TIPO DE SERVICIO: USO GENERAL <input checked="" type="checkbox"/> USO EXCLUSIVO <input type="checkbox"/> ALUMBRADO PÚBLICO <input type="checkbox"/> USO FINAL <input type="checkbox"/>						
INSPECCIÓN: CONSTRUCCIÓN <input type="checkbox"/> AMPLIACIÓN <input type="checkbox"/> REMODELACIÓN <input type="checkbox"/> VERIFICACIÓN <input checked="" type="checkbox"/> RENOVACIÓN <input type="checkbox"/>						
DATOS DEL TRANSFORMADOR:						
TENSIÓN NOMINAL: <u>13200/220[V]</u> CORRIENTE NOMINAL: <u>3,3/197[A]</u> N° SERIE: <u>111475</u>						
CAPACIDAD NOMINAL <u>75</u> [KVA] FRECUENCIA NOMINAL <u>60</u> [Hz] N° FASES <u>3</u>						
FABRICANTE: <u>ABB</u> AÑO DE FABRICACIÓN <u>1994</u> PESO <u>590</u> [Kg]						
TIPO DE CONEXIÓN: <u>Dyn5</u> ESTRUCTURA: TIPO H <input type="checkbox"/> SENCILLA <input checked="" type="checkbox"/>						
						<b>CALIFICACIÓN (CAL.)</b> APLICA Y CUMPLE: <input checked="" type="checkbox"/> <b>A</b> APLICA Y NO CUMPLE: <input type="checkbox"/> <b>B</b> NO APLICA: <input type="checkbox"/> <b>C</b>
<b>1. IDENTIFICACIÓN</b>						
ULTIMO DÍA DE LLUVIA: <u>13 de Mayo de 2015</u>						
CIUDAD: <u>BARRANCABERMEJA</u> UBICACIÓN SPT: <u>JERUSALEN</u>						
EMPRESA/ DIRECCIÓN: <u>ESSA</u>						
ESTADO SUPERFICIE DEL TERRENO: <u>HUMEDO</u>						
ENTREGA DE MEMORIAS DE CALCULO: SI: <input type="checkbox"/> NO: <input checked="" type="checkbox"/>						
APLICACIÓN DEL SPT: COMUNICACIONES: <input type="checkbox"/> SUBESTACIÓN: <input checked="" type="checkbox"/> PARARRAYOS: <input type="checkbox"/> OTROS: <input type="checkbox"/>						
<b>2. MEDICIONES</b>						
TELURÓMETRO: MARCA: <u>METREL</u> FRECUENCIA: <u>25 kHz</u> PRECISIÓN: <u>95%</u>						
MÉTODO DE MEDICIÓN: CAIDA DE POTENCIAL						
Resistencia calculada método del 62% de la longitud máxima de Ec	MEDICIÓN	Vce	Ec (m)	Ep (m)	R (Ω)	OBSERVACIONES
	1	-	30	18	3,31	
	2	-	30	19	0,52	
	3	-	30	17	0,3	
	TOTAL PROMEDIO	-	30	18	1,37	MALA MEDIDA
Resistencia calculada por medio de Gráfica Resistencia Vs Diistancia Ec	MEDICIÓN	Vce	Ec (m)	Ep (m)	R (Ω)	OBSERVACIONES
	1					
	2					
	3					
	4					
	5					
	6					
	7					
	8					
	9					
10						

CÉSAR ALEJANDRO BALAGUER ACERO  
INGENIERÍA ELÉCTRICA - UIS.

**Continuación Formato 3.** Formato para reporte de resistencia de puesta a tierra (FLVSA\_07) – Jerusalén.

CURVA DE RESISTENCIA
USO ÚNICO PARA CUANDO SE CALCULA POR MÉTODO DE CURVA DE RESISTENCIA

**3. EVALUACIÓN**

NUM	ASPECTO A EVALUAR	NORMA	CAL.	OBSERVACIÓN
1	Valor de la resistencia	IEEE 142- RETIE 15.4	A.N.C	NEUTRO CONECTADO
2	Calidad de los electrodos	IEC 60364-5-54 RETIE 15.3.1	A.N.C	ELECTRODO EN MAL ESTADO
3	Separación entre electrodos	IEEE 142- RETIE 15.4	N.A	
4	Calidad de las conexiones	IEEE 847	A.N.C	AMARRÉS, NO USO DE SOLDADURA
5	Calibre del conductor de puesta a tierra	NEC 250	✓	
6	Calidad de los cables	NEC 250	✓	
7	Barrajes equipotenciales	TIA 607-5.4	✓	
8	Técnicas de mejoramiento	IEEE 80	A.N.C	NO SE EVIDENCIA MANTENIMIENTO
9	Cajas de Inspección	RETIE 15	A.N.C	ELECTRODOS A LA VISTA DE PERSONAL NO AUTORIZADO
10	Interconexión de la puesta a tierra	IEC 61000-5-2	A.N.C	NO SE EVIDENCIA QUE LAS PARTES METÁLICAS Y EQUIPOS ELECTRÓNICOS ESTÉN ATERRIZADOS

**OBSERVACIONES GENERALES:** A pesar de que la medida de resistencia de puesta a tierra está dentro de los parámetros, el neutro está conectado a la tierra de protección por lo cual la medición es un paralelo de todas las tierras de los usuarios mas la de protección.

CONCEPTO (X)      APROBADO: \_\_\_\_\_

FIRMA INSPECTOR: \_\_\_\_\_ **CESAR ALEJANDRO BALAGUER ACERO**      NO APROBADO: \_\_X\_\_

**CÉSAR ALEJANDRO BALAGUER ACERO**  
INGENIERÍA ELÉCTRICA - UIS.

**Formato 4.** Formato reporte de inspección termográfica para equipos en redes de media/baja tensión (FLVSA\_05) – Jerusalén

FECHA: 14 de Mayo de 2015



**FORMATO REPORTE DE INSPECCION TERMOGRAFICA PARA EQUIPOS EN REDES DE MEDIA/BAJA TENSION FLVSA\_05**

TIPO DE SERVICIO: USO GENERAL  USO EXCLUSIVO  ALUMBRADO PÚBLICO  USO FINAL   
 INSPECCIÓN: CONSTRUCCIÓN  AMPLIACIÓN  REMODELACIÓN  VERIFICACIÓN  RENOVACIÓN   
 CÁMARA: MARCA: FLUKE REFERENCIA: T100 ESTADO: Óptimo ORDEN DE SERVICIO: N°

**INFORMACIÓN GENERAL**

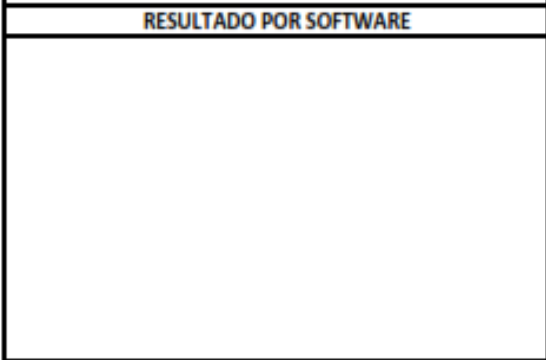
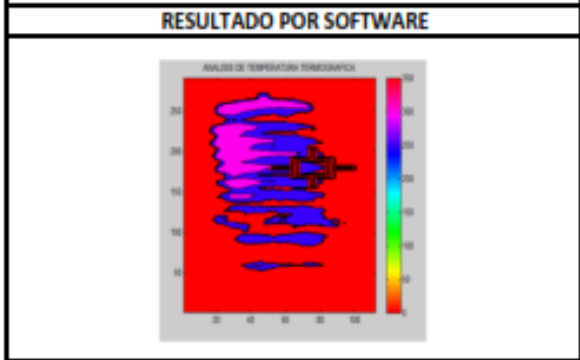
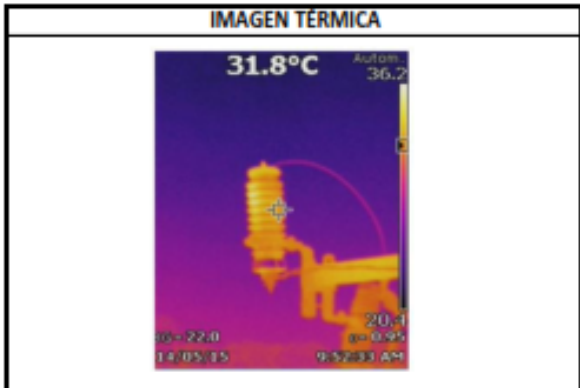
**INFORMACIÓN DEL EQUIPO**  
 Nombre del equipo: DPS, Medidor y Bornes de BT  
 Parte analizar: TODO  
 Tensión máxima: 13200/120 V  
 Corriente máxima: 3.3/197 A  
**INFORMACIÓN ADICIONAL:**  
 Teperatura ambiente: 30 °C  
 Lugar: JERUSALEN BARRANCABERMEJA  
 Distancia de observación: 5 m  
 Nombre representante cuadrilla: ELIBERTO TORRES - ESSA

**TABLA 10.18 (NETA)**

Diferencia de temperatura comparando componentes similares, bajo similares condiciones de carga.	ACCIÓN RECOMENDADA
1°C – 3°C	Posible deficiencia
4°C – 15°C	Probable deficiencia
>15°C	Mayor deficiencia

**HERRAMIENTA DE ANALISIS**

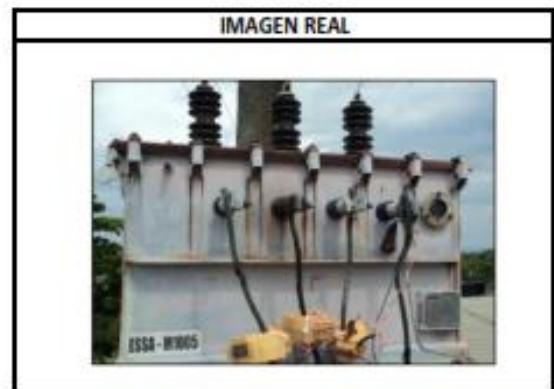
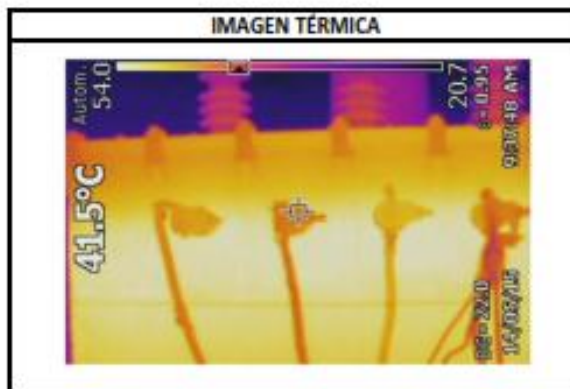
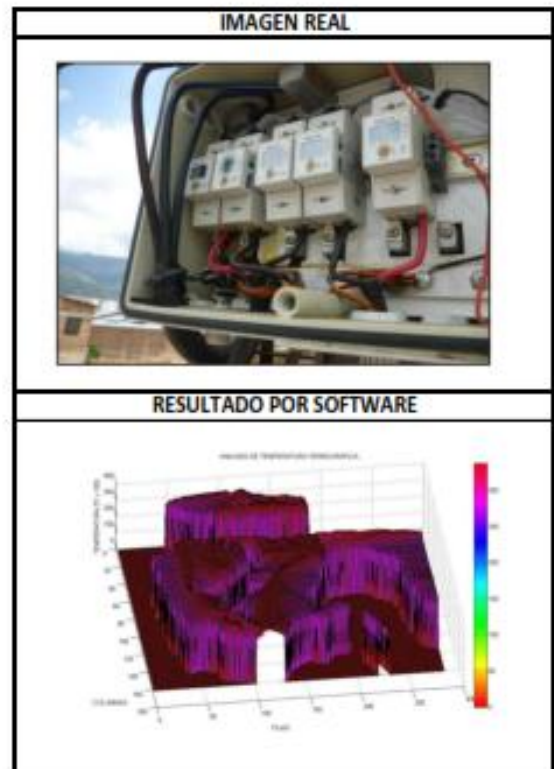
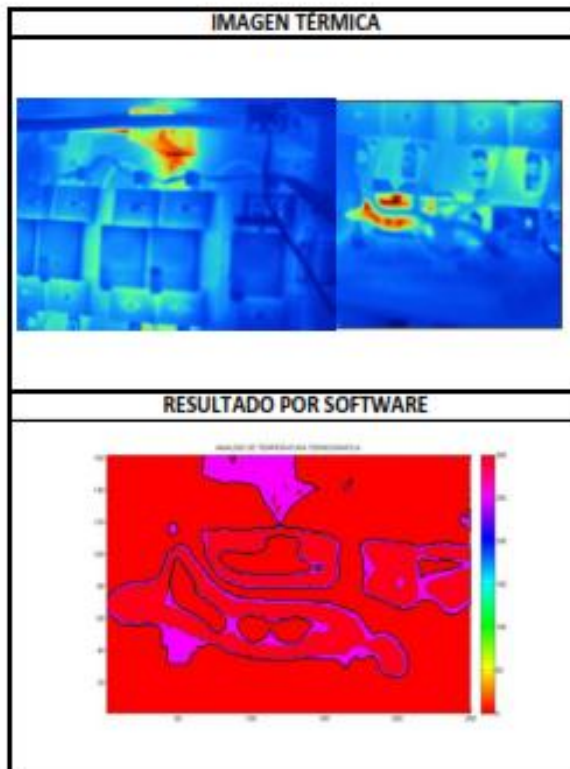
HERRAMIENTA	TEMPERATURA °C
Punto 1	31,8 - 45 - 51
Punto 2	35 - 48 - 54
Punto 3	30 - 42 - 51
<b>SUGERENCIA INMEDIATA</b>	<b>Probable deficiencia</b>



CESAR ALEJANDRO BALAGUER ACERO  
 INGENIERÍA ELÉCTRICA - UIS.

**Continuación Formato 4.** Formato reporte de inspección termográfica para equipos en redes de media/baja tensión (FLVSA\_05) – Jerusalén

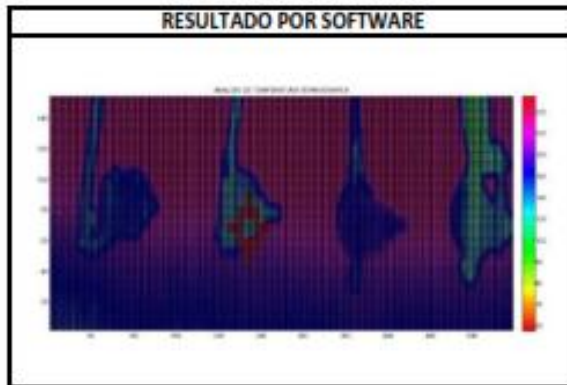
FECHA: 14 de Mayo de 2015



CESAR ALEJANDRO BALAGUER ACERO  
INGENIERIA ELÉCTRICA - UIS.

**Continuación Formato 4.** Formato reporte de inspección termográfica para equipos en redes de media/baja tensión (FLVSA\_05) – Jerusalén

FECHA: 14 de Mayo de 2015



**OBSERVACIONES GENERALES:** La temperatura ambiente es de 30° y es evidente un punto caliente teniendo en cuenta que todo el elemento está a la misma carga. Se verifica la información por medio del procesado de imágenes térmicas.


**RECOMENDACIONES:** Como en la instalación se han hecho modificaciones por el uso de nuevos equipos para medida centralizada, se recomienda una revisión inmediata teniendo en cuenta que las pruebas hechas se hicieron cuando hay poco consumo por los usuarios.

CONCEPTO (X) APROBADO: \_\_\_\_\_  
NO APROBADO:  X

FIRMA INSPECTOR: CESAR ALEJANDRO BALAGUER ACERO

CESAR ALEJANDRO BALAGUER ACERO  
INGENIERIA ELÉCTRICA - UIS.

**Formato 5.** Formato para revisión de resistencia de puesta a tierra (FVLSA-07) – Kennedy.

<b>FORMATO PARA REVISIÓN DE RESISTENCIA DE PUESTA A TIERRA (FLVSA_07)</b>														
FECHA: 2015-05-31	VERSIÓN: 1		ORDEN DE SERVICIO: N°											
FECHA DE REVISIÓN: <u>14 de MAYO DE 2015</u>														
TIPO DE SERVICIO: USO GENERAL <input checked="" type="checkbox"/> USO EXCLUSIVO _____ ALUMBRADO PÚBLICO _____ USO FINAL _____														
INSPECCIÓN: CONSTRUCCIÓN _____ AMPLIACIÓN _____ REMODELACIÓN _____ VERIFICACIÓN <input checked="" type="checkbox"/> RENOVACIÓN _____														
DATOS DEL TRANSFORMADOR:														
TENSIÓN NOMINAL: <u>13200/220[V]</u> CORRIENTE NOMINAL: <u>3,28/192,45[A]</u> N° SERIE: <u>80914262</u>														
CAPACIDAD NOMINAL: <u>75</u> [KVA] FRECUENCIA NOMINAL: <u>60</u> [Hz] N° FASES: <u>3</u>														
FABRICANTE: <u>SIEMENS</u> AÑO DE FABRICACIÓN: <u>1985</u> PESO: <u>448</u> [Kg]														
TIPO DE CONEXIÓN: <u>Dyn5</u> ESTRUCTURA: TIPO H _____ SENCILLA <input checked="" type="checkbox"/>														
<table border="1" style="border-collapse: collapse;"> <tr> <th colspan="2" style="padding: 2px;">CALIFICACIÓN (CAL.)</th> </tr> <tr> <td style="padding: 2px;">APLICA Y CUMPLE:</td> <td style="text-align: center; padding: 2px;"><input checked="" type="checkbox"/></td> </tr> <tr> <td style="padding: 2px;">APLICA Y NO CUMPLE:</td> <td style="text-align: center; padding: 2px;"><input type="checkbox"/></td> </tr> <tr> <td style="padding: 2px;">NO APLICA:</td> <td style="text-align: center; padding: 2px;"><input type="checkbox"/></td> </tr> </table>							CALIFICACIÓN (CAL.)		APLICA Y CUMPLE:	<input checked="" type="checkbox"/>	APLICA Y NO CUMPLE:	<input type="checkbox"/>	NO APLICA:	<input type="checkbox"/>
CALIFICACIÓN (CAL.)														
APLICA Y CUMPLE:	<input checked="" type="checkbox"/>													
APLICA Y NO CUMPLE:	<input type="checkbox"/>													
NO APLICA:	<input type="checkbox"/>													
<b>1. IDENTIFICACIÓN</b>														
ULTIMO DÍA DE LLUVIA: <u>13 de Mayo de 2015</u>														
CIUDAD: <u>BARRANCABERMEJA</u> UBICACIÓN SPT: <u>KENNEDY</u>														
EMPRESA/ DIRECCIÓN: <u>ESSA</u>														
ESTADO SUPERFICIE DEL TERRENO: <u>HUMEDO</u>														
ENTREGA DE MEMORIAS DE CALCULO: SI: _____ NO: <input checked="" type="checkbox"/>														
APLICACIÓN DEL SPT: COMUNICACIONES: _____ SUBESTACIÓN: <input checked="" type="checkbox"/> PARARRAYOS: _____ OTROS: _____														
<b>2. MEDICIONES</b>														
TELURÓMETRO: MARCA: <u>METREL</u> FRECUENCIA: <u>25 kHz</u> PRECISIÓN: <u>95%</u>														
MÉTODO DE MEDICIÓN: CAIDA DE POTENCIAL														
Resistencia calculada método del 62% de la longitud máxima de Ec	MEDICIÓN	Vce	Ec (m)	Ep (m)	R (Ω)	OBSERVACIONES								
	1	-	30	18	2,11									
	2	-	30	19	2,54									
	3	-	30	17	1,9									
	TOTAL PROMEDIO	-	30	18	2,18	MALA MEDIDA								
Resistencia calculada por medio de Gráfica Resistencia Vs Diistancia Ec	MEDICIÓN	Vce	Ec (m)	Ep (m)	R (Ω)	OBSERVACIONES								
	1													
	2													
	3													
	4													
	5													
	6													
	7													
	8													
	9													
10														

CÉSAR ALEJANDRO BALAGUER ACERO  
INGENIERÍA ELÉCTRICA - UIS.

**Continuación Formato 5.** Formato para revisión de resistencia de puesta a tierra (FVLSA-07) – Kennedy.

<b>CURVA DE RESISTENCIA</b>
USO ÚNICO PARA CUANDO SE CALCULA POR MÉTODO DE CURVA DE RESISTENCIA

**3. EVALUACIÓN**

NUM	ASPECTO A EVALUAR	NORMA	CAL.	OBSERVACIÓN
1	Valor de la resistencia	IEEE 142- RETIE 15.4	A.N.C	NEUTRO CONECTADO
2	Calidad de los electrodos	IEC 60364-5-54 RETIE 15.3.1	A.N.C	ELECTRODO NO VISIBLE
3	Separación entre electrodos	IEEE 142- RETIE 15.4	N.A	
4	Calidad de las conexiones	IEEE 847	A.N.C	AMARRES, NO USO DE SOLDADURA
5	Calibre del conductor de puesta a tierra	NEC 250	✓	
6	Calidad de los cables	NEC 250	✓	
7	Barrajes equipotenciales	TIA 607-5.4	✓	
8	Técnicas de mejoramiento	IEEE 80	A.N.C	NO SE EVIDENCIA MANTENIMIENTO
9	Cajas de Inspección	RETIE 15	A.N.C	NO EXISTENTE
10	Interconexión de la puesta a tierra	IEC 61000-5-2	A.N.C	NO SE EVIDENCIA QUE LAS PARTES METÁLICAS Y EQUIPOS ELECTRÓNICOS ESTÉN ATERRIZADOS

**OBSERVACIONES GENERALES:** A pesar de que la medida de resistencia de puesta a tierra está dentro de los parámetros, la puesta a tierra de servicio está conectada a la tierra de protección por lo cual la medición es un paralelo de todas las tierras de los usuarios mas la de protección.

CONCEPTO (X)      APROBADO: \_\_\_\_\_

FIRMA INSPECTOR: \_\_\_\_\_ **CÉSAR ALEJANDRO BALAGUER ACERO**      NO APROBADO: \_\_X\_\_

**CÉSAR ALEJANDRO BALAGUER ACERO**  
INGENIERÍA ELÉCTRICA - UIS.

**Formato 6.** Formato reporte de inspección termográfica para equipos en redes de media/baja tensión (FLVSA\_05) – Kennedy

FECHA: 14 de Mayo de 2015



**FORMATO REPORTE DE INSPECCIÓN  
TERMOGRÁFICA PARA EQUIPOS EN REDES DE  
MEDIA/BAJA TENSIÓN FLVSA 05**

TIPO DE SERVICIO: USO GENERAL  USO EXCLUSIVO  ALUMBRADO PÚBLICO  USO FINAL   
 INSPECCIÓN: CONSTRUCCIÓN  AMPLIACIÓN  REMODELACIÓN  VERIFICACIÓN  RENOVACIÓN   
 CÁMARA: MARCA: FLUKE REFERENCIA: Ti100 ESTADO: Ótimo ORDEN DE SERVICIO: N°

**INFORMACIÓN GENERAL**

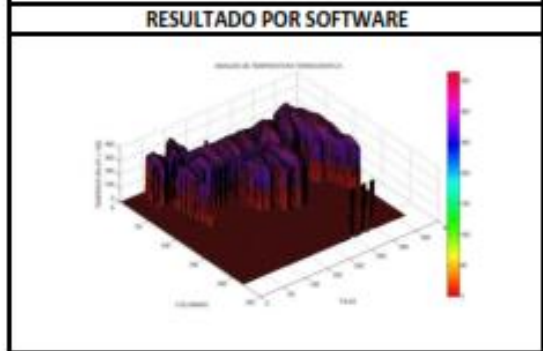
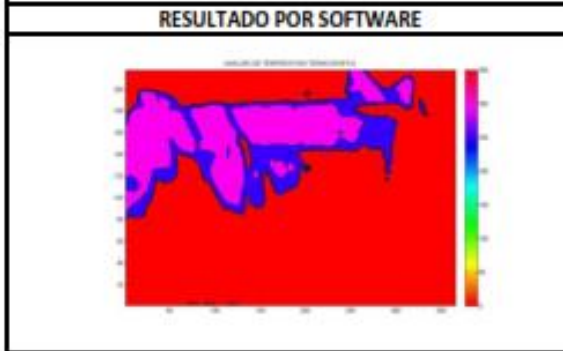
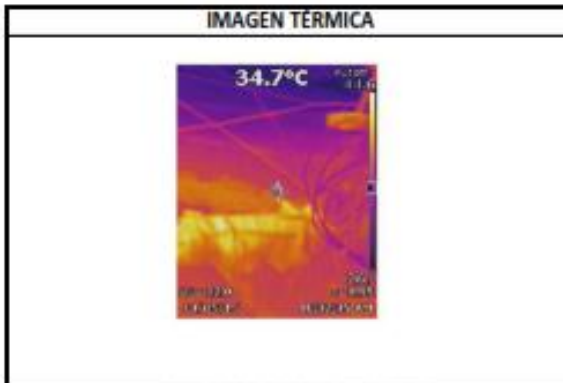
**INFORMACIÓN DEL EQUIPO**  
 Nombre del equipo: Conexión de trafo con baja tensión  
 Parte analizar: Nodo  
 Tensión máxima: 120 V  
 Corriente máxima: 192,45 A  
**INFORMACIÓN ADICIONAL:**  
 Teperatura ambiente: 30 °C  
 Lugar: KENNEDY BARRANCABERMEJA  
 Distancia de observación: 5 m  
 Nombre representante cuadrilla: ELIBERTO TORRES - ESSA

**TABLA 10.18 (NETA)**

Diferencia de temperatura comparando componentes similares, bajo similares condiciones de carga.	ACCIÓN RECOMENDADA
1°C – 3°C	Posible deficiencia
4°C – 15°C	Probable deficiencia
>15°C	Mayor deficiencia

**HERRAMIENTA DE ANÁLISIS**

HERRAMIENTA	TEMPERATURA °C
Punto 1	40
Punto 2	44
Punto 3	39
<b>SUGERENCIA INMEDIATA</b>	<b>Posible deficiencia</b>



**CESAR ALEJANDRO BALAGUER ACERO**  
 INGENIERÍA ELÉCTRICA - UIS.

**Continuación Formato 6.** Formato reporte de inspección termográfica para equipos en redes de media/baja tensión (FLVSA\_05) – Kennedy.

FECHA: 14 de Mayo de 2015

<b>IMAGEN REAL</b>	<b>IMAGEN REAL</b>
<b>RESULTADO POR SOFTWARE</b>	<b>RESULTADO POR SOFTWARE</b>

**OBSERVACIONES GENERALES:** La temperatura ambiente es de 30° y es evidente un punto caliente teniendo en cuenta que todo el elemento está a la misma carga. Se verifica la información por medio del procesado de imágenes térmicas.

**RECOMENDACIONES:** Como en la instalación se han hecho modificaciones por el uso de nuevos equipos para medida centralizada, se recomienda una revisión inmediata teniendo en cuenta que las pruebas hechas se hicieron cuando hay poco consumo por los usuarios.

CONCEPTO (X) APROBADO: \_\_\_\_\_

NO APROBADO:   X  

FIRMA INSPECTOR: CESAR ALEJANDRO BALAGUER ACERO

**CESAR ALEJANDRO BALAGUER ACERO**  
INGENIERÍA ELÉCTRICA - UIS.

## 8. ENTREGA DE RESULTADOS

### 8.1 ARTÍCULO: PUESTA A TIERRA A SUBESTACIONES AÉREAS, IMPLICACIÓN EN EQUIPOS ELECTRÓNICOS Y SU SENSIBILIDAD A PERTURBACIONES POR FALLAS EN LA RED ELÉCTRICA

## PUESTA A TIERRA EN SUBESTACIONES AÉREAS, IMPLICACIÓN EN EQUIPOS ELECTRÓNICOS Y SU SENSIBILIDAD A PERTURBACIONES POR FALLAS EN LA RED ELÉCTRICA.

Balaguer, Alejandro  
Universidad Industrial de Santander / Grupo de Investigación CPS  
Bucaramanga, Colombia, alejo.balaguer@gmail.com

Ordoñez, Gabriel  
Universidad Industrial de Santander / Grupo de Investigación GISEL  
Bucaramanga, Colombia, gaby@uis.edu.co

Chacón, Julio César  
Universidad Industrial de Santander / Grupo de Investigación GISEL  
Bucaramanga, Colombia, cchacon@uis.edu.co

Carrillo, Diana  
Universidad Industrial de Santander / Grupo de Investigación CPS  
Bucaramanga, Colombia, dcarrillo@cps.uis.edu.co

**Resumen:** Con el fin de evitar fallas en la red, los operadores de red instalan un sistema de puesta a tierra en la subestación aérea interconectando la puesta a tierra de protección y con la de servicio en un solo conductor aterrizado a tierra. Desde hace un tiempo se han evidenciado daños en equipos electrónicos conectados directamente a la red y se empieza a preguntar si el régimen de conexión a tierra que usan los operadores de red es confiable.

El presente artículo expone la diferencia de interconectar la puesta a tierra de protección con la de servicio, sus implicaciones en el sistema eléctrico y con base a la normativa actual en el país se entregan

las respectivas recomendaciones y conclusiones, mostrando deficiencias de las normas y aclarando cuando se debe usar o no la interconexión de las puestas a tierra.

**Palabras claves:** Sistema de Puesta a Tierra (SPT), Sistema con Único Punto de Conexión a tierra (SPG), Compatibilidad electromagnética.

**Abstrac:** In order to avoid network failures, network operators install a grounding system in the airline interconnecting substation grounding protection and service with a single conductor landed ashore. For some time they have shown damage to electronic equipment connected directly to the network and

begins to wonder if the grounding system used by network operators is reliable.

This article explains the difference to interconnect the ground of protection with the service, its implications in the electrical system, and based on current legislation in the country are given the respective recommendations and conclusions, showing shortcomings in the standards and clarifying when to use or not the interconnection of the grounding.

**Key words:** Grounding System (GS), System with Single Point Grounding (SSPG), Electromagnetic Compatibility.

## I. INTRODUCCIÓN

El sistema de puesta a tierra SPT es parte esencial de una instalación eléctrica permitiendo alcanzar una configuración segura y eficiente de la misma. También, se puede considerar como una de las principales herramientas para combatir los problemas de incompatibilidad electromagnética y calidad de la energía.

Las buenas prácticas de ingeniería en el diseño de SPT nos ayudan a tener un servicio confiable, seguro y de operación continua, por ello es necesario hacer una revisión a los SPT que se tienen hasta el momento en el departamento de Santander, previendo que las fallas en los sistemas eléctricos actuales pueden ser por la interconexión de las puestas a tierra de protección y servicio, por sobretensiones o malas conexiones, teniendo en cuenta que se tienen equipos electrónicos conectados a la red y se evidencia la presencia de fallas como puntos calientes, par galvánico y ausencia de mantenimiento preventivos en los sistemas eléctricos. Por otro lado es necesario saber si es conveniente interconectar o separar las tierras de protección y de servicio, cumpliendo la normatividad a nivel nacional y asegurando la protección y servicio continuo de usuarios finales.

Actualmente en las redes eléctricas a nivel nacional se están siguiendo malas prácticas de ingeniería realizando cambios en el sistema sin tener en cuenta que las normas vigentes exigen la actualización del sistema eléctrico y sus respectivos componentes cuando hay modificaciones y/o renovaciones en la

red. Un ejemplo evidente se encuentra en la conexión de equipos electrónicos directamente en el devanado de baja tensión en subestaciones aéreas; por falta de inspecciones y mantenimientos preventivos los nuevos equipos conectados a la red se ven afectados por posibles corrientes estáticas o sobretensiones.

Antes de conectar equipos electrónicos sensibles a fallas del sistema eléctrico a la red, se deben evaluar sus condiciones de conexión como protección de sobretensiones en el equipo, protección para corrientes de falla y su ruta de evacuación obligando a tener una tierra individual y si es conveniente su interconexión con la tierra de protección o servicio o su respectiva distancia de separación. Para ello se debe tener claro el uso de cada tierra y qué implicaciones se tiene cuando se conectan equipos a la red con las tierras interconectadas o separadas y si es necesario, o no, la conexión a tierra de los equipos electrónicos.

## II. PUESTA A TIERRA EN EQUIPOS ELECTRÓNICOS DE USO FINAL

Los sistemas electrónicos se han desarrollado de tal manera que se ha desencadenado un cambio radical en la naturaleza de las cargas presentes en las instalaciones eléctricas de uso final. Aplicaciones usuales como variadores de velocidad, instalación de equipos electrónicos de medida, microprocesadores y en general los sistemas que funcionan con sensores y variables digitales en el sector comercial y computadores personales, iluminación, elementos domésticos, reproductores y celulares entre otros equipos electrónicos, son una muestra del cambio de cargas que ha tenido las fuentes de alimentación tradicionales como los transformadores de distribución.

Los niveles de potencia de estos equipos electrónicos son muy bajos comparados con el de la red eléctrica, siendo susceptibles a tensiones muy por debajo de los niveles perceptibles por los seres humanos que es lo que la normatividad nacional cuida y que en la mayoría de los casos tienen efecto sobre los equipos de potencia eléctrica. Las corrientes inyectadas en la tierra por efecto de descargas atmosféricas puede causar serios daños en los equipos electrónicos sin

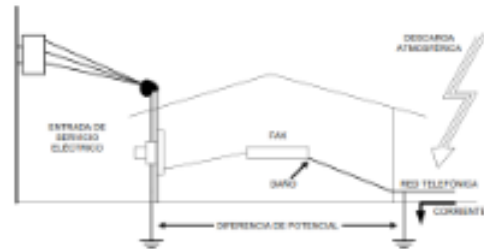
importar que la falla se presente varios kilómetros de distancia si no hay protecciones o mecanismos de mitigación, al igual que las malas conexiones en cualquier instalación eléctrica pueden generar par galvánico y afectar la vida útil de los equipos.

A causa de la incompatibilidad electromagnética presentada en equipos sensibles, los operadores de red y diseñadores se han interesado por sistemas eléctricos seguros y eficientes que acaparen todo tipo de cargas con el fin de encontrar soluciones eficaces. Muchas investigaciones llegan a enfocarse en una conexión a tierra que permita enfrentar los problemas por perturbaciones electromagnéticas en equipos y sistemas electrónicos que pueden ser conectados a cualquier nivel de tensión de una red eléctrica especialmente en la transformación de media a baja tensión, mejorar la calidad de la energía [1]. Un buen SPT cumple con estos requisitos además de ser un requerimiento de seguridad, hace el papel de referenciar los sistemas electrónicos [2].

Por lo general la mayoría de los equipos electrónicos cuentan con diferentes tipos de sistemas para ser aterrizados; desde la tierra de referencia de señal sensible a tensiones temporarias, pasando por la tierra de referencia de alimentación DC dependiendo de los componentes del equipo, hasta la tierra del chasis o armazón.

La norma NTC 2050 [3] exige que el neutro de una instalación eléctrica debe conectarse a tierra únicamente en el tablero de distribución principal o al secundario de un sistema derivado, pero es muy común encontrar malas prácticas de cableado y en múltiples puntos la unión del conductor del neutro con el de tierra haciendo que parte de la corriente fluya a través del SPT al cual está referenciado. Lo anterior afecta al sistema produciendo corrientes parasitas causando errores y lentitud en el servicio. Para evitar esta clase de errores en muchos casos se ha adoptado por poner una tierra aislada a los equipos electrónicos de la tierra del sistema de entrada de servicio eléctrico en instalaciones de uso final como se ve en la figura 1 donde se puede evidenciar la gran desventaja de esta práctica creando un diferencial de potencia entre las dos tierras cuando el sistema se afecta por una descarga atmosférica u otro tipo de falla.

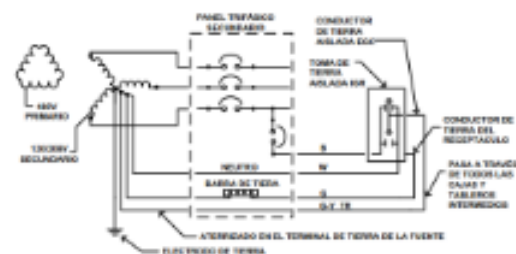
**Figura 1. Daño en un fax, debido al impacto de una sobretensión temporaria en la red telefónica.**



*FUENTE: Good Practices Identification for Design Electronic Equipment Grounding Systems to Mitigate Power Quality and EMI Problems. SIMPOSIO INTERNACIONAL DE CALIDAD DE LA ENERGÍA ELÉCTRICA SICEL 2013.*

Por otro lado teniendo en cuenta las buenas prácticas en un diseño de SPT para equipos sensibles se ha llevado a cabo un sistema con único punto de conexión a tierra SPG [1, 4] para lo cual es necesario mantener el SPT de los equipos electrónicos separado del resto de elementos puestos a tierra de la instalación y ser conectados solo en el punto donde el neutro y tierra se conectan [5] como se muestra en la figura 2.

**Figura 2. Conductor de puesta a tierra aislada para toma de equipos sensibles.**



*FUENTE: RODRIGUEZ, Oscar R. Propuesta técnica que incorpora parámetros de compatibilidad electromagnética en el diseño de puesta a tierra para instalaciones eléctricas de uso final. Universidad Industrial de Santander. 2013*

### III. SISTEMAS DE PUESTA A TIERRA PARA EQUIPOS ELECTRÓNICOS CONECTADOS DIRECTAMENTE A LA RED.

Así como pueden existir fallas en la conexión y funcionamiento de equipos electrónicos en instalaciones de uso final, se asimila el mismo comportamiento en todo tipo de equipo o sistema electrónico directamente conectado en la derivación para baja tensión de una subestación aérea o de distribución.

Un ejemplo claro se encuentra en Barrancabermeja - Santander, específicamente en los transformadores 300465 y 300691 donde se evidencian medidores centralizados con tarjetas electrónicas incorporadas y donde posiblemente se pueden alojar corrientes estáticas por fallas de sobretensión o como por falta de una conexión a tierra ocasionando puntos calientes.

Figura 3. Subestación aérea Jerusalén Barrancabermeja, conexión de equipos sensibles a la red.



FUENTE: Autor.

Cabe preguntarse si en la conexión de estos u otros equipos electrónicos se pueden evidenciar las buenas prácticas y la normatividad correspondiente para mitigar incompatibilidad electromagnética y aseguramiento del SPT evitando fallas en el sistema eléctrico o en el mismo equipo.

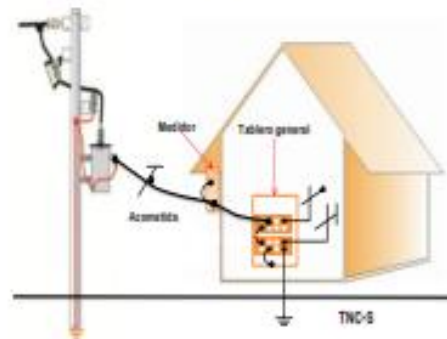
Para resolver esta inquietud la respuesta se puede apoyar en los resultados obtenidos en el proyecto de grado "DISEÑO DEL PROCESO PARA LA REVISIÓN DE TIERRAS Y PUNTOS CALIENTES

EN LOS TRANSFORMADORES 300465 Y 300691 DE BAJA TENSIÓN DE LA ELECTRIFICADORA DE SANTANDER EN EL MUNICIPIO DE BARRANCABERMEJA" donde se aplica una revisión al funcionamiento de la subestación aérea y se entrega un listado de No Conformidades evidenciando todas las fallas en el sistema eléctrico de la subestación aérea mostrada en la figura 3 [6].

### IV. INTERCONEXIÓN DE LAS PUESTAS A TIERRA.

A pesar de que una interconexión de la puesta a tierra de protección con la puesta a tierra de servicio (figura 4), permita una instalación óptima teniendo en cuenta que los DPS protegen al transformador de descargas atmosféricas mejorando su vida útil con un beneficio más económico ofreciendo la posibilidad de utilizarlos con aislación reducida, también es quien puede causar mayor daño a las instalaciones conectadas al neutro de baja tensión con un potencial que puede ser excesivo.

Figura 4. Esquema Indicativo del régimen de conexión a tierra TN-C-S



FUENTE: RETIE Regímenes de conexión.

El valor máximo de sobretensión temporaria  $U$  de corta duración ( $\leq 5$  s) que se permite en instalaciones de baja tensión por fallas fase tierra en el lado de alta tensión se define por:

$$U = U_0 + 1200 \text{ [5]}$$

Donde  $U_0$  es la tensión nominal entre fase y tierra, generalmente de 208 o 220 V arrojando a  $U \approx 1500$  V.

Por otro lado tomando como resistencia de puesta a tierra máxima  $10 \Omega$  para subestaciones aéreas [7, 8] podemos encontrar la mínima corriente de falla en el lado de alta tensión.

$$I_{CO} = \frac{13.2}{10} * \sqrt{3} = 2.28 \text{ KA}$$

Con bobinado en triángulo al lado de 13.2 kV.

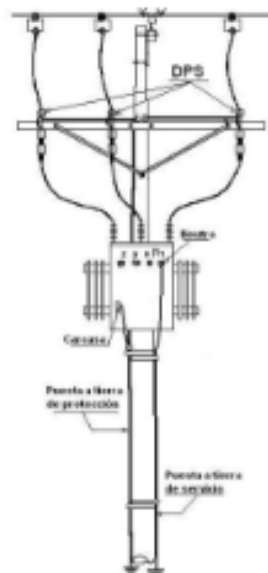
La resistencia máxima que permite interconectar las tierras es de  $0.66 \Omega$  con máxima sobretensión temporaria permitida de 1500 V.

Es muy complejo diseñar un SPT con resistencias tan pequeñas y más si las tierras se encuentran interconectadas, lo más probable es que reciban sobretensiones temporarias teniendo en cuenta que la resistividad del terreno varía dependiendo de su humedad, temperatura, composición, entre otros y este valor también aumenta el valor de la resistencia de puesta a tierra. Entre menor sea la corriente, más viable será dimensionar puestas a tierras más seguras y económicas, además facilitaría su interconexión; pero como ya es sabido se tienen equipos electrónicos conectados a la red y ahora se cuentan con usuarios finales portadores de cargas sensibles y no es recomendable que reciban ningún tipo de sobretensiones temporarias.

## V. SEPARACIÓN DE LAS PUESTAS A TIERRA.

Por razones diversas los operadores de red en Colombia han conectado la puesta a tierra de protección con la puesta a tierra de servicio en un solo conductor aterrizado en un electrodo a tierra para construcciones hechas antes y después de entrar en vigencia el Reglamento Técnico de Instalaciones Eléctricas RETIE en abril de 2005, el cual tiene gran incidencia a nivel nacional junto con la Norma Técnica Colombiana NTC 2050, este tipo de conexión es permitido en la nueva reglamentación RETIE pero en las normas de algunos operadores de red como la Electrificadora de Santander ESSA recomiendan la separación de tierras como se evidencia en la figura 5[9].

Figura 5. Puesta a tierra de subestaciones aéreas.



FUENTE: Norma ESSA figura A-37.

Después de la nueva reglamentación las distribuidoras de energía generalmente en sus subestaciones de transformación 13.2-0.208/0.120 kV proponen dos puestas a tierra, una para los Dispositivos Contra Sobretensión Transitorias DPS del lado de alta tensión y la carcasa del transformador y otra para el centro de estrella del transformador y sus partes metálicas al lado de baja tensión, teniendo en cuenta que la mayoría de las configuraciones son "Δy". Estas puestas a tierra no tienen vinculación eléctrica directa; para este tipo de conexión se debe tener en cuenta los requisitos mínimos y si es viable, o no, este tipo de SPT, o si por el contrario tienen menos posibilidades de funcionamiento que interconectar las tierras [10, 11].

La interconexión de puesta a tierra permite obtener una resistencia global más pequeña como se evidencia en la medición hecha en el proyecto de grado mencionado anteriormente, teniendo en cuenta que la medición da como resultado el paralelo de todos los neutros conectados a tierra. Por otra parte reduce el diferencial de tensión entre las partes de la instalación a un mínimo durante una falla, mejorando su confiabilidad y vida útil, sin embargo cuando se producen fallas al lado de alta tensión, podrían propagarse tensiones temporarias inadmisibles a

través de la puesta a tierra a los usuarios de baja tensión [7].

Una sobretensión temporal baja requiere un valor bajo de resistencia pero si es alta queda completamente impracticable para valores altos de resistividad del suelo y también para bajos valores de corriente de falla a tierra [7, 12, 13]. Y precisamente son estos casos los que se presentan en Barrancabermeja - Santander teniendo en cuenta los niveles cerámicos (nivel de riesgo de rayos) para Colombia debido a descargas atmosféricas por año según la figura 6, donde se evidencia que las sobretensiones solo por descargas atmosféricas no son bajas, obteniendo un promedio de 240 días tormentosos por año.

Figura 6. Mapa de ISO Niveles cerámicos para Colombia.

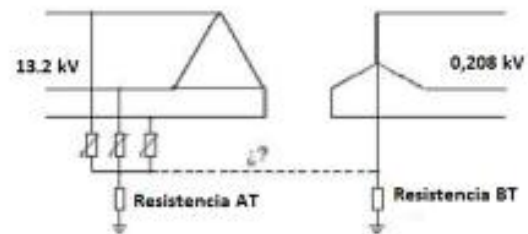


FUENTE: ISO

Cuando es necesario evitar la transferencia de tensiones peligrosas provocadas por fallas al lado de alta, entre otras causas, el neutro de baja tensión debe conectarse a una tierra separada y suficientemente

alejada de la tierra de protección con el fin de evitar problemas con el diferencial de potencia que nace de este tipo de conexión, ahora el interrogante radica en la distancia de separación entre la tierra de protección y de servicio como se evidencia en la figura 7.

Figura 7. Esquema eléctrico de una subestación aérea con puestas a tierra separadas.



FUENTE: Normas IEC

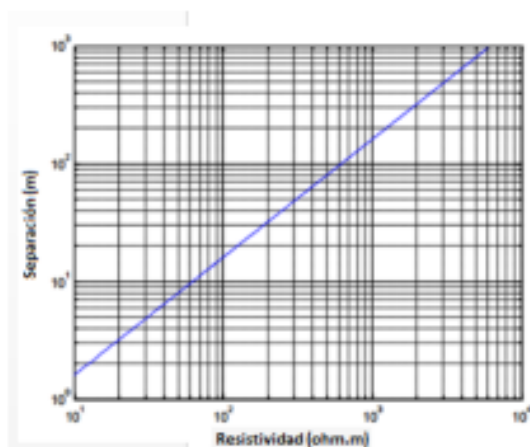
Cuando se separan las puestas a tierra deben tomarse las precauciones necesarias para que no resulte inoperante, las posibles sobretensiones temporarias de la puesta a tierra de protección no debe afectar a la puesta a tierra de servicio. La tensión inducida  $U_x$  resulta proporcional a la resistividad del suelo  $\rho$  y a la corriente de falla  $I_{CO}$  e inversamente proporcional a la distancia de separación de las puestas a tierra  $\chi$  de acuerdo a la siguiente expresión: [7]

$$U_x = 0.16 * \rho * \frac{I_{CO}}{\chi}$$

Despejando  $\chi$  se tiene:  $\chi = 0.16 * \rho * \frac{I_{CO}}{U_x}$  [m]

Para que la corriente de falla de 2.28 kA y una máxima sobretensión producida de 1500 V no afecte a la puesta a tierra de servicio se necesita una distancia de separación según la resistividad del terreno de acuerdo a la figura 8.

**Figura 8. Separación necesaria de los electrodos de puesta a tierra en función de la resistividad del suelo**



FUENTE: Puesta a tierra Instalaciones eléctricas R. García Márquez.

Si la resistividad del terreno está en  $\Omega m$  y se sabe que puede variar, lo usual es que se necesite una distancia de separación de 10 a 100 metros por lo cual se recomienda realizar la puesta a tierra de servicio en el primer o segundo poste después de la tierra de protección o en su defecto utilizar cable aislado para conectar las tierras aterrizadas teniendo en cuenta que dependiendo de la distancia la resistencia puede aumentar su valor.

## VI. CONSIDERACIONES GENERALES

El diseño de la puesta a tierra, según organismos nacionales e internacionales, debe diseñarse basado en conceptos de seguridad de tensiones de paso y contacto, no basta con tener un determinado valor de resistencia de puesta a tierra sino valores adecuados de tensiones de paso y contacto utilizando determinadas correlaciones [2, 12, 13] lo que es sumamente importante para subestaciones aéreas teniendo en cuenta que se encuentran expuestas al público.

En las subestaciones aéreas se puede admitir que se omita la realización de las mediciones de tensiones de paso y de contacto, sustituyéndolas por una consistente medida de la resistencia de puesta a tierra, si se ha establecido una correlación en las prácticas de

situaciones análogas entre tensiones de paso y contacto y resistencia de puesta a tierra tengan un valor adecuado para que las tensiones de paso y contacto resultantes no superen a la máxima permitida por el ser humano de acuerdo a su tiempo de dispersión.

Algunas normativas como la normativa interna de la empresa Electricadora de Santander ESSA dan algunas recomendaciones cuestionables sobre la puesta a tierra de subestaciones aéreas [6], en la norma se establece las protecciones necesarias y menciona la separación de las puesta a tierra pero solo se pide conectar la puesta a tierra de servicio en estructuras adyacentes al transformador en zonas rurales y no se menciona que los elementos metálicos en la subestación estén comentados a la puesta a tierra de protección y no a la del servicio lo cual hace más inseguro el SPT.

En el caso de que se desee permitir la interconexión de las puestas a tierras puede funcionar para sobretensiones temporarias mínimas pero se debe evaluar el nivel de riesgo por descargas eléctricas el cual debe ser mínimo en la zona y que el tiempo de dispersión de la falla sea eficiente y esté dentro de los parámetros exigidos.

## VII. CONCLUSIONES

Las personas o personas responsables del diseño, instalación, remodelación y/o mantenimiento de una instalación eléctrica, desde el enfoque de compatibilidad electromagnética, deben prever una conexión segura, óptima y compatible.

Toda puesta a tierra debe tener en cuenta todas las cargas electrónicas que se deseen alimentar con un entorno hacia los estándares normativos nacionales e internacionales orientados a este objetivo.

Desde la profundización en el tema de interferencia electromagnética generada por equipos electrónicos conectados a la red eléctrica, se han identificado y adoptado diversos modelos de puesta a tierra para equipos sensibles reconocidos en normas técnicas y estándares nacionales e internacionales, permitiendo mitigar fallas, y contribuyendo a la compatibilidad electromagnética desde el diseño del sistema de puesta a tierra, configurando eléctricamente las instalaciones con un entorno sin perturbaciones lo

cual se puede lograr si se hace una tierra aparte para equipos sensibles y se lleva a cabo un sistema con único punto de conexión a tierra conectando las tierras solo en el punto donde el neutro y el sistema de baja tensión se aterrizan.

La interconexión de la puesta a tierra de protección con la de servicio en una subestación aérea de distribución es un sistema óptimo desde el punto de vista de protección del transformador y de sobretensiones temporarias desde el lado de alta tensión, teniendo en cuenta que en baja tensión se tendrá una sobretensión máxima de 1500 V de corta duración y que la resistencia de puesta a tierra tiene un valor mínimo el cual puede ser controlado por una malla de puesta a tierra u otras opciones como cementos conductivos.

Para la conexión de equipos electrónicos a la red eléctrica no es recomendable la interconexión de la puesta a tierra de protección con la de servicio, por el contrario, se recomienda utilizar dos puestas a tierra adecuadamente separadas, una para los DPS y partes metálicas y otra para el neutro de baja tensión.

La separación de las puestas a tierra depende de la resistividad del terreno y la corriente de corto circuito fase a tierra de alta tensión y se puede necesitar varios metros de distancia de separación para cuando se tiene una alta resistividad, por lo cual, si se quiere ser efectivo es mejor utilizar la posibilidad de conectar la puesta a tierra del neutro en el primer o segundo poste del alimentador de baja tensión.

Todo diseño de un sistema de puesta a tierra debe considerar las tensiones de paso y de contacto, o sea se debe impedir todo riesgo de muerte para las personas que puedan tener contacto con la instalación eléctrica, teniendo en cuenta que este tipo de instalaciones en su mayoría se encuentran expuestas al público.

En subestaciones aéreas se puede evitar la medición de tensiones de paso y de contacto por una medición correcta de la resistencia de puesta a tierra si se ha establecido la correlación adecuada.

## VIII. REFERENCIAS

- [1]. IEEE Std. 1100 Emerald Book, IEEE Recommended Practice for Powering and Grounding Electronic Equipment, 2005.
- [2]. INSTITUTO COLOMBIANO DE NORMAS TÉCNICAS Y CERTIFICACIÓN (ICONTEC), NTC 389/03, Sistemas de Puesta a Tierra, Proyecto de Norma Técnica.
- [3]. INSTITUTO COLOMBIANO DE NORMAS TÉCNICAS Y CERTIFICACIÓN (ICONTEC), "Código eléctrico colombiano NTC 2050", primera actualización, apartado 14237 Santafé de Bogotá DC, 1998-11-25.
- [4]. IEEE Std. 142 Green Book, Grounding of Industrial and Commercial Power Systems, 2007.
- [5]. Protection against overvoltages. Section 442: Protection of low-voltage installations against faults between high-voltage systems and earth. IEC 364-4-442.,
- [6]. A. Balaguer, Universidad Industrial de Santander, DISEÑO DEL PROCESO PARA EL ESTUDIO DE TIERRAS Y PUNTOS CALIENTES EN LOS TRANSFORMADORES 300465 Y 300691 DE BAJA TENSIÓN DE LA ELECTRIFICADORA DE SANTANDER EN EL MUNICIPIO DE BARRANCABERMEJA, 2015.
- [7]. R. García Márquez, La puesta a tierra de instalaciones eléctricas, México: Alfaomega, 1999.
- [8]. Y. Harmand, M. Clement y P. Juston, Puesta a tierra del neutro MT en redes rurales – La solución francesa, Proc. CIRED Argentina 96. Buenos Aires, 1996.
- [9]. ELECTRIFICADORA DE SANTANDER (ESSA), Norma Técnica ESSA, Norma para el diseño de sistemas de distribución. 2005.
- [10]. R. Laurent, A. Martins y C. Helou, Puesta a tierra de subestaciones transformadoras, Universidad Nacional de Comahue, Neuquén, Argentina.
- [11]. R. Laurent, A. Martins y C. Helou, La interconexión de las puestas a tierra en subestaciones de distribución, Proc 8 Latin-American Congress: Electricity Generation and Transmission CLAGTEE 2009, Ubatuba, Brasil, 2009.
- [12]. J.J. Martínez Requena y J.C. Toledano Gasca, Puesta a tierra de edificios y en instalaciones eléctricas, España: Paraninfo, 1998.
- [13]. MINISTERIO DE MINAS Y ENERGIA. REGLAMENTO TÉCNICO DE INSTALACIONES ELÉCTRICAS. RETIE. Bogotá D.C.: 2013.
- [14]. CASAS, Favio. TIERRAS Soporte de la Seguridad Eléctrica. Bogotá D.C.: ICONTEC, 2005.
- [15]. R. Lurent, A. Martins y C. Helou, Puesta a Tierra en Subestaciones de Distribución: ¿Unidas o separadas? – La solución francesa, Proc. CIRED Argentina 96. Buenos Aires, 1996.

## Formato 7. Lista de no conformidades para instalaciones eléctricas (subestaciones aéreas) Subestación Jerusalén – Barrancabermeja Santander

CÉSAR ALEJANDRO BALAGUER ACERO  
INGENIERÍA ELÉCTRICA - UIS.

### LISTA DE NO CONFORMIDADES PARA INSTALACIONES ELÉCTRICAS (SUBESTACIONES AÉREAS) SUBESTACIÓN JERUSALEN - BARRANCABERMEJA SANTANDER

FECHA: 2015-03-31

VERSIÓN: 1

FLVSA\_01

FECHA DE REVISIÓN: 14 de MAYO DE 2015



TIPO DE SERVICIO: USO GENERAL  USO EXCLUSIVO  ALUMBRADO PÚBLICO  USO FINAL   
INSPECCIÓN: CONSTRUCCIÓN  AMPLIACIÓN  REMODELACIÓN  VERIFICACIÓN  RENOVACIÓN

#### DATOS DEL TRANSFORMADOR:

TENSIÓN NOMINAL: 13200/220 [V] CORRIENTE NOMINAL: 3,3/197 [A] N° SERIE: 111475  
CAPACIDAD NOMINAL 75 [KVA] FRECUENCIA NOMINAL 60 [Hz] N° FASES 3  
FABRICANTE: ABB AÑO DE FABRICACIÓN 1994 PESO 590 [Kg]  
TIPO DE CONEXIÓN: Dyn5 ESTRUCTURA: TIPO H SENCILLA X

ORDEN DE SERVICIO:

N°

#### RECOMENDACIONES

Pueden existir problemas de compatibilidad electromagnética en los equipos conectados a la red por lo cual es necesaria la cooperación entre los diseñadores de sistemas eléctricos (específicamente en el área de puesta a tierra), la empresa del servicio público, antes de regulación y fabricantes de los equipos para encontrar soluciones efectivas y reducir la susceptibilidad de los equipos y establecer estándares de calidad de la energía.

Siempre que se desee modificar cualquier tipo de instalación eléctrica es necesario hacer un estado de conformidades antes y después de la modificación según la reglamentación y estándares nacionales e internacionales que apliquen, de esta manera, se evitan instalaciones inoperantes que contribuyan a las pérdidas de energía por malas prácticas de la Ingeniería.

Es necesario implementar medidas que permitan capacitar de manera adecuada al personal de instalación y mantenimiento, complementado por una mayor supervisión por parte del diseñador y entidades de inspección, lo anterior con el fin de evitar prácticas improvisadas que lejos de solucionar cualquier problema, pueden agudizarlo e incluso comprometer la seguridad del personal que pueda tener contacto con la instalación, teniendo en cuenta que en su mayoría se encuentran en el espacio público.

Un mantenimiento preventivo para una instalación eléctrica ayuda a los operadores de red, usuarios finales y entidades de inspección a prever fallas en el sistema eléctrico, en subestaciones aéreas es común el desgaste de los equipos, aislamiento, conexiones y uniones entre los diferentes componentes, lo cual puede causar puntos calientes, corrientes parásitas, par galvánico, entre otros. La práctica de un mantenimiento preventivo minimiza todos los factores que pueden causar diferentes tipos de pérdidas en la instalación y ayuda a entregar un soporte de evaluación permitiendo planificar medidas de corrección de fallas del sistema eléctrico.





La protección de una instalación eléctrica es vital para su funcionamiento y seguridad de quienes puedan tener contacto con ella, la evaluación del sistema de puesta a tierra permite entregar como resultado el nivel de seguridad de la instalación tanto para el personal que pueda tener contacto, medio ambiente y una buena calidad de energía, por lo cual todas las partes metálicas, protección de alta tensión, baja tensión, componentes de la subestación aérea y equipos conectados directamente a la red entran en la revisión del sistema de puesta a tierra siguiendo los lineamientos nacionales e internacionales y las buenas prácticas de la Ingeniería.

Los componentes del SPT tienden a perder su efectividad después de unos años, debido a la corrosión, daños relacionados con fallas, daños mecánicos e impactos de rayos. La inspección y programas de mantenimiento deberían ser exigidos por una autoridad, el diseñador, el constructor o el propietario de la instalación.

En la mayoría de las áreas geográficas y especialmente donde existan cambios temporales extremos en temperatura y lluvia, la variación de la resistencia de puesta a tierra debe ser tomada en cuenta por medidas de resistividad en diferentes periodos de climáticos.





**Continuación Formato 7.** Lista de no conformidades para instalaciones eléctricas (subestaciones aéreas) Subestación Jerusalem – Barrancabermeja Santander

CÉSAR ALEJANDRO BALAGUER ACERO  
INGENIERÍA ELÉCTRICA - UIS.

NUM	ANOMALÍA	UBICACIÓN	NORMA	OBSERVACIÓN
1	NO SE EVIDENCIAN LAS MEMORIAS DE CÁLCULO.	SUBESTACIÓN AÉREA JERUSALEN	RETIE 10.2.2 literal e, 20.14.2 literal a	Como está red es anterior al cumplimiento RETIE no evidencian memorias de calculo por parte del operador de red o el diseñador
2		RED DE COMUNICACIONES, BAJA TENSIÓN Y ESTRUCTURA DE LA CASA	RETIE 2.1, 25.4 literal f	Existen partes accesibles y energizadas a personal no autorizado, formato FLVSA_10 no aprobado.
3		UNIÓN CONDUCTORES PUESTA A TIERRA DE DPS's Y TRANSFORMADOR	RETIE 23.1 literal r, 15.1 literal b	Se evidencia la unión de la puesta a tierra de los DPS's con la carcasa del transformador y su respectivo neutro, pero las partes metálicas como crucetas y agarres de poste no están conectadas al conductor de puesta a tierra además de los equipos conectados a la red teniendo en cuenta que son accesibles a personal no autorizado.
4		PUESTA A TIERRA SUBESTACIÓN AÉREA JERUSALEN	RETIE 15.1 literal d	El electrodo de puesta a tierra en la subestación aérea de Jerusalem a pesar de poder ser inspeccionable, queda expuesto a personal no calificado, además de que se recomienda estar dentro de una caja de inspección.
5		PUESTA A TIERRA SUBESTACIÓN AÉREA JERUSALEN	RETIE 15.1 literal h, i NTC 2050- 83 numeral 3 literal c	El electrodo no cuenta su respectiva identificación, su soldadura no es exotérmica y no es posible confirmar su profundidad.

**Continuación Formato 7.** Lista de no conformidades para instalaciones eléctricas (subestaciones aéreas) Subestación Jerusalén – Barrancabermeja Santander

CÉSAR ALEJANDRO BALAGUER ACERO  
INGENIERÍA ELÉCTRICA - UIS.

6		EQUIPOS QUE COMPONEN LA SUBESTACIÓN AÉREA	RETIE 15.3.3 literal d, literal e, 27.4.2 literal c, 23.1 literal r y 15.1 literal a	Los equipos que están conectados a la red no cuentan con conductor de puesta a tierra.
7		POSTERIA SUBESTACIÓN AÉREA JERUSALEN	RETIE 20.17.1 literal g, literal l	No se evidencia la placa de inspección.
8		PROTECCIÓN CONTRA ELECTROCUCIÓN	RETIE 27.4.1 literal a, b, c, d, e	No se evidencia señalización de seguridad teniendo en cuenta que no se cumplen las distancias de seguridad dejando accesibles componentes como el electrodo de puesta a tierra y no se protegen equipos de medición con una debida puesta a tierra.
9		CONEXIONES INADECUADAS		Se evidencia las conexiones cable a cable en la red de media tensión y no por conectores certificados.

**Continuación Formato 7.** Lista de no conformidades para instalaciones eléctricas (subestaciones aéreas) Subestación Jerusalén – Barrancabermeja Santander

**CÉSAR ALEJANDRO BALAGUER ACERO**  
INGENIERÍA ELÉCTRICA - UIS.

10		PUNTOS CALIENTES EN DPS		Se evidencian puntos calientes en DPS de red de media tensión lo cual puede traer consecuencias graves si a mayor carga crece el punto caliente o si este perdura por un tiempo considerable dañando el aislamiento del material.
11	NO EXISTE INTERCONEXIÓN DE EQUIPOS CONECTADOS DIRECTAMENTE A LA RED A SISTEMA DE PUESTA A TIERRA	PUNTOS CALIENTES EN LA RED Y FALLAS DEL SISTEMA DE PUESTA A TIERRA	RETIE artículo 15	No se evidencia un sistema de puesta a tierra que proteja a los equipos de la subestación aérea y lo que se encuentran conectados directamente a la red.

**OBSERVACIONES GENERALES:** No se aprueba el buen funcionamiento de la subestación aérea teniendo en cuenta que tiene inconformidades que pueden afectar tanto su funcionamiento como la protección de las personas ya que tiene varios equipos sin SPT cerca de la subestación en contacto y alimentados por la red.

CONCEPTO (X) APROBADO: \_\_\_\_\_

FIRMA INSPECTOR: CÉSAR ALEJANDRO BALAGUER ACERO

NO APROBADO: \_X\_

## Formato 8. Lista de no conformidades para instalaciones eléctricas (subestaciones aéreas) Subestación Kennedy – Barrancabermeja Santander

CÉSAR ALEJANDRO BALAGUER ACERO  
INGENIERÍA ELÉCTRICA - UIS.

### LISTA DE NO CONFORMIDADES PARA INSTALACIONES ELÉCTRICAS (SUBESTACIONES AÉREAS) SUBESTACIÓN KENNEDY - BARRANCABERMEJA SANTANDER

FECHA: 2015-03-31      VERSIÓN: 1  
FLVSA\_01

FECHA DE REVISIÓN: 14 de MAYO DE 2015



TIPO DE SERVICIO: USO GENERAL  USO EXCLUSIVO  ALUMBRADO PÚBLICO  USO FINAL   
INSPECCIÓN: CONSTRUCCIÓN  AMPLIACIÓN  REMODELACIÓN  VERIFICACIÓN  RENOVACIÓN

#### DATOS DEL TRANSFORMADOR:

TENSIÓN NOMINAL: 13200/220[V]    CORRIENTE NOMINAL: 3.28/192.45[A]    N° SERIE: 86914262  
CAPACIDAD NOMINAL 75 [KVA]    FRECUENCIA NOMINAL 60 [Hz]    N° FASES 3  
FABRICANTE: SIEMENS    AÑO DE FABRICACIÓN 1985    PESO 448 [Kg]  
TIPO DE CONEXIÓN: Dyn5    ESTRUCTURA: TIPO H  SENCILLA

ORDEN DE SERVICIO:  N°
------------------------------

#### RECOMENDACIONES

Siempre que se desee modificar cualquier tipo de instalación eléctrica es necesario hacer un estado de conformidades antes y después de la modificación según la reglamentación y estándares nacionales e internacionales que apliquen, de esta manera, se evitan instalaciones inoperantes que contribuyan a las pérdidas de energía por malas prácticas de la Ingeniería.

Es necesario implementar medidas que permitan capacitar de manera adecuada al personal de instalación y mantenimiento, complementado por una mayor supervisión por parte del diseñador y entidades de inspección, lo anterior con el fin de evitar prácticas improvisadas que lejos de solucionar cualquier problema, pueden agudizarlo e incluso comprometer la seguridad del personal que pueda tener contacto con la instalación, teniendo en cuenta que en su mayoría se encuentran en el espacio público.

Un mantenimiento preventivo para una instalación eléctrica ayuda a los operadores de red, usuarios finales y entidades de inspección a prever fallas en el sistema eléctrico, en subestaciones aéreas es común el desgaste de los equipos, aislamiento, conexiones y uniones entre los diferentes componentes, lo cual puede causar puntos calientes, corrientes parásitas, par galvánico, entre otros. La práctica de un mantenimiento preventivo minimiza todos los factores que pueden causar diferentes tipos de pérdidas en la instalación y ayuda a entregar un soporte de evaluación permitiendo planificar medidas de corrección de fallas del sistema eléctrico.

La protección de una instalación eléctrica es vital para su funcionamiento y seguridad de quienes puedan tener contacto con ella, la evaluación del sistema de puesta a tierra permite entregar como resultado el nivel de seguridad de la instalación tanto para el personal que pueda tener contacto, medio ambiente y una buena calidad de energía, por lo cual todas las partes metálicas, protección de alta tensión, baja tensión, componentes de la subestación aérea y equipos conectados directamente a la red entran en la revisión del sistema de puesta a tierra siguiendo los lineamientos nacionales e internacionales y las buenas prácticas de la Ingeniería.

En la mayoría de las áreas geográficas y especialmente donde existan cambios temporales extremos en temperatura y lluvia, la variación de la resistencia de puesta a tierra debe ser tomada en cuenta por medidas de resistividad en diferentes periodos de climáticos.

**Continuación Formato 8.** Lista de no conformidades para instalaciones eléctricas (subestaciones aéreas) Subestación Kennedy – Barrancabermeja Santander

CÉSAR ALEJANDRO BALAGUER ACERO  
INGENIERÍA ELÉCTRICA - UIS.

NUM	ANOMALÍA	UBICACIÓN	NORMA	OBSERVACIÓN
1	NO SE EVIDENCIAN LAS MEMORIAS DE CÁLCULO.	SUBESTACIÓN AÉREA KENNEDY	RETIE 10.2.2 literal e, 20.14.2 literal a	Como está red es anterior al cumplimiento RETIE no evidencian memorias de calculo por parte del operador de red o el diseñador
2		PUESTA A TIERRA SUBESTACIÓN AÉREA KENNEDY	RETIE 15.1 literal d	El electrodo de puesta a tierra en la subestación aérea de Kennedy no es inspeccionable y queda expuesto a personal no calificado.
3		PUESTA A TIERRA SUBESTACIÓN AÉREA KENNEDY	RETIE 15.1 literal h, i NTC 2050-83 numeral 3 literal c	El electrodo no cuenta su respectiva identificación, su soldadura no es exotérmica y no es posible confirmar su profundidad.
4		EQUIPOS QUE COMPONEN LA SUBESTACIÓN AÉREA	RETIE 15.3.3 literal d, literal e, 27.4.2 literal c, 23.1 literal r y 15.1 literal a	Los equipos que están conectados a la red no cuentan con conductor de puesta a tierra.
5		POSTERIA SUBESTACIÓN AÉREA KRNNRDY	RETIE 20.17.1 literal g, literal i	No se evidencia la placa de inspección.

**Continuación Formato 8.** Lista de no conformidades para instalaciones eléctricas (subestaciones aéreas) Subestación Kennedy – Barrancabermeja Santander

CÉSAR ALEJANDRO BALAGUER ACERO  
INGENIERÍA ELÉCTRICA - UIS.

6	NO EXISTE INTERCONEXIÓN DE EQUIPOS CONECTADOS DIRECTAMENTE A LA RED A SISTEMA DE PUESTA A TIERRA	PUNTOS CALIENTES EN LA RED Y FALLAS DEL SISTEMA DE PUESTA A TIERRA	RETIE artículo 15	No se evidencia un sistema de puesta a tierra que proteja a los equipos de la subestación aérea y lo que se encuentran conectados directamente a la red.
---	--	--	-------------------	--

**OBSERVACIONES GENERALES:** No se aprueba el buen funcionamiento de la subestación aérea teniendo en cuenta que tiene inconformidades que pueden afectar tanto su funcionamiento como la protección de las personas ya que tiene varios equipos sin SPT cerca de la subestación en contacto y alimentados por la red.

CONCEPTO (X) APROBADO: \_\_\_\_\_

FIRMA INSPECTOR: CÉSAR ALEJANDRO BALAGUER ACERO

NO APROBADO: X

## 9. CONCLUSIONES

Al revisar una posible falla de tierras y/o puntos calientes, es necesario complementar la revisión con una verificación de todo el nodo de media/baja tensión, creando los Formatos de Listas de Verificación para Subestaciones Aéreas (FLVSA) e incluyendo todos los aspectos que la reglamentación actual exige, para garantizar un funcionamiento eficaz y eficiente en este tipo de subestaciones.

Al aplicar los Formatos de Listas de Verificación para Subestaciones Aéreas se encuentra la necesidad de establecer metodologías adecuadas para el personal responsable del diseño, instalación, remodelación y/o mantenimiento de este tipo de instalaciones, dando importancia al enfoque de compatibilidad electromagnética y mitigación de fallas, para asegurar una conexión segura, óptima y compatible.

Como resultado de las medidas hechas en las subestaciones aéreas de Jerusalén y Kennedy, se puede concluir de acuerdo a los formatos 3 y 5 en el capítulo 7, que las dos subestaciones presentan errores en la medida de la resistencia de puesta a tierra; producto de la interconexión de la tierra de servicio con la de protección, lo cual es una posible falla de los errores que se presentan en los equipos electrónicos conectados en esos nodos.

La aplicación de los Formatos de Listas de Verificación para Subestaciones Aéreas (FLVSA) durante el diseño y construcción de una subestación aérea, asegura el cumplimiento de la normatividad actual vigente y la mitigación de riesgo eléctrico para su entorno.

Al utilizar el algoritmo para la verificación de puntos calientes en equipos eléctricos, es necesario analizar los diferentes tipos de resultados que arroja el programa dependiendo de la imagen tratada, el encargado de la revisión debe tener en cuenta las prioridades que se desean destacar sobre los puntos calientes y así escoger el resultado para reportar en el informe final.

En zonas como Barrancabermeja – Santander, donde los niveles cerámicos son altos, es necesario aplicar medidas preventivas de mantenimiento para la protección y cuidado de los equipos, actualmente este tipo de mantenimiento no se está realizando y por ello se pone en riesgo la vida útil de los equipos y el sistema eléctrico está más propenso a fallas.

## 10. RECOMENDACIONES

Los componentes del SPT tienden a perder su efectividad después de unos años, debido a la corrosión, daños relacionados con fallas, daños mecánicos e impactos de rayos. La inspección y programas de mantenimiento deberían ser exigidos por una autoridad, el diseñador, el constructor o el propietario de la instalación.

Gran parte de la problemática de puntos calientes presentados en las subestaciones relacionadas en este trabajo de grado, se iniciaron por la interconexión de las tierras de protección con la de servicio. Teniendo en cuenta los resultados entregados en el capítulo 8 se recomienda la separación de las tierras y la creación de una tierra nueva para equipos electrónicos alimentados por la red eléctrica.

El diseño del sistema de puesta a tierra es parte fundamental de la instalación eléctrica para lograr un sistema seguro y confiable, por lo cual, cada puesta a tierra, debe tener en cuenta todas las cargas electrónicas que se deseen alimentar de acuerdo a los estándares normativos nacionales e internacionales orientados a este objetivo.

Si se quiere conectar equipos electrónicos en una red eléctrica, se recomienda que la separación de las puestas a tierras de protección como de servicio, se hagan respetando las distancias que se mencionan en los resultados del capítulo 8, y que todos los equipos electrónicos sean aterrizados, de acuerdo a la medida de resistencia de puesta a tierra que dice la normatividad vigente.

## BIBLIOGRAFIA

AGULLEIRO, Ignacio. Técnicas modernas para la medición de puesta a tierra en zonas urbanas. Universidad Tecnológica de Pereira. 2005. [Disponible en]: <http://www.utp.edu.co/~mauriciorami/libro3.pdf>

ANDRADE, Marcos; ANDRADE, Noelia. Tratamiento químico de terrenos para instalaciones de puesta a tierra. IEEE. [Disponible en]: <http://epim2005.fing.edu.uy/trabajos/p22.pdf>

ASOCIACIÓN INTERNACIONAL DE PRUEBAS ELÉCTRICAS. Inspecciones con termografía. International Electrical Testing Association (NETA). 1999.

ASTUDILLO-CAJAMARCA. Cálculo de sistemas de puesta a tierra aplicación.

BARRAGÁN GUERRERO, Diego Orlando. "Manual de interfaz gráfica de usuario". 2006.

CASAS, Favio. Tierras: Soporte de la Seguridad Eléctrica. ICONTEC: Bogotá D.C. 2005.

CHINCHILLA, Luis. "Diseño del sistema de puesta a tierra de una planta termoeléctrica". Caracas. 2008.

CHIRIBOGA, Raúl. Sistema de puesta a tierra normalizada para centros de transformación. Quito, 2008.

CODIGO ELÉCTRICO COLOMBIANO. Proyecto de Norma Técnica Colombiana 389/03 [En estudio]. Bogotá, D.C. 2013.

COLOMBIA. COMISIÓN REGULADORA DE ENERGÍA Y GAS (CREG). Resolución No. 097 (26 de septiembre de 2008). [Disponible en]: <http://apolo.creg.gov.co/Publicac.nsf/Indice01/Resolucion-2008-Creg097-2008>

\_\_\_\_\_. CONGRESO DE LA REPÚBLICA. Ley 51 (Octubre 15 de 1986). Por la cual se reglamenta el ejercicio de las profesiones de ingeniería eléctrica, ingeniería mecánica y profesiones afines y se dictan otras disposiciones. Diario Oficial 37673. Bogotá, D.C. 1986. [Disponible en]: [ftp://ftp.camara.gov.co/camara/basedoc/ley/1986/ley\\_0051\\_1986.html](ftp://ftp.camara.gov.co/camara/basedoc/ley/1986/ley_0051_1986.html)

\_\_\_\_\_. \_\_\_\_\_. Ley 842 (Diciembre 23 de 2003). Código de Ética Profesional del Ingeniero. Diario Oficial 45251. Bogotá, D.C. 2003. [Disponible en]: [http://www.mineduccion.gov.co/1621/articles-105031\\_archivo\\_pdf.pdf](http://www.mineduccion.gov.co/1621/articles-105031_archivo_pdf.pdf)

\_\_\_\_\_. MINISTERIO DE EDUCACIÓN NACIONAL. Ley 19 (Enero 24 de 1990). Por la cual se reglamenta la profesión de Técnico Electricista en el territorio nacional. Diario Oficial 39157.24. Año CXXVI. [Disponible en]: [http://www.mineduccion.gov.co/1621/articles-104526\\_archivo\\_pdf.pdf](http://www.mineduccion.gov.co/1621/articles-104526_archivo_pdf.pdf)

\_\_\_\_\_. \_\_\_\_\_. Ley 392 (Julio 23 de 1997). Por la cual se reglamenta el ejercicio de la profesión de Tecnólogo en Electricidad, Electromecánica, Electrónica y afines. Diario Oficial 43093. Bogotá, D.C. 1997. [Disponible en]: [http://www.mineduccion.gov.co/1621/articles-105008\\_archivo\\_pdf.pdf](http://www.mineduccion.gov.co/1621/articles-105008_archivo_pdf.pdf)

\_\_\_\_\_. MINISTERIO DE MINAS Y ENERGÍA. Reglamento Técnico de Instalaciones Eléctricas (RETIE). Bogotá D.C. 2013.

Curso de Redes Eléctricas. Universidad Distrital Francisco José de Caldas.

ELECTRIFICADORA DE SANTANDER (ESSA). Norma Técnica ESSA. Norma para el diseño de sistemas de distribución. Bucaramanga. 2005.

ELECTROCABLES. "Conductores de cobre": Catálogo de productos. 2011.

FLUKE CORPORATION. Rogar Schmidt. Termográfica Fluke: Ventajas de la tecnología IF-Fusion.

\_\_\_\_\_. Técnicas predictivas: La termografía infrarroja y su aplicación en centrales de ciclo combinado. Julio de 2014.

GARCÍA MÁRQUEZ, Rogelio. La puesta a tierra de instalaciones eléctricas. Barcelona: MARCOMBO S.A. 1999.

GREGORY, R. Stockton Infrared Thermography Services. . [Disponible en]: [Publicado en]: Febrero de 2004.

GROSSO, Omar. Sistemas Eléctricos: -Mantenimiento Predictivo- Termografía infrarroja [online]. Universidad Nacional de La Plata. Facultad de Ingeniería. Buenos Aires. [Disponible en]: [Publicado en]: Junio 11 de 2005.

INSTITUTO COLOMBIANO DE NORMAS TÉCNICAS Y CERTIFICACIÓN (ICONTEC). NTC 2206 (1986 Electrotecnia). Equipo de Protección y Puesta a Tierra.

\_\_\_\_\_. Norma Técnica Colombiana. NTC 2050. Bogotá D.C. Noviembre 25 de 1998.

\_\_\_\_\_. NTC 4552. Norma de protección contra descargas atmosféricas. 2008.

\_\_\_\_\_. NTC 1340. Electrotecnia. Tensiones y Frecuencias Nominales en Sistemas de Energía Eléctrica en Redes de Servicio Público. 2004.

INSTITUTE OF ELECTRICAL AND ELECTRONIC ENGINEERS (IEEE). Guide for measuring earth resistivity, ground impedance and earth surface potencial of a ground system. 1981.

\_\_\_\_\_. Guide for Measuring Earth Resistivity, Ground Impedance, and Earth Surface Potentials of a Ground System. ANSI/IEEE Std 81-1983.

\_\_\_\_\_. Recommended Practice for Grounding of Industrial and Commercial Power Systems, Related Information: Revision of IEEE 142-2007. Std 142-1991.

\_\_\_\_\_. Guide for Safety AC Substation Grounding. IEEE 80. 2000.

MONTAÑEZ, Johnny Hernán; DUARTE, Óscar Germán; SARMIENTO, Ángela María; MARÍN, Michael Andrés; TORRES, Horacio. Programa para el cálculo de potenciales transitorios en puestas a tierra. Universidad Nacional de Colombia. Biblioteca UN. Grupo de investigación PAAS-UN. Bogotá, D.C. 2006.

MORANTES, Oscar; ALFÉREZ, Santiago. Fundamentos y aplicaciones para el desarrollo de la investigación en termografía. Universidad Industrial de Santander. Facultad de Ingenierías Físico Mecánicas. Escuela Eléctrica, Electrónica y Telecomunicaciones. Bucaramanga.

MORENO, German; VALENCIA, Jaime Alejandro; CÁRDENAS, Carlos Alberto; VILLA, Walter Mauricio. Fundamentos e ingeniería de las puestas a tierra: Respuestas ante fallas eléctricas y rayos. Universidad de Antioquia. Vol. 1. Septiembre de 2009.

NATIONAL FIRE PROTECTION ASSOCIATION (NFPA). Norma de Seguridad Eléctrica en el Lugar de Trabajo 70E. 2002.

NORMA DE SEGURIDAD ELÉCTRICA EN EL LUGAR DE TRABAJO. NFPA 70E. National Fire Protection Association. 2002.

NORMA DE SEGURIDAD ELÉCTRICA Y SALUD INDUSTRIAL. Occupational Safety Health Administration (OSHA). 2002.

OCCUPATIONAL SAFETY HEALTH ADMINISTRATION (OSHA). Norma de Seguridad Eléctrica y Salud Industrial. 2002.

ORLOVE, Gary. Principios de la termografía infrarroja. Infrared Training Center. 2002.

OSHA. Publicación de seguridad industrial: elementos de protección personal (EPP) adecuados para una inspección con termografía.

PANESSO, Andrés F.; MORA, Juan. Análisis comparativo de métodos de localización de fallas en sistemas de distribución con cargas conectas a tierra. Universidad Tecnológica de Pereira. Vol. 18. N° 1. Abril de 2013.

Problemas de Ingeniería de Puesta Tierra. Vista Panorámica de la Ingeniería de Puesta a Tierra. Definición. Limusa Noriega Editores, Segunda edición. México. 2002.

Puestas a tierra a la luz de la normatividad vigente. Método de la caída de potencial. Pp. 42. [Disponible en]: <http://es.slideshare.net/marquinguerra/iv-ce-procobre>

RAMÍREZ CASTAÑO, José; CANO PLATA, Eduardo. "Sistemas de puesta a tierra: Diseñado con IEEE-80 y evaluado con MEF". Colombia. 2010.

RIVAS TRUJILLO, Edwin; OLAYA MARULANDA, Carlos Eduardo; GUACANEME, Javier. La puesta a tierra según el Código Eléctrico Colombiano Norma Icontec NTC 2050. Universidad Distrital Francisco José de Caldas. Facultad de Ingeniería. Vol. 6. N° 2. 2001. [Disponible en]: <http://revistas.udistrital.edu.co/ojs/index.php/reving/article/view/2705/3903>

ROBLES P.; MORA, Fabián. Mantenimiento de subestaciones. [Disponible en]: <http://www.universidaddechile.com> [Publicado en]: Agosto de 2004. En: CASTRO BARRERA, Marvin Alfonso. DISEÑO E IMPLEMENTACIÓN DEL PLAN DE MANTENIMIENTO PREDICTIVO CON TERMOGRAFÍA INFRARROJA EN LAS SUBESTACIONES ELÉCTRICAS DE LOS DEPARTAMENTOS DE TOPPING Y CRACKING DE LA GCB-ECOPETROL S.A. Universidad Industrial de Santander. Facultad de Ingenierías Físico Mecánicas. Escuela de Ingenierías Eléctrica, Electrónica y Telecomunicaciones. Bucaramanga. 2005.

SAAVEDRA G., Pedro; ESTUPIÑAN P., Edgar. Impacto del mantenimiento proactivo en la productividad. Universidad de Concepción. Chile. 2006. [Disponible en]: <http://www.mantenimientomundial.com/sites/mm/notas/Estupi2.pdf> [Publicado en]: Julio de 2004.

TECNALIA, Alberto Isasi Andrieu; ARTECHE VICARIO, Jose Antonio; ARAQUISTAIN, Iñaki. La termografía y el análisis de imágenes aportan grandes avances a la visión artificial en el sector industrial. [Disponible en]:

VICTORIA, Teo. Mantenimiento Predictivo de Instalaciones Eléctricas en Termografía Infrarroja. [Disponible en]: [Publicado en]: Julio de 2004.

## **ANEXOS**

ANEXO A. LISTA DE VERIFICACIÓN PARA INSTALACIONES ELÉCTRICAS  
DE TRANSFORMADORES (SUBESTACIONES AÉREAS) FLVSA\_01



### LISTA DE VERIFICACIÓN PARA INSTALACIONES ELÉCTRICAS DE TRANSFORMADORES (SUBESTACIONES AÉREAS)

FECHA: 2015-03-31      VERSIÓN: 1

FLVSA\_01

FECHA DE REVISIÓN: \_\_\_\_\_



ORDEN DE SERVICIO:

N° \_\_\_\_\_

TIPO DE SERVICIO: USO GENERAL \_\_\_\_\_ USO EXCLUSIVO \_\_\_\_\_ ALUMBRADO PÚBLICO \_\_\_\_\_ USO FINAL \_\_\_\_\_

INSPECCIÓN: CONSTRUCCIÓN \_\_\_\_\_ AMPLIACIÓN \_\_\_\_\_ REMODELACIÓN \_\_\_\_\_ VERIFICACIÓN \_\_\_\_\_ RENOVACIÓN \_\_\_\_\_

DATOS DEL TRANSFORMADOR:

TENSIÓN NOMINAL \_\_\_\_\_ [V]    CORRIENTE NOMINAL: \_\_\_\_\_ [A]    N° SERIE \_\_\_\_\_

CAPACIDAD NOMINAL \_\_\_\_\_ [KVA]    FRECUENCIA NOMINAL \_\_\_\_\_ [Hz]    N° FASES \_\_\_\_\_

FABRICANTE: \_\_\_\_\_    AÑO DE FABRICACIÓN \_\_\_\_\_    PESO \_\_\_\_\_ [Kg]

TIPO DE CONEXIÓN: \_\_\_\_\_    ESTRUCTURA: TIPO H \_\_\_\_\_ SENCILLA \_\_\_\_\_

CALIFICACIÓN

 CAL
APLICA Y CUMPLE: APLICA Y NO CUMPLE:  A.I.C.NO APLICA:  N.A.

NUM	ASPECTO A EVALUAR	NORMA	CAL.	OBSERVACIÓN
<b>1. ESTADO GENERAL DE LA INSTALACIÓN</b>				
1.1	Las condiciones de la obra que se va a inspeccionar se encuentran de manera que pueda brindar seguridad a las instalaciones eléctricas.	RETIE 1, 10.6		
1.2	La obra a inspeccionar está en buen estado al igual que los equipos y herramientas que la compongan sin importar la fecha de construcción.	RETIE 10.6, 27.9		
1.3	Las instalaciones se encuentran de acuerdo a planos y avalado por el profesional directo a la construcción.	RETIE 10.2.2 literal e.		
1.4	Las instalaciones tanto aguas arriba como aguas abajo de la obra a inspeccionar no presentan riesgo.	RETIE 35 literal a y b		

**2. DISTANCIAS DE SEGURIDAD**

2.1	No existen partes energizadas peligrosas que sean fácilmente accesibles a personas no calificadas	RETIE 2.1		
2.2	No se evidencias partes energizadas peligrosas que en operación normal o en caso de falla sean accesibles a personas no calificadas (llenar formato FLVSA_10)	RETIE 2.1		
2.3	Se respetan las distancias mínimas de seguridad en los diferentes lugares que cruza la instalación. (llenar formato FLVSA_02)	RETIE tabla 13.2		
2.4	Se respetan las distancias verticales mínimas en vanos con líneas de diferente tensión (llenar formato FLVSA_03)	RETIE tabla 13.3		
2.5	Se respetan las distancias mínimas entre conductores en la misma estructura de apoyo (llenar formatos FLVSA_04_a y FLVSA_04_b)	RETIE tabla 13.4 y 13.5		

CÉSAR ALEJANDRO BALAGUER ACERO  
INGENIERÍA ELÉCTRICA - UIS.

NUM	ASPECTO A EVALUAR	NORMA	CAL.	OBSERVACIÓN
<b>3. SELECCIÓN DE DISPOSITIVOS DE PROTECCIÓN CONTRA SOBRECORRIENTES</b>				
3.1	La subestación cuenta con las protecciones de sobrecorriente. En los circuitos protegidos por fusibles la capacidad máxima de los fusibles es la establecida por un estudio de coordinación de protecciones y se garantiza la adecuada protección del transformador y desenergización del circuito en el evento que se requiera.	RETIE 23.1 literal x		
3.2	Se verifica que la protección contra sobrecorriente para los transformadores está dimensionada apropiadamente	NTC 2050 450-3 literal a, b		
3.3	Se verifica que se brinda protección contra sobrecorriente para los conductores del primario del transformador	NTC 2050 240-100, 240-21, 240-3		
3.4	Se verifica que se brinda protección contra sobrecorriente para los conductores del secundario del transformador	NTC 2050 240-3, 240-21, 240-100		
3.5	No se evidencia la instalación de interruptores automáticos reutilizados, si no cuentan con protocolos de pruebas tipo que aseguren su funcionalidad, realizados después de haber sido utilizados.	RETIE 20.16.2.2 literal k		
<b>4. TIEMPO DE RESPUESTA DE PROTECCIONES PARA DESPEJE DE FALLAS</b>				
4.1	Se verifica que las protecciones son las que están especificadas en el diseño	RETIE 23.1 literal b		
<b>5. SELECCIÓN DE DISPOSITIVOS DE PROTECCIÓN CONTRA SOBRETENSIONES</b>				
5.1	Los dispositivos de protección contra sobretensiones son los especificados en el diseño.	RETIE 20.14.2 literal a		
5.2	Se evidencia que en toda subestación (transformador) y toda la transición de línea aérea a cable aislado de media, alta o extra alta tensión, se dispone de DPS.	RETIE 20.14.2 literal b		
5.3	Para efectos de seguridad, en la instalación de los DPS quedan en modo común, es decir, entre fases(s) y tierra.	RETIE 20.14.2 literal g		
5.4	En baja tensión, los conductores de conexión del DPS a la red y a la tierra no son de calibre menor a 14 AWG en cobre. En media, alta y extra alta tensión los conductores de conexión a la red y a tierra no son de calibre inferior a 6 AWG.	RETIE 20.14.2 literal k		
<b>PUESTA A TIERRA</b>				
<b>6. CONTINUIDAD DE LOS CONDUCTORES DE TIERRA Y CONEXIONES EQUIPOTENCIALES</b>				
6.1	Asegurando la seguridad tanto del personal como del público en general, se deben cumplir todos requisitos del artículo 15	RETIE 23.1 literal f		

CÉSAR ALEJANDRO BALAGUER ACERO  
INGENIERÍA ELÉCTRICA - UIS.

NUM	ASPECTO A EVALUAR	NORMA	CAL.	OBSERVACIÓN
6.2	La continuidad e integridad del sistema de puesta a tierra es asegurada teniendo en cuenta el esfuerzo térmico y mecánico causado por la corriente que éste transporta en caso de falla.	RETIE 23.1 Iteral p, 15.3.3 Iteral c		
6.3	Todas las partes metálicas puestas a tierra y que no pertenezcan a los circuitos principales o auxiliares, están conectadas al conductor de tierra directamente o a través de la estructura metálica	RETIE 23.1 Iteral r, 15.1 Iteral b		
6.4	Partes energizables son conectadas al sistema de puesta a tierra con fines de mantenimiento.	RETIE 23.1 Iteral s		
6.5	Los conductores del sistema de puesta a tierra son continuos, sin interruptores o medios de desconexión y cuando se empalmen, quedan mecánica y eléctricamente seguros mediante soldadura o conectores certificados para tal uso.	RETIE 15.1 Iteral a		
6.6	Las conexiones que van bajo el nivel del suelo (puesta a tierra), son realizadas con soldadura exotérmica o con conector certificado para enterramiento directo.	RETIE 15.1 Iteral d		
6.7	Se dejan puntos de conexión accesibles e inspeccionables	RETIE 15.1 Iteral d		
6.8	Los conductores de neutro son dimensionados por lo menos 173% de la corriente de fase	RETIE 15.1 Iteral d IEEE1100		
6.9	La puesta a tierra está constituida por uno o varios de los siguientes tipos de electrodos: varillas, tubos, plagas, flejes, alambres o cables desnudos. (llenar formato FLVSA_06)	RETIE 15.3 Iteral a		
6.10	No se permite el uso de aluminio en los electrodos de las puestas a tierra	RETIE 15.3 Iteral b		
6.11	El electrodo tipo varilla o tubo debe tener mínimo 2,4 m de longitud	RETIE 15.3 Iteral f		
6.12	El electrodo tipo varilla, está identificado con la razón social o marca registrada del fabricante y sus dimensiones; esto debe hacerse dentro de los primero 30 cm medidos desde la parte superior	RETIE 15.3.1 Iteral h		
6.13	La unión entre el electrodo y el conductor a tierra, está hecha con soldadura exotérmica o con un conector certificado para enterramiento directo	RETIE 15.3.1 Iteral i		
6.14	El punto de unión entre el conductor del electrodo de puesta a tierra y la puesta a tierra es accesible y la parte superior del electrodo enterrado queda a mínimo 15 cm de la superficie	RETIE 15.3.1 Iteral i		
6.15	El electrodo se encuentra instalado en forma vertical, con una inclinación de 45° o de forma horizontal (a 75 cm de profundidad)	NTC 2050-88 numeral 3 Iteral c, RETIE 15.3.1 Iteral i		

CÉSAR ALEJANDRO BALAGUER ACERO  
INGENIERÍA ELÉCTRICA - UIS.

NUM	ASPECTO A EVALUAR	NORMA	CAL.	OBSERVACIÓN
6.16	Los calibres de los conductores de puesta a tierra de canalizaciones y equipos cumplen con la tabla 250-95 NTC 2050 de acuerdo a su corriente nominal.	RETIE 15.3.3 literal a		
6.17	Los conductores de puesta a tierra de equipos conectados a la red acompañan los conductores activos por la canalización en todo su recorrido y por la misma canalización.	RETIE 15.3.3 literal d		
6.18	Los conductores de los cableados de puesta a tierra que por disposición de la instalación se requieren aislar, son de aislamiento color verde, verde con rayas amarillas o identificados con marcas verdes en los puntos de inspección y extremos.	RETIE 15.3.3 literal e		
6.19	Los conductores de puesta a tierra están en buen estado	RETIE 15.6.2 literal a		
6.20	El nivel de corrosión no afecta la puesta a tierra	RETIE 15.6.2 literal b		
6.21	Las uniones de los conductores del sistema de puesta a tierra están en buen estado	RETIE 31.4		
6.22	se verifica que no se utilice la tierra como único conductor de retorno de la corriente	RETIE 31.4		

#### 7. CORRIENTES EN EL SISTEMA DE PUESTA A TIERRA

7.1	En instalaciones energizadas se debe medir la corriente en el sistema de puesta a tierra. El parámetro de corriente al interior del sistema de puesta a tierra, dependerá de la evaluación del nivel de riesgo de la instalación. (llenar formato FLVSA_07)	RETIE 9		
7.2	Todas las carcasas o masa de equipos cuentan con una conexión a tierra, que protejan a las personas frente a las corrientes de fuga.	RETIE 27.4.2 literal c		

#### 8. EQUIPOTENCIABILIDAD

8.1	Todas las partes metálicas puestas a tierra y que no pertenezcan a los circuitos principales o auxiliares, son conectadas al conductor de tierra directamente o a través de la estructura metálica	RETIE 23.1 literal r, 15.1 literal a		
8.2	Los elementos metálicos que no forman parte de las instalaciones eléctricas, no son incluidos como parte de los conductores del sistema de puesta a tierra	RETIE 15.1 literal b		
8.3	Si existe más de una puesta a tierra en la instalación, se encuentran interconectadas e equipotencializadas eléctricamente	RETIE 15.1 literal a		
8.4	Los elementos metálicos tienen una conexión eléctrica permanente con el sistema de puesta a tierra general	RETIE 15.1 literal a		

NUM	ASPECTO A EVALUAR	NORMA	CAL.	OBSERVACIÓN
8.5	El transformador tiene un dispositivo de puesta a tierra para conectar sólidamente el tanque, el gabinete, el neutro y el núcleo	RETIE 20.25.1 literal a		

#### 9. RESISTENCIA DE PUESTA A TIERRA

9.1	Se verifica que la resistencia de puesta a tierra no tenga valores superiores a los establecidos en la tabla 15.4 del Retie	RETIE 15.4		
9.2	Los dispositivos de interrupción de corriente por fuga a tierra, pueden ir incorporados en los interruptores automáticos o ubicados al lado del mismo formando un conjunto dentro del panel o tablero que los contiene.	RETIE 20.16.2.2 literal a		

#### 10. VERIFICACIÓN DE TENSIÓN DE CONTACTO, DE PASO Y TRANSFERIDA

10.1	Se verifica la existencia de tensiones de paso, de contacto y transferidas, para asegurar que no se exponga a las personas a tensiones por encima del umbral de soportabilidad teniendo en cuenta que la resistencia del cuerpo humano máxima es de 1000. (llenar formato FLVSA_07)	RETIE 15.1 literal g, 23.1 literal g		
10.2	Se evidencian los registros respectivos de tensión de contacto, de paso y transferencia posibles en la subestación, el operador de red reporta la corriente de falla y su tiempo de disipación teniendo en cuenta que depende de la medida de la resistencia de puesta a tierra.	RETIE 15.1 literal g, 23.1 literal g		

#### 11. PROTECCIÓN CONTRA RAYOS

11.1	Se evidencia el buen estado de los métodos utilizados por el usuario para la protección contra rayos de la estructura a inspeccionar	RETIE 34.4		
11.2	Se recoge la información necesaria para evaluar estudio de nivel de riesgo como imágenes fotográficas y datos necesarios para tal fin.	RETIE 34.4		

#### 12. DIAGRAMAS, ESQUEMAS, AVISOS Y SEÑALES DE SEGURIDAD

12.1	La subestación o proyecto cuenta con diagramas, planos o esquemas que indiquen claramente la disposición de las instalaciones eléctricas	RETIE 10.1, 10.6		
12.2	Se evidencia la instalación de avisos y señales que adviertan operabilidad y peligro de la instalación en caso de ser necesarios.	RETIE 6, 20.25.1, 34.10		

CÉSAR ALEJANDRO BALAGUER ACERO  
INGENIERÍA ELÉCTRICA - UIS.

NUM	ASPECTO A EVALUAR	NORMA	CAL.	OBSERVACIÓN
12.3	Rotulado. Todo transformador debe estar provisto de la placa fabricada en material resistente a la corrosión y fijada en un lugar visible que contenga los datos en forma indeleble	RETIE 20.25.1 literal h		

### 13. MEMORIA DEL PROYECTO, PLANO(S) DE LO CONSTRUIDO Y CERTIFICACIONES DE PRODUCTOS

13.1	Verificar el cumplimiento de los formatos FLVSA_08 y FLVSA_09	RETIE 34.10		
------	---	-------------	--	--

### 14. ESTRUCTURAS Y HERRAJES

14.1	Se verifica que la capacidad de los postes, torrecillas tengan una tensión de rotura de mínimo 2.5 veces para concreto y 2 veces para metálico y polímeros reforzados, de la suma de las tensiones mecánicas resultantes de la interacción de los diferentes esfuerzos a que este sometida la estructura.	RETIE 25.4		
14.2	Los postes o estructura tiene dimensiones y carga de rotura estandarizadas	RETIE 25.4 literal a		
14.3	Las estructuras que soportan redes de media tensión están sólidamente puestos a tierra.	RETIE 25.4 literal c		
14.4	Se verifica que los postes no presenten fisuras u otros deterioros que comprometan las condiciones mecánicas y la seguridad de la estructura.	RETIE 25.4 literal e		
14.5	Se verifica que los postes o estructuras de suspensión fabricados en materiales sintéticos tengan una resistencia de rotura que sea mayor a 250 kgf	RETIE 25.4 literal f		
14.6	Se verifica que el montaje de postes o estructuras fabricados en materiales sintéticos se hagan en lugares de difícil acceso y en sus alrededores no se presente concentraciones de personas	RETIE 25.4 literal f		
14.7	En el diseño se verifica que la resistencia mecánica a la rotura de postes, estructuras, equipos, herrajes, aisladores y demás implementos utilizados cumplan con la capacidad mecánica requerida para las condiciones de temperatura y máximo viento	RETIE 25.4 literal f		
14.8	Se verifica los postes o estructuras fabricados en materiales sintéticos estén certificados para las condiciones ambientales similares a las del sitio de instalación	RETIE 25.4 literal f		

CÉSAR ALEJANDRO BALAGUER ACERO  
INGENIERÍA ELÉCTRICA - UIS.

NUM	ASPECTO A EVALUAR	NORMA	CAL.	OBSERVACIÓN
14.9	En zonas no interconectadas y lugares de difícil acceso los postes de concreto, o torrecillas metálicas, construidos o armados en sitio o lugares cercanos demuestran la conformidad con RETIE mediante declaración de proveedor según normas y que esté acompañada de los diseños, descripción técnica de materiales y especificaciones constructivas que garanticen el cumplimiento de los requerimientos mecánicos y de protección contra la corrosión exigidos.	RETIE 25.4 literal g		
14.10	Se verifica que en zonas urbanas o semiurbanas, susceptibles de iluminación con alumbrado público, las estructuras se instalen teniendo en cuenta las alturas e interdistancias apropiadas para un sistema de alumbrado público que atienda los objetivos y requisitos del RETILAP	RETIE 25.4 literal h		
14.11	Los postes de concreto disponen de una platina u otro elemento metálico no menos a 78 mm <sup>2</sup> , localizado a menos de un metro de la marcación del enterramiento, que sirva de contacto eléctrico entre el acero del armazón del poste y el medio exterior de conexión de la puesta a tierra	RETIE 20.17.1 literal g		
14.12	Se verifica que los postes y torrecillas deben llevar una placa visible en bajo relieve o embebida si es de concreto, localizada a dos metros de la señal de empotramiento.	RETIE 20.17.1 literal i		
14.13	Se verifica la verticalidad, que la alineación de las estructuras no ocasione esfuerzos adicionales a las estructuras.	RETIE 20.17.1, 10.6		
14.14	Verificar para los postes de materiales distintos a madera deben tener rotulado y aprobado para las cargas mencionadas y estar aprobado para condiciones ambientales	RETIE 20.17.1 literal b		
14.15	Los herrajes empleados en los circuitos de media tensión sean de diseño adecuado a su función mecánica y eléctrica y resistan la acción corrosiva durante su vida útil.	RETIE 25.5 literal b		
14.16	Se verifica la instalación de herrajes apropiados para el tipo, material y calibre del conductor.	RETIE 25.5 literal b		

NUM	ASPECTO A EVALUAR	NORMA	CAL.	OBSERVACIÓN
<b>15. COMPATIBILIDAD TÉRMICA DE EQUIPOS Y MATERIALES</b>				
15.1	Se verifica la compatibilidad en temperatura con los equipos conectados, sobre todo en los puntos de conexión (llenar formato FLVSA_05).	NTC 2050 310-15 literal a.1		
15.2	La temperatura nominal asociada a la capacidad de corriente de un conductor, se de elegir y coordinar de modo que no supere la temperatura nominal mínima de cualquier terminación, conductor o dispositivo. (Llenar formato FLVSA_05).	NTC 2050 110-34 literal c		

**16. ENSAYOS FUNCIONALES**

16.1	Se verifica el ajuste de uniones mecánicas, eléctricas y de anclaje	NTC 2050 110-13 literal a		
16.2	Se verifica que los enclavamientos mecánicos del transformador, equipos, celdas, rejas, puerta y demás. Los equipos eléctricos se deben fijar firmemente a la superficie sobre la que van montados.	NTC 2050 110-13 literal a		
16.3	El conductor de puesta a tierra de equipos, acompaña los conductores activos durante todo su recorrido y por la misma canalización.	RETIE 15.3.3 literal d		
16.4	Realizar las pruebas de aislamiento: Las mediciones deben ser realizadas usando un megómetro a una tensión de por lo menos 500 Vcc. El valor de la resistencia de aislamiento debe ser no menor de 1000 $\Omega/v$ (llenar formato FLVSA_07)	RETIE 20.23.4 literal o		

**17. PROTECCIÓN CONTRA ELECTROCUCIÓN POR CONTACTO DIRECTO**

17.1	Se debe contar con el aislamiento apropiado acorde con el nivel de tensión de la parte energizada.	RETIE 27.4.1 literal a		
17.2	Se debe asegurar el alejamiento de las personas a partes bajo tensión	RETIE 27.4.1 literal b		
17.3	Se evidencian los obstáculos o barreras que impidan el acceso de las personas no autorizadas a las partes energizadas siempre y cuando sea necesario.	RETIE 27.4.1 literal c		
17.4	Se disponen de dispositivos de corte automático contra el contacto directo (barreras, señales de emergencia, etc.)	RETIE 27.4.1 literal e		

**18. PROTECCIÓN CONTRA ELECTROCUCIÓN POR CONTACTO INDIRECTO**

18.1	El aislamiento es el adecuado para el nivel de tensión de los equipos	RETIE 27.4.1 literal a		
18.2	La instalación cuenta con un sistema de puesta a tierra, a menos que en el reglamento o normas técnicas internacionales establezcan lo contrario	RETIE 27.4.1 literal b		

CÉSAR ALEJANDRO BALAGUER ACERO  
INGENIERÍA ELÉCTRICA - UIS.

NUM	ASPECTO A EVALUAR	NORMA	CAL.	OBSERVACIÓN
18.3	Todas las carcasas o masa de equipos cuentan con conexión a tierra, que protejan a las personas frente a corrientes de fuga	RETIE 27.4.1 literal c		
18.4	Se debe buscar la inaccesibilidad simultánea entre elementos conductores y tierra	RETIE 27.4.1 literal d		
18.5	Se dispone de conexiones equipotenciales	RETIE 27.4.1 literal e		
18.6	En algunas instalaciones se deben utilizar sistemas de muy baja tensión por lo tanto se debe evidenciar el correcto funcionamiento del sistema de puesta a tierra	RETIE 27.4.1 literal g		
18.7	En algunas instalaciones se debe disponer de circuitos aislados galvánicamente, con transformadores de seguridad.	RETIE 27.4.1 literal h		

#### 19. ASPECTOS ADICIONALES PARA SUBESTACIONES AÉREAS

19.1	El transformador no supera los 250 KVA ni 800 kgf de peso para ser una subestación aérea	RETIE 24.3 literal a		
19.2	Los transformadores menores o iguales a 112,5 kVA y con un peso inferior a 600 kgf, están instalados en un solo poste que tenga una resistencia de rotura no menos a 510 kg	RETIE 24.3 literal a		
19.3	Los transformadores de potencia superiores a 112,5 y menor o igual a 150 kVA con pesos menores a 700 kgf, están en un solo poste con carga de rotura no menos a 750 kgf	RETIE 24.3 literal a		
19.4	Los transformadores de potencia mayores a 150 kVA y menores o iguales a 250 kVA preferiblemente se deben instalar en un solo poste de resistencia no menor a 510 kg	RETIE 24.3 literal a		
19.5	En áreas urbanas se debe evitar el uso de estructuras con doble poste para la instalación de transformadores, ya que genera mucho impacto visual en incomodidad en la movilidad	RETIE 24.3 literal a		
19.6	En instalaciones rurales, pequeños caseríos los transformadores menores o iguales a 25 kVA podrán instalarse en postes de madera, con resistencia de rotura menor a 510 kg	RETIE 24.3 literal b		
19.7	En todos los casos se debe hacer un análisis de esfuerzos y garantizar la estabilidad mecánica de la estructura	RETIE 24.3 literal b		
19.8	Se evidencia que se atendieron las normas de planamiento municipal y distrital, sobre el uso de suelo y espacio público y propiciar que la subestación no genere contaminación visual, especialmente cuando se comparte la infraestructura con otros servicios.	RETIE 24.3 literal b		

CÉSAR ALEJANDRO BALAGUER ACERO  
INGENIERÍA ELÉCTRICA - UIS.

NUM	ASPECTO A EVALUAR	NORMA	CAL.	OBSERVACIÓN
19.9	La subestación tipo poste tiene por lo menos en el lado primario del transformador protección contra sobrecorrientes y contra sobretensiones (DPS)	RETIE 24.3 literal c		
19.10	El DPS debe instalarse en el camino de la corriente de impulso y lo más cerca posible a los bujes del transformador	RETIE 24.3 literal d		
19.11	El transformador debe tener el punto neutro y la carcasa sólidamente conectados a tierra	RETIE 24.3 literal e		
19.12	En la instalación se debe garantizar que se cumplan las distancias de seguridad que apliquen	RETIE 24.3 literal f		
19.13	Los elementos de fijación del transformación superan 2.5 veces el peso de este	RETIE 24.3 literal f		
19.14	Las conexiones en media tensión, tienen una forma y rigidez mecánica que no les permita moverse con el viento o vibraciones, de tal forma que las ponga en contacto con partes que no se deben energizar, o cercamientos que produzcan arcos eléctricos	RETIE 24.3 literal h		
19.15	Los DPS están instalados a una distancia menos o igual a 50 cm de los bujes del lado primario de transformación	RETIE 24.3 literal e		
19.16	El punto neutro y la carcasa están conectados sólidamente a tierra	RETIE 24.3		

#### 20. TRANSFORMADORES

20.1	Verificar que el tanque, gabinete, neutro y núcleo de los transformadores deben tener un dispositivo de puesta a tierra.	RETIE 20.25 literal a		
20.2	Los dispositivos de soporte para colgar en poste, deben ser diseñados para proveer un factor de seguridad de cinco, cuando el transformador es soportado en un plano vertical desde el dispositivo superior	RETIE 20.25 literal e		
20.3	El nivel máximo de ruido (presión de ruido LPA) no debe superar los niveles establecidos en las normas técnicas de productos aplicables	RETIE 20.25 literal f		
20.4	El transformador cuenta con la placa fabricada en material resistente a la corrosión y en un lugar visible con información adecuada	RETIE 20.25 literal h		

#### OBSERVACIONES GENERALES:

--

CONCEPTO (X)


APROBADO: \_\_\_\_\_

FIRMA INSPECTOR: \_\_\_\_\_

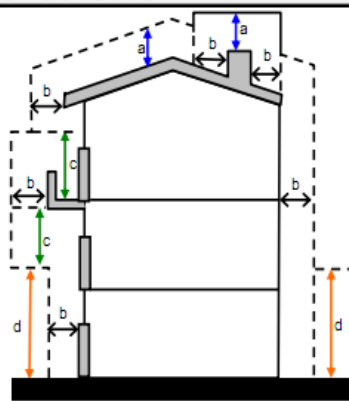
NO APROBADO: \_\_\_\_\_

CÉSAR ALEJANDRO BALAGUER ACERO  
INGENIERÍA ELÉCTRICA - UIS.

## ANEXO B. FORMATO DISTANCIAS MÍNIMAS DE SEGURIDAD EN ZONAS CON CONSTRUCCIONES FLVSA\_10

<b>FORMATO DISTANCIAS MÍNIMAS DE SEGURIDAD EN ZONAS CON CONSTRUCCIONES FLVSA_10</b>		<b>CALIFICACIÓN (CAL.)</b>
FECHA: 2015-03-31      VERSIÓN: 1 FECHA DE REVISIÓN: _____	ORDEN DE SERVICIO:  N° _____	APLICA Y CUMPLE: <input checked="" type="checkbox"/> APLICA Y NO CUMPLE: <input type="checkbox"/> A.J.C NO APLICA: <input type="checkbox"/> N.A
TIPO DE SERVICIO: USO GENERAL _____ USO EXCLUSIVO _____ ALUMBRADO PÚBLICO _____ USO FINAL _____ INSPECCIÓN: CONSTRUCCIÓN _____ AMPLIACIÓN _____ REMODELACIÓN _____ VERIFICACIÓN _____ RENOVACIÓN _____		

DISTANCIAS MÍNIMAS DE SEGURIDAD PARA DIFERENTES SITUACIONES CON CONSTRUCCIONES CERCANAS			
DESCRIPCIÓN	DISTANCIA (m)	CAL.	OBSERVACIÓN
Distancia horizontal "b" a muros, proyecciones, ventanas y diferentes áreas independientemente de la facilidad de accesibilidad de personas.	2,3		
Distancia vertical "c" sobre o debajo de balcones o techos accesibles a vehiculos de máximo 2,45 m de altura.	4,1		
Distancia vertical "d" a carreteras, calles, callejones, zonas peatonales, áreas sujetas a trafico vehicular.	5,6		



The diagram illustrates a building with various safety clearances: 'a' is the horizontal clearance from the roof edge to the street; 'b' is the horizontal clearance from walls, windows, and balconies to the street; 'c' is the vertical clearance above and below balconies and roofs; and 'd' is the vertical clearance from the building base to the street level.

**OBSERVACIONES GENERALES:**

FIRMA INSPECTOR: \_\_\_\_\_
CONCEPTO (X)      APROBADO: \_\_\_\_\_  
NO APROBADO: \_\_\_\_\_

**CÉSAR ALEJANDRO BALAGUER ACERO**  
 INGENIERÍA ELÉCTRICA - UIS.

## ANEXO C. FORMATO DISTANCIAS MÍNIMAS DE SEGURIDAD PARA DIFERENTES SITUACIONES FLVSA\_02

<b>FORMATO DISTANCIAS MÍNIMAS DE SEGURIDAD PARA DIFERENTES SITUACIONES FLVSA_02</b>		<b>CALIFICACIÓN (CAL.)</b>
FECHA: 2015-03-31      VERSIÓN: 1	ORDEN DE SERVICIO:	APLICA Y CUMPLE: <input checked="" type="checkbox"/>
FECHA DE REVISIÓN: _____	N°	APLICA Y NO CUMPLE: <input type="checkbox"/> A.N.C
		NO APLICA: <input type="checkbox"/> N.A

TIPO DE SERVICIO: USO GENERAL \_\_\_\_\_ USO EXCLUSIVO \_\_\_\_\_ ALUMBRADO PÚBLICO \_\_\_\_\_ USO FINAL \_\_\_\_\_  
 INSPECCIÓN: CONSTRUCCIÓN \_\_\_\_\_ AMPLIACIÓN \_\_\_\_\_ REMODELACIÓN \_\_\_\_\_ VERIFICACIÓN \_\_\_\_\_ RENOVACIÓN \_\_\_\_\_



Distancias mínimas de seguridad para diferentes situaciones				
DESCRIPCIÓN	TENSIÓN NOMINAL ENTRE FASES (kV)	DISTANCIA (m)	CAL.	OBSERVACIÓN
Cruce de líneas aéreas de baja tensión en grandes avenidas.	<1	5,6		
Distancia mínima al suelo vertical en cruces con carreteras, calles, callejones, zonas peatonales, áreas sujetas a tráfico vehicular	13,8/13,2/11,4/7,6	5,6		
Distancia mínima al suelo en zonas de bosques de arbustos, áreas cultivadas, pastos, huertos, etc. Siempre que se tenga el control de la altura máxima que pueden alcanzar las copas de los arbustos o huertos, localizados en la zonas de servidumbre	<1	5		
	13,8/13,2/11,4/7,6	5,6		
<b>OBSERVACIONES GENERALES:</b>				

CONCEPTO (X)      APROBADO: \_\_\_\_\_

FIRMA INSPECTOR: \_\_\_\_\_      NO APROBADO: \_\_\_\_\_

**CÉSAR ALEJANDRO BALAGUER ACERO**  
INGENIERÍA ELÉCTRICA - UIS.

# ANEXO D. FORMATO DISTANCIAS DE SEGURIDAD EN VANO DE LÍNEAS DE DIFERENTE TENSIÓN

## FLVSA\_03

**FORMATO DISTANCIAS DE SEGURIDAD EN VANOS DE LINEAS DE DIFERENTE TENSIÓN**  
FLVSA\_03

FECHA: 2018-09-30    VERSIÓN: 1  
FECHA DE REVISIÓN: \_\_\_\_\_



**CALIFICACIÓN (CAL.)**

APLICA Y CUMPLE:	<input checked="" type="checkbox"/>
APLICA Y NO CUMPLE:	AJ/C
NO APLICA:	RA

TIPO DE SERVICIO: USO GENERAL \_\_\_\_ USO EXCLUSIVO \_\_\_\_ ALUMBRADO PÚBLICO \_\_\_\_ USO FINAL \_\_\_\_  
INSPECCIÓN: CONSTRUCCIÓN \_\_\_\_ AMPLIACIÓN \_\_\_\_ REMODELACIÓN \_\_\_\_ VERIFICACIÓN \_\_\_\_ RENOVACIÓN \_\_\_\_

ORDEN DE SERVICIO:  
N° \_\_\_\_\_

DISTANCIAS DE SEGURIDAD EN VANOS DE LINEAS DE DIFERENTE TENSIÓN												
DISTANCIA EN (m)												
Distancias verticales mínimas en vanos con líneas de diferentes tensiones										DISTANCIA EN (m)		
	CAL.										LINEA	OBSERVACIONES.
500	4.8	4.2	4.2	4.2	4.3	4.3	4.6	5.3	7.1			
230/220	3.0	2.4	2.4	2.4	2.5	2.6	2.9	3.6				
115/100	2.3	1.7	1.7	1.7	1.8	1.9	2.2					
6	2.0	1.4	1.4	1.4	1.5	1.5						
57,5	1.9	1.3	1.3	1.3	1.4							
44/34,5/33	1.8	1.2	1.2	1.3								
13,8/13,2/11,4/7,6	1.8	1.2	0.6	En la columna denominada LINEA se selecciona las líneas que comparten el mismo apoyo con las observaciones deseadas, y en la parte superior se califica y se pone la distancia de separación correspondiente.								
<1	1.2	0.6										
comunicaciones	0.6											
<b>TENSIÓN (kv)</b>	comunicaciones	<1	13,8/13,2/11,4/7,6	44/34,5/33	57,5	66	115/100	230/220	500			

OBSERVACIONES GENERALES:

CONCEPTO (X): \_\_\_\_\_      APROBADO: \_\_\_\_\_  
 FIRMA INSPECTOR: \_\_\_\_\_      NO APROBADO: \_\_\_\_\_

**CÉSAR ALEJANDRO BALAGUER ACERO**  
INGENIERÍA ELÉCTRICA - UIS.

## ANEXO E. FORMATOS DISTANCIAS MÍNIMAS ENTRE CONDUCTORES DE UNA MISMA ESTRUCTURA FLVSA\_04\_a

<b>FORMATOS DISTANCIAS MINIMAS ENTRE CONDUCTORES DE UNA MISMA ESTRUCTURA FLVSA_04_a</b>		<b>CALIFICACIÓN (CAL.)</b>  APLICA Y CUMPLE: <input checked="" type="checkbox"/> APLICA Y NO CUMPLE: <input type="checkbox"/> A.N.C NO APLICA: <input type="checkbox"/> N.A
FECHA: 2015-03-31      VERSIÓN: 1	ORDEN DE SERVICIO:	
FECHA DE REVISIÓN: _____	N°	

TIPO DE SERVICIO: USO GENERAL \_\_\_\_ USO EXCLUSIVO \_\_\_\_ ALUMBRADO PÚBLICO \_\_\_\_ USO FINAL \_\_\_\_  
 INSPECCIÓN: CONSTRUCCIÓN \_\_\_\_ AMPLIACIÓN \_\_\_\_ REMODELACIÓN \_\_\_\_ VERIFICACIÓN \_\_\_\_ RENOVACIÓN \_\_\_\_



DISTANCIAS MÍNIMAS ENTRE CONDUCTORES DE UNA MISMA ESTRUCTURA			
Distancia horizontal entre conductores soportados en la misma estructura de apoyo		CAL.	OBSERVACIÓN
CLASE DE CIRCUITO Y TENSIÓN ENTRE LOS CONDUCTORES CONSIDERADOS	DISTANCIAS HORIZONTALES DE SEGURIDAD (cm)		
Conductores de comunicación expuestos	15 - 7.5		
Alimentadores de vías férreas			
0 a 750 V (4/0 AWG o mayor calibre).	15		
0 a 750 V (calibre menor de 4/0 AWG).	30		
Entre 750 V y 8,7 kV.	30		
Conductores de suministro del mismo circuito.			
0 a 8,7 kV	30		
Entre 8,7 y 50 kV	30 más 1 cm por kV sobre 8,7 kV		
Más de 50 kV	Debe atender normas internacionales		
Conductores de suministro de diferente circuito			
0 a 8,7 kV	30		
Entre 8,7 y 50 kV	30 más 1 cm por kV sobre 8,7 kV		
Entre 50 kV y 814 kV	71,5 más 1 cm por kV sobre 50 kV		


CONCEPTO (X)      APROBADO: \_\_\_\_\_

FIRMA INSPECTOR: \_\_\_\_\_

NO APROBADO: \_\_\_\_\_

**CÉSAR ALEJANDRO BALAGUER ACERO**  
INGENIERÍA ELÉCTRICA - UIS.

## ANEXO F. FORMATO DISTANCIA VERTICAL MÍNIMA EN METROS ENTRE CONDUCTORES SOBRE LA MISMA ESTRUCTURA FLVSA\_04\_b

FORMATO DISTANCIA VERTICAL MÍNIMA EN METROS ENTRE CONDUCTORES SOBRE LA MISMA ESTRUCTURA FLVSA_04_b		CALIFICACIÓN (CAL.)
FECHA: 2015-03-31      VERSIÓN: 1 FECHA DE REVISIÓN: _____	ORDEN DE SERVICIO: N° _____	APLICA Y CUMPLE: <input checked="" type="checkbox"/> APLICA Y NO CUMPLE: <input type="checkbox"/> A.N.C. NO APLICA: <input type="checkbox"/> N.A.
TIPO DE SERVICIO: USO GENERAL _____ USO EXCLUSIVO _____ ALUMBRADO PÚBLICO _____ USO FINAL _____ INSPECCIÓN: CONSTRUCCIÓN _____ AMPLIACIÓN _____ REMODELACIÓN _____ VERIFICACIÓN _____ RENOVACIÓN _____		
		

	DISTANCIA VERTICAL MÍNIMA EN METROS ENTRE CONDUCTORES SOBRE LA MISMA ESTRUCTURA	CONDUCTORES A MAYOR ALTURA		CAL.	OBSERVACIONES	
		CONDUCTORES DE SUMINISTRO A LA INTERPERIE				
		Hasta 1 kV	Entre 7,6 y 66 kV			
<b>CONDUCTORES A MENOR ALTURA</b>	Conductores y cables de comunicación, localizados en el apoyo de empresa de energía, o de empresas de comunicación	0,4	0,4 más 0,01 m por kV sobre 7,6 kV			
	Conductores de suministro eléctrico a la interperie	Hasta 1 kV	0,4	0,4 más 0,01 m por kV sobre 7,6 kV		
		Entre 1 Kv y 7,6 kV	No permitido	0,4 más 0,01 m por kV sobre 7,6 kV		
		Entre 11,4 Kv y 34,4 kV	No permitido	0,6 más 0,01 m por kV sobre 7,6 kV		
		Entre 44 Kv y 66 kV	No permitido	0,6 más 0,01 m por kV sobre 7,6 kV		

**OBSERVACIONES GENERALES:**

CONCEPTO (X)      APROBADO: \_\_\_\_\_  
 FIRMA INSPECTOR: \_\_\_\_\_      NO APROBADO: \_\_\_\_\_

**CÉSAR ALEJANDRO BALAGUER ACERO**  
 INGENIERÍA ELÉCTRICA - UIS.

## ANEXO G. FORMATO REPORTE DE INSPECCIÓN TERMOGRÁFICA PARA EQUIPOS EN REDES DE MEDIA / BAJA TENSIÓN FLVSA\_05

FECHA: \_\_\_\_\_



**FORMATO REPORTE DE INSPECCIÓN TERMOGRÁFICA PARA EQUIPOS EN REDES DE MEDIA/BAJA TENSIÓN FLVSA\_05**

**TIPO DE SERVICIO:** USO GENERAL \_\_\_\_\_ USO EXCLUSIVO \_\_\_\_\_ ALUMBRADO PÚBLICO \_\_\_\_\_ USO FINAL \_\_\_\_\_  
**INSPECCIÓN:** CONSTRUCCIÓN \_\_\_\_\_ AMPLIACIÓN \_\_\_\_\_ REMODELACIÓN \_\_\_\_\_ VERIFICACIÓN \_\_\_\_\_ RENOVACIÓN \_\_\_\_\_  
**CÁMARA:** MARCA: \_\_\_\_\_ REFERENCIA: \_\_\_\_\_ ESTADO: \_\_\_\_\_

<b>ORDEN DE SERVICIO:</b>  N°
-------------------------------------

**INFORMACIÓN GENERAL**

**INFORMACIÓN DEL EQUIPO**  
 Nombre del equipo: \_\_\_\_\_  
 Parte analizar: \_\_\_\_\_  
 Tensión máxima: \_\_\_\_\_ V  
 Corriente máxima: \_\_\_\_\_ A  
**INFORMACIÓN ADICIONAL:**  
 Temperatura ambiente: \_\_\_\_\_ °C  
 Lugar: \_\_\_\_\_  
 Distancia de observación: \_\_\_\_\_ m  
 Nombre representante cuadrilla: \_\_\_\_\_

TABLA 10.18 (NETA)	
Diferencia de temperatura comparando componentes similares, bajo similares condiciones de carga.	ACCIÓN RECOMENDADA
1°C – 3°C	Posible deficiencia
4°C – 15°C	Probable deficiencia
>15°C	Mayor deficiencia

HERRAMIENTA DE ANÁLISIS	
HERRAMIENTA	TEMPERATURA °C
Punto 1	
Punto 2	
Punto 3	
<b>SUGERENCIA INMEDIATA</b>	

**IMAGEN TÉRMICA**

**FOTOGRAFÍA REAL**

**CÉSAR ALEJANDRO BALAGUER ACERO**  
 INGENIERÍA ELÉCTRICA - UIS.

FECHA: \_\_\_\_\_

<b>MAGEN REAL</b>
<b>RESULTADO POR SOFTWARE</b>

<b>MAGEN REAL</b>
<b>RESULTADO POR SOFTWARE</b>

<b>OBSERVACIONES GENERALES:</b>

<b>RECOMENDACIONES:</b>

CONCEPTO (X) APROBADO: \_\_\_\_\_

NO APROBADO: \_\_\_\_\_

FIRMA INSPECTOR: \_\_\_\_\_

**CÉSAR ALEJANDRO BALAGUER ACERO**  
INGENIERÍA ELÉCTRICA - UIS.

# ANEXO H. FORMATO REQUISITOS DE MATERIALES PARA ELECTRODOS DE PUESTA A TIERRA FLVSA\_06

## FORMATO REQUISITOS DE MATERIALES PARA ELECTRODOS DE PUESTA A TIERRA FLVSA\_06



FECHA: 2015-03-31      VERSIÓN: 1

FECHA DE REVISIÓN: \_\_\_\_\_

TIPO DE SERVICIO: USO GENERAL \_\_\_\_\_ USO EXCLUSIVO \_\_\_\_\_ ALUMBRADO PÚBLICO \_\_\_\_\_ USO FINAL \_\_\_\_\_  
 INSPECCIÓN: CONSTRUCCIÓN \_\_\_\_\_ AMPLIACIÓN \_\_\_\_\_ REMODELACIÓN \_\_\_\_\_ VERIFICACIÓN \_\_\_\_\_ RENOVACIÓN \_\_\_\_\_

ORDEN DE SERVICIO:  
N° \_\_\_\_\_

CALIFICACIÓN (CAL.)	
APLICA Y CUMPLE:	<input checked="" type="checkbox"/>
APLICA Y NO CUMPLE:	<input type="checkbox"/> A.N.C
NO APLICA:	<input type="checkbox"/> N.A

TIPO DE ELECTRODO	MATERIALES	DIMENSIONES MÍNIMAS				CAL.	OBSERVACIÓN
		DIÁMETRO mm	ÁREA mm <sup>2</sup>	ESPESOR mm	RECUBRIMIENTO µm		
Varilla	Cobre	12,7					
	Aleaciones de cobre	12,7					
	Acero inoxidable	15					
	Acero galvanizado en caliente	16			70		
	Acero con recubrimiento electrodepositado de cobre	14			250		
	Acero con recubrimiento total en cobre	15			2000		
Tubo	Cobre	20		2			
	Acero inoxidable	25		2			
	Acero galvanizado en caliente	25		2	55		
Fleje	Cobre		50	2			
	Acero inoxidable		100	2			
	Cobre cincado		50	2	40		
Cable trenzado	Cobre o cobre estañado	1,8 para cada hilo	50				
	Acero galvanizado en caliente	1,8 para cada hilo	70				

CÉSAR ALEJANDRO BALAGUER ACERO  
INGENIERÍA ELÉCTRICA - UIS.

Alambre redondo	Cobre	8	50				
	Acero galvanizado	10	78,5		70		
	Acero inoxidable	10					
	Acero recubierto de cobre	10			250		
Placa Sólida	Cobre		20000	1,5			
	Acero inoxidable		20000	6			

OBSERVACIONES GENERALES:

FIRMA INSPECTOR: \_\_\_\_\_


CONCEPTO (X)

APROBADO: \_\_\_\_\_

NO APROBADO: \_\_\_\_\_

**CÉSAR ALEJANDRO BALAGUER ACERO**  
INGENIERÍA ELÉCTRICA - UIS.

## ANEXO I. FORMATO PARA REVISIÓN PARA RESISTENCIA DE PUESTA A TIERRA FLVSA\_07

FORMATO PARA REVISIÓN DE RESISTENCIA DE PUESTA A TIERRA (FLVSA_07)			
FECHA: 2015-03-31	VERSIÓN: 1		ORDEN DE SERVICIO:  N°
FECHA DE REVISIÓN: _____			
TIPO DE SERVICIO: USO GENERAL _____ USO EXCLUSIVO _____ ALUMBRADO PÚBLICO _____ USO FINAL _____			
INSPECCIÓN: CONSTRUCCIÓN _____ AMPLIACIÓN _____ REMODELACIÓN _____ VERIFICACIÓN _____ RENOVACIÓN _____			
DATOS DEL TRANSFORMADOR:			
TENSIÓN NOMINAL _____ [V] CORRIENTE NOMINAL: _____ [A] N° SERIE _____			<b>CALIFICACIÓN (CAL.)</b>  APLICA Y CUMPLE: <input checked="" type="checkbox"/> A.L.C. APLICA Y NO CUMPLE: <input type="checkbox"/> A.L.C. NO APLICA: <input type="checkbox"/> N.A.
CAPACIDAD NOMINAL _____ [KVA] FRECUENCIA NOMINAL _____ [Hz] N° FASES _____			
FABRICANTE: _____ AÑO DE FABRICACIÓN _____ PESO _____ [Kg]			
TIPO DE CONEXIÓN: _____ ESTRUCTURA: TIPO H _____ SENCILLA _____			

### 1. IDENTIFICACIÓN

ULTIMO DÍA DE LLUVIA: \_\_\_\_\_  
 CIUDAD: \_\_\_\_\_ UBICACIÓN SPT: \_\_\_\_\_  
 EMPRESA/ DIRECCIÓN: \_\_\_\_\_  
 ESTADO SUPERFICIE DEL TERRENO: \_\_\_\_\_  
 ENTREGA DE MEMORIAS DE CALCULO: SI: \_\_\_\_\_ NO: \_\_\_\_\_  
 APLICACIÓN DEL SPT: COMUNICACIONES: \_\_\_\_\_ SUBESTACIÓN: \_\_\_\_\_ PARARRAYOS: \_\_\_\_\_ OTROS: \_\_\_\_\_

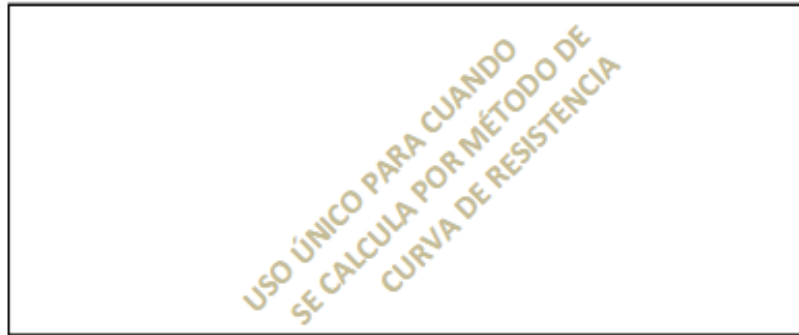
### 2. MEDICIONES

TELURÓMETRO: MARCA: \_\_\_\_\_ FRECUENCIA: \_\_\_\_\_ PRECISIÓN: \_\_\_\_\_  
 MÉTODO DE MEDICIÓN: CAIDA DE POTENCIAL

	MEDICIÓN	Vce	Ec (m)	Ep (m)	R (Ω)	OBSERVACIONES
Resistencia calculada método del 62% de la longitud máxima de Ec	1					
	2					
	3					
	TOTAL PROMEDIO					
	MEDICIÓN	Vce	Ec (m)	Ep (m)	R (Ω)	OBSERVACIONES
Resistencia calculada por medio de Gráfica Resistencia Vs Diistancia Ec	1					
	2					
	3					
	4					
	5					
	6					
	7					
	8					
	9					
	10					

**CÉSAR ALEJANDRO BALAGUER ACERO**  
 INGENIERÍA ELÉCTRICA - UIS.

**CURVA DE RESISTENCIA**



**3. EVALUACIÓN**

NUM	ASPECTO A EVALUAR	NORMA	CAL.	OBSERVACIÓN
1	Valor de la resistencia	IEEE 142- RETIE 15.4		
2	Calidad de los electrodos	IEC 60364-5-54 RETIE 15.3.1		
3	Separación entre electrodos	IEEE 142- RETIE 15.4		
4	Calidad de las conexiones	IEEE 847		
5	Calibre del conductor de puesta a tierra	NEC 250		
6	Calidad de los cables	NEC 250		
7	Barrajes equipotenciales	TIA 607-5.4		
8	Técnicas de mejoramiento	IEEE 80		
9	Cajas de Inspección	RETIE 15		
10	Interconexión de la puesta a tierra	IEC 61000-5-2		

OBSERVACIONES GENERALES:

CONCEPTO (x)

APROBADO: \_\_\_\_\_

FIRMA INSPECTOR: \_\_\_\_\_

NO APROBADO: \_\_\_\_\_

**CÉSAR ALEJANDRO BALAGUER ACERO**  
INGENIERÍA ELÉCTRICA - UIS.

## ANEXO J. FORMATO DE DICTAMEN DE INSPECCIÓN Y VERIFICACIÓN PARA INSTALACIONES DE DISTRIBUCIÓN FLVSA\_08

### FORMATO DE DICTAMEN DE INSPECCIÓN Y VERIFICACIÓN PARA INSTALACIONES DE DISTRIBUCIÓN FLVSA\_08

MINISTERIO DE MINAS Y ENERGÍA				
DICTAMEN DE INSPECCIÓN Y VERIFICACIÓN DE INSTALACIONES ELÉCTRICAS DE DISTRIBUCIÓN SEGÚN RETIE				
				Dictamen No. <input style="width: 50px;" type="text"/>
Lugar y fecha: _____ Organismo de Inspección: _____				
Nombre o razón social del propietario de la instalación: _____				
Dirección de la instalación: _____				
Uso de la red: <input type="checkbox"/> Uso general <input type="checkbox"/> Uso exclusivo <input type="checkbox"/> Alumbrado público <input type="checkbox"/> Uso final				
Tipo de uso de instalación: <input type="checkbox"/> Rural <input type="checkbox"/> Residencial <input type="checkbox"/> Industrial <input type="checkbox"/> Aislada del SIN				
Capacidad instalada (kVA): _____ Tensiones (V) _____ Año Terminación construcción _____				
Tipo de configuración: <input type="checkbox"/> Monofásica <input type="checkbox"/> Trifásica                          Longitud línea (m) _____                          Tipo de conductores _____				
Material estructuras _____                          Nº de Estructuras o apoyos _____				
Personas Calificadas responsables de la instalación:				
Diseño: _____				Mat. Prof. _____
Interventoría: _____				Mat. Prof. _____
Construcción: _____				Mat. Prof. _____
ÍTEM	ASPECTO A EVALUAR	APLICA	CUMPLE	NO CUMPLE
1	Accesibilidad a todos los dispositivos de control y protección.			
2	Apoyos o estructuras			
3	Avisos y señales de seguridad			
4	Cámaras y canalizaciones adecuadas			
5	Dispositivos de seccionamiento y mando.			
6	Distancias de seguridad			
7	Ejecución de las conexiones.			
8	Funcionamiento del corte automático de la alimentación.			
9	Herrajes			
10	Identificación de circuitos			
11	Materiales acordes con las condiciones ambientales.			
12	Muestras de cálculo.			
13	Planos, esquemas y diagramas			
14	Protección contra la corrosión			
15	Resistencia de puesta a tierra.			
16	Resistencias de aislamiento			
17	Revisión de certificaciones de producto			
18	Selección de conductores			
19	Selección de dispositivos de protección contra sobrecorrientes			
20	Selección de dispositivos de protección contra sobretensiones			
21	Tensiones de paso, contacto y transferidas			
22	Valores de Campo Electromagnético.			
23	Sujeción mecánica de equipos			
24	Ventilación de equipos.			
OBSERVACIONES, MODIFICACIONES Y ADVERTENCIAS ESPECIALES (si las hay) e Identificación de anexos.				
<b>RESULTADO :</b> Aprobada <input type="checkbox"/> No Aprobada <input type="checkbox"/>				
Responsables dictamen: _____ Resolución de acreditación _____				
Nombre y firma Organismo de Inspección: _____				
Dirección Domicilio: _____				Teléfono _____
Nombre y firma Inspector _____				Mat. Prof. _____



## ANEXO L. CERTIFICADO DE CALIBRACIÓN PINZA AMPERIMÉTRICA FLUKE-324.



Certificado Número: 14152M01 Página 1 de 2

### CERTIFICADO DE CALIBRACIÓN

#### INFORMACIÓN GENERAL DEL PROCESO:

<b>Proceso Nro.:</b> Register	14152M01	<b>Solicitante:</b> Customer	NESTOR ALFONSO RIVERA OCHOA
<b>Fecha de Calibración:</b> Date of calibration	2014-05-13	<b>CC:</b> Identification	91.231.243
<b>Lugar de Calibración:</b> Place of the calibration	Calle 84 Sur No 40-61 Sabaneta (Antioquia)	<b>Dirección:</b> Address	Barranquilla Colombia
Páginas del certificado	2		
Páginas anexos	4		
Total páginas incluyendo anexos	6		

#### INFORMACIÓN GENERAL DE ELEMENTO:

<b>Instrumento:</b> Instrument:	TRUE RMS CLAMP METER	<b>Fabricante:</b> Manufacturer	FLUKE
<b>Tipo:</b> Type	324	<b>Número de Serie:</b> Serial Number	25950519WS

- Este certificado de calibración aplica solo para el equipo arriba identificado y expresa fielmente los resultados de las mediciones realizadas.
- This calibration certificate applies only to the product identified above and is an accurate record of the performed measurements results.
- Este certificado es un registro fiel de los resultados de las mediciones realizadas. Este certificado no podrá ser reproducido total o parcialmente, excepto cuando se haya obtenido previamente permiso por escrito del Laboratorio CIDET.
- This certificate is an accurate record of the performed measurements results. This certificate may not be partially or totally reproduced, except with the prior written permission of Laboratory CIDET.
- Los resultados contenidos en el presente certificado se refieren al momento y condiciones en que se realizaron las mediciones. El Laboratorio CIDET no se responsabiliza de los perjuicios que puedan derivarse del uso inadecuado de los instrumentos calibrados.
- The results of this certificate refer to the moment and conditions in which the measurements were made. The Laboratorio CIDET not assumes responsibility for any ensuing damages due the misuse of the calibrate instruments.
- El usuario es responsable de la recalibración de sus instrumentos a intervalos apropiados.
- The user is obliged to have the objet recalibrated at appropriate intervals.
- Este laboratorio mantiene la trazabilidad de los patrones de referencia a Patrones Nacionales e Internacionales.
- This laboratory certifies that the instruments used during the calibration are traceable to the national and international standards laboratory.

Aprobado por:

SANTIAGO TABARES JARAMILLO  
Director Desarrollo y Gestión de activos

Realizado por:

ISMAEL ESTEBAN OSSA  
Analista de Laboratorio

Código: FR-35-18-V02

Laboratorio de Pruebas Eléctricas y Metrología  
Calle 84 Sur No 40-61 Km 1 variante a Caldas Sabaneta (Antioquia).  
Tel: (4) 444 33 59 E-mail: [laboratorio@cidet.org.co](mailto:laboratorio@cidet.org.co)

## ANEXO M. CERTIFICADO DE CALIBRACIÓN MULTIMETRO DIGITAL FLUKE 179



Certificado Número: 14152M02 Página 1 de 2

### CERTIFICADO DE CALIBRACIÓN

#### INFORMACIÓN GENERAL DEL PROCESO:

<b>Proceso Nro.:</b> Register	14152M02	<b>Solicitante:</b> Customer	NESTOR ALFONSO RIVERA OCHOA
<b>Fecha de Calibración:</b> Date of calibration	2014-05-13	<b>CC:</b> Identification	91.231.243
<b>Lugar de Calibración:</b> Place of the calibration	Calle 84 Sur No 40-61 Sabaneta (Antioquia)	<b>Dirección:</b> Address	Barranquilla Colombia
Páginas del certificado	2		
Páginas anexos	6		
Total páginas incluyendo anexos	8		

#### INFORMACIÓN GENERAL DE ELEMENTO:

<b>Instrumento:</b> Instrument	TRUE RMS MULTIMETER	<b>Fabricante:</b> Manufacturer	FLUKE
<b>Tipo:</b> Type	179	<b>Número de Serie:</b> Serial Number	25750168

- Este certificado de calibración aplica solo para el equipo arriba identificado y expresa fielmente los resultados de las mediciones realizadas.
- This calibration certificate applies only to the product identified above and is an accurate record of the performed measurements results.
- Este certificado es un registro fiel de los resultados de las mediciones realizadas. Este certificado no podrá ser reproducido total o parcialmente, excepto cuando se haya obtenido previamente permiso por escrito del Laboratorio CIDET.
- This certificate is an accurate record of the performed measurements results. This certificate may not be partially or totally reproduced, except with the prior written permission of Laboratory CIDET.
- Los resultados contenidos en el presente certificado se refieren al momento y condiciones en que se realizaron las mediciones. El Laboratorio CIDET no se responsabiliza de los perjuicios que puedan derivarse del uso inadecuado de los instrumentos calibrados.
- The results of this certificate refer to the moment and conditions in which the measurements were made. The Laboratorio CIDET not assumes responsibility for any ensuing damages due the misuse of the calibrate instruments.
- El usuario es responsable de la recalibración de sus instrumentos a intervalos apropiados.
- The user is obliged to have the objet recalibrated at appropriate intervals.
- Este laboratorio mantiene la trazabilidad de los patrones de referencia a Patrones Nacionales e Internacionales.
- This laboratory certifies that the instruments used during the calibration are traceable to the national and international standards laboratory.

Aprobado por:

  
SANTIAGO TABARES JARAMILLO  
Director Desarrollo y Gestión de activos

Realizado por:

  
ISMAEL ESTEBAN OSSA  
Analista de Laboratorio

Código: FR-35-18-V02

Laboratorio de Pruebas Eléctricas y Metrología  
Calle 84 Sur No 40-61 Km 1 variante a Caldas Sabaneta (Antioquia).  
Tel: (4) 444 33 59 E-mail: laboratorio@cidet.org.co

**ANEXO N. CERTIFICADO DE CALIBRACIÓN MICRO-OHMIMETRO DIGITAL  
AEMC 6240**



Certificado Número: 14152M03 Página 1 de 3

**CERTIFICADO DE CALIBRACIÓN**

**INFORMACIÓN GENERAL DEL PROCESO:**

<b>Proceso Nro.:</b> Register	14152M03	<b>Solicitante:</b> Customer	NESTOR ALFONSO RIVERA OCHOA
<b>Fecha de Calibración:</b> Date of calibration	2014-05-15	<b>CC:</b> Identification	91.231.243
<b>Lugar de Calibración:</b> Place of the calibration	Calle 84 Sur No 40-61 Sabaneta (Antioquia)	<b>Dirección:</b> Address	Barranquilla Colombia
<b>Páginas del certificado</b>	3		
<b>Páginas anexos</b>	N/A		
<b>Total páginas incluyendo anexos</b>	3		

**INFORMACIÓN GENERAL DE ELEMENTO:**

<b>Instrumento:</b> Instrument	MICROHMMETER	<b>Fabricante:</b> Manufacturer	AEMC
<b>Tipo:</b> Type	6240	<b>Número de Serie:</b> Serial Number	212003GBDV

- Este certificado de calibración aplica solo para el equipo arriba identificado y expresa fielmente los resultados de las mediciones realizadas.
- This calibration certificate applies only to the product identified above and is an accurate record of the performed measurements results.
- Este certificado es un registro fiel de los resultados de las mediciones realizadas. Este certificado no podrá ser reproducido total o parcialmente, excepto cuando se haya obtenido previamente permiso por escrito del Laboratorio CIDET.
- This certificate is an accurate record of the performed measurements results. This certificate may not be partially or totally reproduced, except with the prior written permission of Laboratorio CIDET.
- Los resultados contenidos en el presente certificado se refieren al momento y condiciones en que se realizaron las mediciones. El Laboratorio CIDET no se responsabiliza de los perjuicios que puedan derivarse del uso inadecuado de los instrumentos calibrados.
- The results of this certificate refer to the moment and conditions in which the measurements were made. The Laboratorio CIDET assumes no responsibility for any ensuing damages due the misuse of the calibrate instruments.
- El usuario es responsable de la recalibración de sus instrumentos a intervalos apropiados.
- The user is responsible for re-calibration of their instruments at appropriate intervals.
- Este laboratorio mantiene la trazabilidad de los patrones de referencia a Patrones Nacionales e Internacionales.
- This laboratory certifies that the instruments used during the calibration are traceable to the national and international standards laboratory

Aprobado por:

SANTIAGO TABARES JARAMILLO  
Director Desarrollo y Gestión de Activos

Elaborado por:

ISMAEL ESTEBAN OSSA  
Analista de Laboratorio

Código: FR-35-18-V02

Laboratorio de Pruebas Eléctricas y Metrología  
Calle 84 Sur No 40-61 Km 1 variante a Caldas Sabaneta (Antioquia).  
Tel: (4) 444 33 59 E-mail: [laboratorio@cidet.org.co](mailto:laboratorio@cidet.org.co)

## ANEXO O. CERTIFICADO DE CALIBRACIÓN GROUND TESTER AEMC 6470



Certificado Número: 14152M04 Página 1 de 8

### CERTIFICADO DE CALIBRACIÓN

#### INFORMACIÓN GENERAL DEL PROCESO:


<b>Proceso Nro.:</b> Register	14152M04	<b>Solicitante:</b> Customer	NESTOR ALFONSO RIVERA OCHOA
<b>Fecha de Calibración:</b> Date of calibration	2014-05-15	<b>CC:</b> Identification	91.231.243.
<b>Lugar de Calibración:</b> Place of the calibration	Calle 84 Sur No 40-61 Sabaneta (Antioquia)	<b>Dirección:</b> Address	Barranquilla Colombia
Páginas del certificado	6		
Páginas anexos	n/a		
Total páginas incluyendo anexos	6		

#### INFORMACIÓN GENERAL DE ELEMENTO:

<b>Instrumento:</b> Instrument	GROUND TESTER	<b>Fabricante:</b> Manufacturer	AEMC
<b>Tipo:</b> Type	6470	<b>Número de Serie:</b> Serial Number	197124FDDV

- Este certificado de calibración aplica solo para el equipo arriba identificado y expresa fielmente los resultados de las mediciones realizadas.
- This calibration certificate applies only to the product identified above and is an accurate record of the performed measurements results.
- Este certificado es un registro fiel de los resultados de las mediciones realizadas. Este certificado no podrá ser reproducido total o parcialmente, excepto cuando se haya obtenido previamente permiso por escrito del Laboratorio CIDET.
- This certificate is an accurate record of the performed measurements results. This certificate may not be partially or totally reproduced, except with the prior written permission of Laboratorio CIDET.
- Los resultados contenidos en el presente certificado se refieren al momento y condiciones en que se realizaron las mediciones. El Laboratorio CIDET no se responsabiliza de los perjuicios que puedan derivarse del uso inadecuado de los instrumentos calibrados.
- The results of this certificate refer to the moment and conditions in which the measurements were made. The Laboratorio CIDET assumes no responsibility for any ensuing damages due the misuse of the calibrate instruments.
- El usuario es responsable de la recalibración de sus instrumentos a intervalos apropiados.
- The user is responsible for re-calibration of their instruments at appropriate intervals.
- Este laboratorio mantiene la trazabilidad de los patrones de referencia a Patrones Nacionales e Internacionales.
- This laboratory certifies that the instruments used during the calibration are traceable to the national and international standards laboratory

Aprobado por:  
  
SANTIAGO TABARES  
Director Desarrollo y Gestión Activos

Elaborado por:  
  
ISMAEL ESTEBAN OSSA  
Analista de Laboratorio

Código: FR-35-18-V02

Laboratorio de Pruebas Eléctricas y Metrología  
Calle 84 Sur No 40-61 Km 1 variante a Caldas Sabaneta (Antioquia).  
Tel: (4) 444 33 59 E-mail: [laboratorio@cidet.org.co](mailto:laboratorio@cidet.org.co)

**ANEXO P. CERTIFICADO DE CALIBRACIÓN EARTH INSULATION SYSTEM  
METREL 20 224 237**



Certificado Número: 14152M05 Página 1 de 5

**CERTIFICADO DE CALIBRACIÓN**

**INFORMACIÓN GENERAL DEL PROCESO:**

<b>Proceso Nro.:</b> Register	14152M05	<b>Solicitante:</b> Customer	NESTOR ALFONSO RIVERA OCHOA
<b>Fecha de Calibración:</b> Date of calibration	2014-05-15	<b>CC:</b> Identification	91.231.243
<b>Lugar de Calibración:</b> Place of the calibration	Calle 84 Sur No 40-61 Sabaneta (Antioquia)	<b>Dirección:</b> Address	Barranquilla Colombia
<b>Páginas del certificado</b>	5		
<b>Páginas anexos</b>	N/A		
<b>Total páginas incluyendo anexos</b>	5		

**INFORMACIÓN GENERAL DE ELEMENTO:**

<b>Instrumento:</b> Instrument	EARTH INSULATION SYSTEM	<b>Fabricante:</b> Manufacturer	METREL
<b>Tipo:</b> Type	20 224 237	<b>Número de Serie:</b> Serial Number	13201155

- Este certificado de calibración aplica solo para el equipo arriba identificado y expresa fielmente los resultados de las mediciones realizadas.
- This calibration certificate applies only to the product identified above and is an accurate record of the performed measurements results.
- Este certificado es un registro fiel de los resultados de las mediciones realizadas. Este certificado no podrá ser reproducido total o parcialmente, excepto cuando se haya obtenido previamente permiso por escrito del Laboratorio CIDET.
- This certificate is an accurate record of the performed measurements results. This certificate may not be partially or totally reproduced, except with the prior written permission of Laboratorio CIDET.
- Los resultados contenidos en el presente certificado se refieren al momento y condiciones en que se realizaron las mediciones. El Laboratorio CIDET no se responsabiliza de los perjuicios que puedan derivarse del uso inadecuado de los instrumentos calibrados.
- The results of this certificate refer to the moment and conditions in which the measurements were made. The Laboratorio CIDET assumes no responsibility for any ensuing damages due the misuse of the calibrate instruments.
- El usuario es responsable de la recalibración de sus instrumentos a intervalos apropiados.
- The user is responsible for re-calibration of their instruments at appropriate intervals.
- Este laboratorio mantiene la trazabilidad de los patrones de referencia a Patrones Nacionales e Internacionales.
- This laboratory certifies that the instruments used during the calibration are traceable to the national and international standards laboratory

Aprobado por:  
  
SANTIAGO TABARES JARAMILLO  
Director Desarrollo y Gestión de activos

Elaborado por:  
  
ISMAEL ESTEBAN OSSA  
Analista de Laboratorio

Código: FR-35-18-V02

Laboratorio de Pruebas Eléctricas y Metrología  
Calle 84 Sur No 40-61 Km 1 variante a Caldas Sabaneta (Antioquia).  
Tel: (4) 444 33 59 E-mail: [laboratorio@cidet.org.co](mailto:laboratorio@cidet.org.co)

**ANEXO Q. CERTIFICADO DE CALIBRACIÓN CÁMARA TERMOGRÁFICA  
FLUKE THERMOGRAPHY Ti100**

Fluke Thermography

## Certificate of Calibration

Serial Number: Ti10014120207

Model: Fluke Ti100\_9Hz Thermal Imager

Accuracy:  $\pm 2^{\circ}\text{C}$  or 2% of Reading  
(whichever is greater)

Measurement Temp Range:  $-20^{\circ}\text{C}$  to  $+250^{\circ}\text{C}$   
(Not calibrated under  $-10^{\circ}\text{C}$ )




Date: 12/5/2014

Certified By: Fluke QA Manager

Fluke Corporation certifies the above instrumentation has been calibrated to meet or exceed the published specifications. The calibration was performed using instrumentation and standards that are traceable to the United States National Institute of Standards and Technology (NIST), intrinsic standards, or national metrology institutes that actively participates in the activities of the BIPM, directly or indirectly through regional groups. This Certificate/Report shall not be reproduced, except in full, without the written consent of Fluke Corporation.

## ANEXO R. PRINCIPALES SEÑALES DE SEGURIDAD

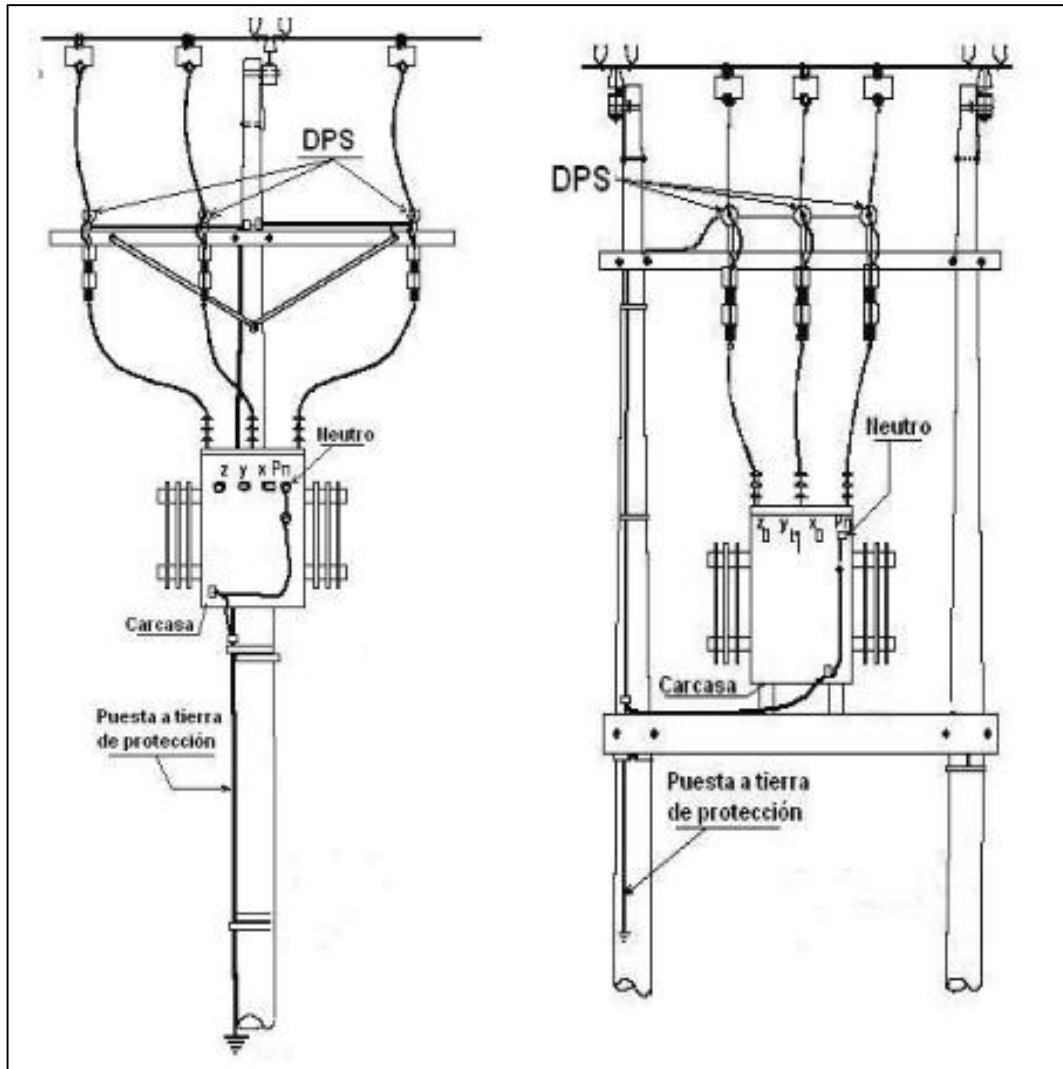
DESCRIPCIÓN	PICTOGRAMA	SEÑAL
Equipo de primeros auxilios	Cruz Griega	 <p>1. Negro o Verde 2. Blanco 3. Verde Significado: Puesto de Primeros auxilios</p>
Materiales inflamables o altas temperaturas.	Llama	
Materiales tóxicos	Calavera con tibias cruzadas	
Materiales corrosivos	Mano carcomida	
Materiales radiactivos	Un trébol convencional	
Riesgo eléctrico	Un rayo o arco	
Uso obligatorio de protección de los pies.	Botas con símbolo de riesgo eléctrico	
Prohibido el paso	Peatón caminando con línea transversal sobrepuesta	
Uso obligatorio de protección para la cabeza	Cabeza de persona con casco	

DESCRIPCIÓN	PICTOGRAMA	SEÑAL
Uso obligatorio de protección para los ojos	Cabeza de persona con gafas	
Uso obligatorio de protección para los oídos	Cabeza de persona con auriculares	
Uso obligatorio de protección para las manos	Guante	

**FUENTE:** Reglamento Técnico de Instalaciones Eléctricas (RETIE). Tabla 6.4.

## ANEXO S. TIPO DE SUBESTACIONES AÉREAS

### Subestación aérea tipo poste:



FUENTE: NORMA ESSA. Figura A.37.

Para estructura doble el transformador tiene una capacidad superior a 112,5 kVA. Se debe tener en cuenta que para una subestación aérea el máximo valor de potencia de un transformador trifásico es de 225 kVA como se evidencia en el Anexo T, y uno monofásico de 100 kVA además de que los niveles de tensión para sistemas trifásico en media tensión son de 11,4 kV o 13,2 kV.

## ANEXO T. TRANSFORMADORES PARA SUBESTACIONES AÉREAS

**Montaje de transformadores:**

MONTAJE EN ESTRUCTURA SENCILLA		MONTAJE EN ESTRUCTURA DOBLE (Cama)	TRANSFORMADOR AL PISO
Sin parrilla (repisa)	Con parrilla (repisa)		
1 $\phi$ hasta 75 kVA	*	*	*
3 $\phi$ hasta 75 kVA	3 $\phi$ hasta 112,5 kVA	3 $\phi$ hasta 225 kVA	3 $\phi$ hasta 300 kVA

**FUENTE:** Central Hidroeléctrica de Caldas.

## ANEXO U. EQUIPOS DE PROTECCIÓN PARA SUBESTACIONES AÉREAS

Los principales equipos de protección para Subestaciones Aéreas se muestran a continuación:

**Descargadores de sobretensión (DPS):** un descargador de sobretensión es un dispositivo para protección de equipos eléctricos, el cual limita el nivel de la sobretensión, mediante la absorción de la mayor parte de la energía transitoria, minimizando la transmitida a los equipos y reflejando la otra parte hacia la red o a tierra. No es correcto llamarlo pararrayos.

En una subestación aérea los DPS son los encargados de proteger el transformador de sobretensiones externas que surgen por descargas atmosféricas. El DPS limite la tensión que llega a los bornes del transformador enviando a tierra las sobretensiones por lo cual el dimensionamiento y buen funcionamiento del sistema de puesta a tierra de la subestación debe ser óptimo.

En la evaluación de los DPS se toman en consideración sus elementos internos de absorción de energía y el comportamiento de su aislamiento ante elementos externos. La capacidad del aislamiento externo para reaccionar ante contaminantes es de suma importancia para lograr una aplicación adecuada.

En las subestaciones aéreas deben instalarse en el camino de la corriente de impulso y lo más cerca posible de los bujes del transformador, de tal manera que la inductancia sea mínima. Para efectos de seguridad la instalación de los DPS debe ser en modo común, es decir, entre conductores activos y tierra.

Los parámetros básicos de un DPS son los siguientes:

- Corriente de descarga de un DPS: es la corriente que pasa por el descargador de sobretensión en un impulso.
- Corriente de descarga nominal de un DPS: es el valor pico de la corriente de descarga en un impulso de 8/20  $\mu$ s.

- Tensión nominal del descargador: es el valor de la tensión con que se designa el descargador.
- Tensión continua de operación: máxima tensión eficaz a frecuencia industrial que puede ser aplicada entre los bornes de línea y tierra del descargador en forma continua.
- Tensión nominal de descarga: es el valor pico de la corriente de descarga con una forma de impulso 8/20, que se usa para clasificar un descargador.
- Corriente de fuga: corriente que circula a través del descargador debida a la tensión de servicio de la red.
- Corriente de impulso de cierre de un descargador: es el valor pico de la corriente de descarga con un frente de onda entre 30 y 100  $\mu$ s y un tiempo virtual a la mitad del valor sobre la cola de aproximadamente el doble del valor de frente de onda.
- Corriente permanente de un descargador: es la corriente que fluye a través de un DPS cuando está energizado a la tensión permanente de trabajo y dado que consta de una componente resistiva y capacitiva, puede variar con la temperatura y los efectos de capacidad parásita entre las unidades.
- Máxima tensión de operación continua: valor máximo de tensión en el cual el DPS opera continuamente, es aproximadamente el 84% de la tensión nominal del ciclo pesado del DPS y 1,1 veces la tensión máxima del sistema en régimen permanente.
- Frecuencia nominal: es la frecuencia con la cual fue diseñado el DPS.
- Corriente continua de un DPS: es la corriente que circula por el descargador de sobretensión cuando se aplica entre sus terminales la tensión de operación.
- Tensión residual de un DPS: es el valor pico de la tensión que hay en los terminales del DPS en el momento que circula la corriente de descarga.

### Descargador de sobretensión DPS:



**FUENTE:** PROTECCIONES S.A.S.

**Cortacircuitos:** el cortacircuito es un dispositivo empleado para aislar el transformador de la red primaria en caso de falla o voluntariamente cuando la carga esta desenergizada, un modelo típico se puede visualizar en la Figura 3. Los cortacircuitos no están diseñados para interrumpir circuitos bajo carga. En la subestaciones aéreas se utilizan cortacircuitos para instalación a la interperie. Para subestaciones superiores a 75 kVA se utilizan cortacircuitos que tengan incorporada cámara apaga chispas. Las partes metálicas deben estar diseñadas con materiales adecuados para soportar los esfuerzos mecánicos y el grado de corrosión producido por las condiciones ambientales. En la tabla 4, se observan las características de los cortacircuitos según la norma de la Electrificadora de Santander.

## Cortacircuitos:



**FUENTE:** COMENSA S.A. Cortacircuito IMCX.

## Características de los cortacircuitos:

PARÁMETROS	UNIDAD	CORTACIRCUITOS	
Tensión de servicio	kV	13,2	34,5
Tensión nominal	kV	15	36
Frecuencia nominal	Hz	60	60
Corriente nominal	A	100	100
Nivel básico de aislamiento, BIL	kV	110	200
Tensión sostenida 60 Hz	kV	36	70
Corriente de cortocircuito simétrica	kA	5	5
Corriente de cortocircuito asimétrica	kA	12,5	12,5

**FUENTE:** *Electrificadora de Santander ESSA*

**Fusibles:** la función de este equipo es abrir por fusión uno o varios de los componentes del circuito en el cual esta insertado. El fusible es utilizado en el lado primario del transformador para protegerlo de corrientes de cortocircuito, de sobrecarga y de corrientes transitorias.

En la actualidad se fabrican diferentes tipos de fusibles de hilo dependiendo de la relación de velocidad (la relación de velocidad se define como la relación entre la corriente nominal en amperios a 0,1 s y la corriente nominal a 300 s), estos son H, HH, E, K, T, VS y Dual, en la Figura 4 se puede observar el modelo tipo H.

La capacidad máxima de los fusibles debe ser la establecida por un estudio de la coordinación de protecciones y debe garantizar la adecuada protección del transformador y la desenergización del circuito en el evento que se requiera.

Para los transformadores de pequeña capacidad y de tensión primario 13,2 kV, se recomiendan los fusibles tipo H como se observa en la Figura 4., entre 1 y 8 A. en subestaciones aéreas los cortacircuitos de media tensión se utilizan hilos fusibles seleccionados en forma general con un valor igual o el más próximo normalizado a la corriente nominal del transformador.

#### **Fusibles tipo hilo:**



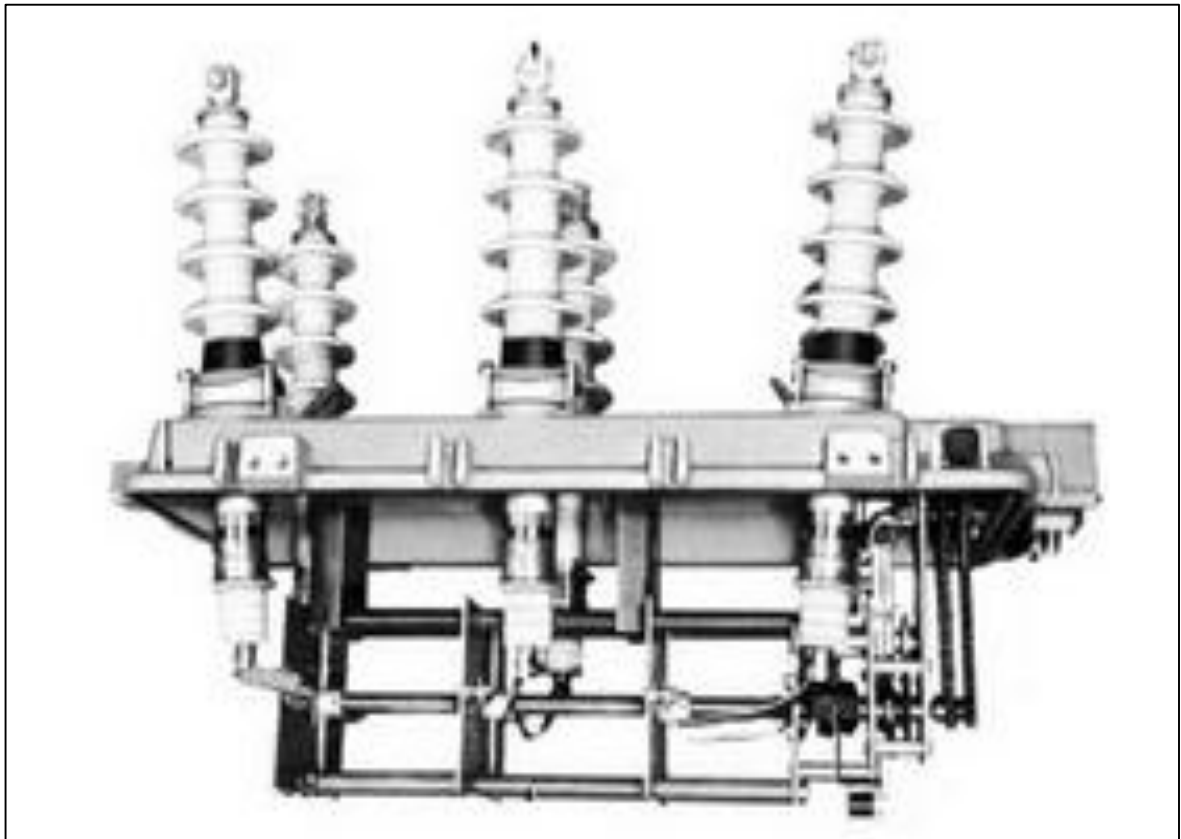
**FUENTE:** Curso de Redes Eléctricas. Universidad Distrital Francisco José de Caldas.

**Seccionadores:** es el elemento empleado para conectar o desconectar el transformador de la red de distribución, por este motivo es tripolar, existen seccionadores para trabajar sin carga y para trabajo bajo carga en este caso siempre se cuenta con una cámara apaga chispas; también pueden ser de accionamiento manual o motorizado.

El mecanismo manual debe claramente indicar la posición en que se encuentra el seccionador ya sea cerrado o abierto. También debe contar con un dispositivo de bloqueo a la maniobra del seccionador mientras el interruptor este en posición de cerrado.

Las cuchillas puestas a tierra del seccionador deben actuar con un mecanismo de operación independiente diferente al del seccionador, se observa a continuación:

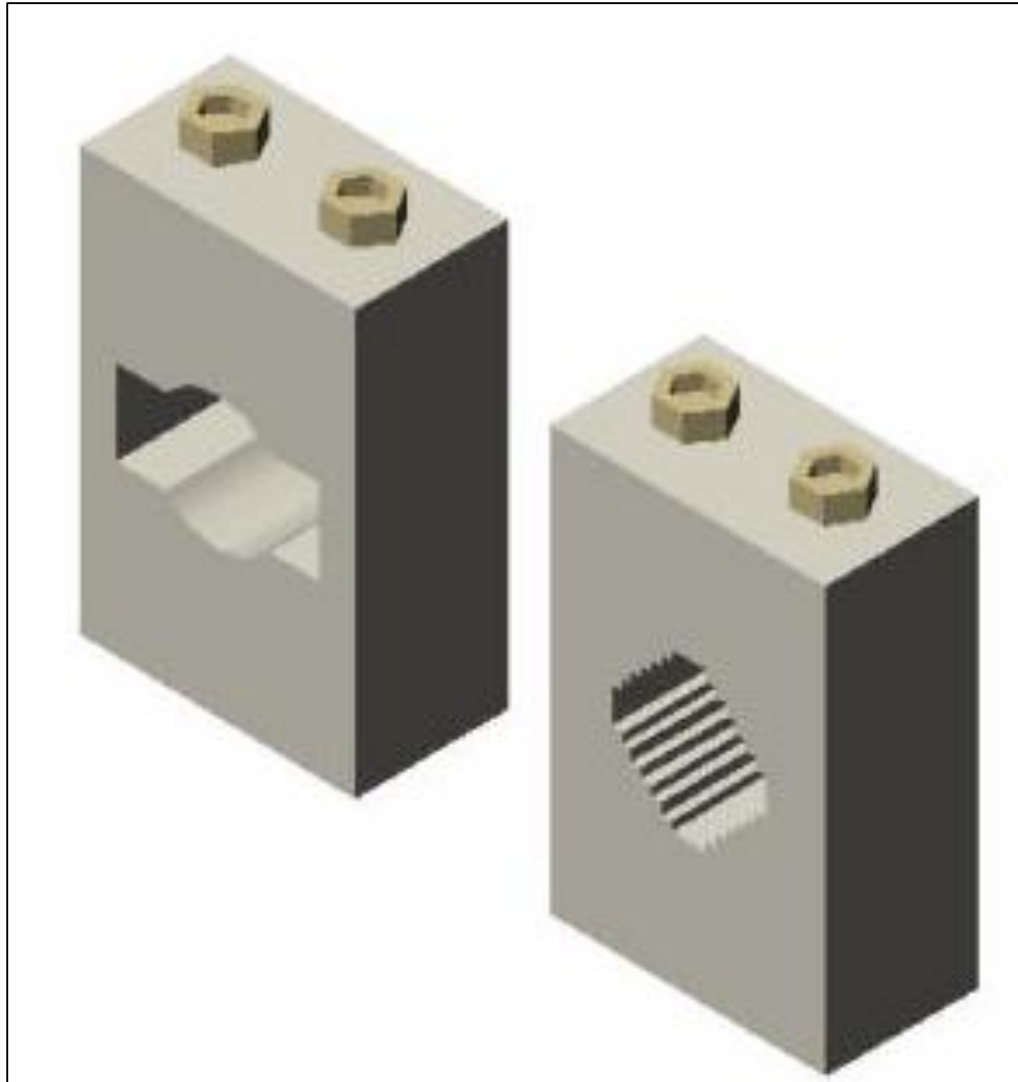
**Seccionador tripolar:**



**FUENTE:** EHBRIONES. Sistemas Eléctricos.

**Transformadores de corriente TC:** este dispositivo reduce la corriente eléctrica de una red a valores manejables no peligrosos para la utilización de equipos de medida en las subestaciones aéreas su objetivo es alimentar lo medidores para realizar balances de energía comparando los kWh medidos en el transformador con los medidos a los clientes alimentados por el transformador, un TC puede ser instalado a la interperie o en interiores, en la siguiente figura se observan dos modelo que cumplen la misma función y más adelante se mostrarán ejemplos de conexión al transformador.

**Transformador de corriente TC:**



**FUENTE:** Curso de Redes Eléctricas. Universidad Distrital Francisco José de Caldas.

Su función principal es alimentar equipos de medida, protección y control como contadores, relés, voltímetros y amperímetros. El devanado primario del TC se conecta en serie con el circuito al que se desea hacer la medición y el devanado secundario a los equipos de medida.

Los circuitos secundarios de transformadores de corriente deben tener medios para ponerse en cortocircuito, conectarse a tierra simultáneamente y aislar los transformadores del equipo normalmente conectado a ellos, mientras el primario esté conectado al circuito alimentador.

Se debe tener en cuenta que hay que dejar el circuito abierto el secundario del TC mientras el primario esté energizado. La corriente nominal primaria del TC debe estar comprendida entre el 80% y el 120% de su valor nominal y la corriente secundaria debe ser 1A y 5A.

## ANEXO V. CARACTERÍSTICAS CÁMARA TI 100 FLUKE

### Especificaciones cámara Ti 100 FLUKE:

Especificaciones detalladas	
<b>Resolución IR (tamaño FPA)</b>	Microbolómetro no refrigerado 160 x 120 FPA
<b>Banda espectral</b>	7,5 µm a 14 µm (onda larga)
<b>Captura o velocidad de actualización</b>	9 Hz
<b>NETD (sensibilidad térmica)</b>	≤ 0,10 °C a 30 °C temp. destino (100 mK)
<b>Campo de visión (FOV)</b>	22,5 °H x 31 °V
<b>Resolución espacial (IFOV)</b>	3,39 mRad
<b>Rango de medición de temperatura (no calibrada por debajo de -10 °C)</b>	-20 °C a + 250 °C (-14 °F a 482 °F)
<b>Precisión de medida de temperatura</b>	± 2 °C o 2% (a 25 °C nominales, la mayor de ambas)
<b>Mecanismo de enfoque</b>	Enfoque libre a partir de 1,2 m (4 pies)
<b>Tecnología IR Fusion®</b>	No, solo totalmente infrarrojos
<b>Compatible con Fluke Connect</b>	Sí
<b>Alarmas de color</b>	—
<b>Paleta estándar</b>	Azul-Rojo, Hierro (Ironbow), Escala de Grises, Ámbar
<b>Paletas Ultra Contrast™</b>	—
<b>Marcadores de temperaturas altas y bajas</b>	—

<b>Especificaciones detalladas</b>	
<b>Marcadores de puntos configurados por el usuario</b>	solo en SmartView®
<b>Zona central (MÍN/MÁX/PROM)</b>	—
<b>Control de nivel y rango</b>	Manual y automático
<b>Intervalo mínimo en el modo automático</b>	5 °C
<b>Intervalo mínimo en el modo manual</b>	2,5 °C
<b>Distancia mínima de enfoque IR</b>	1,2 m (4 pies)
<b>Peso</b>	0,726 kg (1,6 libras)
<b>Dimensiones</b>	28,4 x 8,6 x 13,5 cm (11,2 x 3,4 x 5,3 pulg)
<b>Pantalla LCD</b>	3,5 pulgadas diagonal (formato vertical)
<b>Cámara visible</b>	N/A
<b>Mínimo error de paralaje</b>	N/A
<b>Sistema de anotación IR-PhotoNotes™</b>	—
<b>Puntero láser</b>	Sí
<b>Linterna</b>	—
<b>Brújula electrónica (puntos cardinales)</b>	—
<b>Corrección de la emisividad</b>	Sí
<b>Corrección de la transmisión</b>	—
<b>Compensación de la temperatura de ambiente (reflejada)</b>	Sí
<b>Anotaciones por voz (audio)</b>	—
<b>Salida de video multimodo</b>	—

<b>Especificaciones detalladas</b>	
<b>Grabación de video en varios modos (codificación .AVI con MPEG estándar)</b>	—
<b>Grabación de video multimodo (.IS3 radiométrica)</b>	—
<b>Revisión de la memoria</b>	Revisión de imágenes en miniatura
<b>Batería (reemplazable en terreno, recargable)</b>	Una
<b>Duración de la batería</b>	+4 horas (cada una)*
<b>Base de carga externa de la batería</b>	Opcional (accesorio)
<b>Fuente de alimentación de carga</b>	Sí
<b>Prueba de caída</b>	2 metros (6,5 pies)
<b>Clasificación de protección (IP) (IEC 60529)</b>	IP 54
<b>Est. ciclo de calibración</b>	Dos años
<b>Lector de tarjetas multifunción</b>	—
<b>Almacenamiento de memoria</b>	Tarjeta de memoria SD de 2 GB
<b>Capacidad de descarga directa</b>	Descarga directa de mini USB
<b>Rango de temperaturas de funcionamiento</b>	De -10 °C a +50 °C (de 14 °F a 122 °F)
<b>Rango de temperaturas de almacenamiento</b>	De -20 °C a +50 °C (de -4 °F a 122 °F)
<b>Humedad de funcionamiento</b>	En funcionamiento y en almacenamiento, del 10 % al 95 %, sin condensación
<b>Resistencia a choques y vibraciones</b>	2G, IEC 68-2-26 y 25G, IEC 68-2-29

<b>Especificaciones detalladas</b>	
<b>Normativas de seguridad</b>	IEC 61010-1: Ninguna Cat, grado de contaminación 2
<b>C tick</b>	IEC/EN 61326-1
<b>EMI, RFI, EMC</b>	EN61326-1; FCC Parte 5
<b>Manual de uso</b>	Checo, inglés, finés, francés, alemán, italiano, japonés, coreano, polaco, portugués, ruso, chino simplificado, español, sueco, chino tradicional, turco, neerlandés y húngaro
<b>Período de garantía estándar</b>	Dos años
<b>Planes de servicio y garantía extendida</b>	Sí

**FUENTE:** Fluke Connect.