



UNIVERSIDAD POLITÉCNICA SALESIANA
SEDE GUAYAQUIL

FACULTAD DE INGENIERÍAS

CARRERA INGENIERÍA ELÉCTRICA

PROYECTO FINAL DE GRADUACIÓN

Previa a la obtención del título de:

INGENIERO ELÉCTRICO

Tema:

**DISEÑO DEL SISTEMA DE PUESTA A TIERRA DE LA
SUBESTACIÓN ELÉCTRICA DEL NUEVO CAMPUS DE LA
UNIVERSIDAD POLITÉCNICA SALESIANA - SEDE GUAYAQUIL**

AUTORES:

RICHARD FIERRO ROMERO

MARIO FLORES HINOSTROZA

DIRECTOR:

ING. CESAR CÁCERES GALÁN

Guayaquil, Marzo 2010

TRIBUNAL DEL CONSEJO DE CARRERA

Presidente del Tribunal

Director de Tesis

Vocal del Tribunal

DECLARATORIA DE RESPONSABILIDAD

Los conceptos desarrollados, investigaciones realizadas, prácticas elaboradas, análisis y conclusiones del presente trabajo son de exclusiva responsabilidad de los autores.

Autores

(f) _____

Richard Fierro Romero

(f) _____

Mario Flores Hinostraza

AGRADECIMIENTO

Agradecemos primero a Dios que nos dio la vida, salud para poder concluir esta etapa de nuestras vidas, para así convertirnos en unos profesionales dotados de principios y ética, conocimientos que nos brinda la formación salesiana por medio de sus dos grandes educadores DON BOSCO y MARIA AUXILIADORA que nos han guiado por un buen camino y nos han orientado hacia el éxito de nuestra carrera.

A nuestros padres que con sus enseñanzas y ejemplos de superación han sido el eje fundamental de todos nuestros éxitos y triunfos.

A nuestros maestros que han compartido sus conocimientos y experiencias a lo largo de todo este periodo estudiantil para así poder sobreponernos a los diferentes cambios de nuestra profesión.

DEDICATORIA

Este trabajo se lo dedico a mis padres y a mi familia, que han sido pilar fundamental para el desarrollo de mis estudios, a mis profesores que me han formado a lo largo de mi carrera universitaria no solo en el aspecto profesional sino también formar a un buen ser humano.

Richard Fierro Romero

DEDICATORIA

**A Dios sobre todo por premiarme con esta vida y darme a los padres que tengo.
Mi familia, pilar fundamental.**

Dedicatoria especial a mi abuelo que no alcanzó a verme realizado un profesional.

Sin sufrimiento no hay victoria!

Mario Flores Hinostroza

RESUMEN

En el capítulo 1 se realiza una introducción del trabajo, detallando los objetivos, el alcance y la justificación del mismo.

En el capítulo 2 se describen los conceptos generales a fin de conocer detalladamente los sistemas de puesta a tierra, analizarlos y tener la certeza de cómo se comportan, para asegurar a todos los equipos involucrados y por supuesto a los seres humanos.

En el capítulo 3 presentamos el estado actual de la Subestación Eléctrica del Nuevo Campus de la Universidad Politécnica Salesiana Sede Guayaquil, sus deficiencias en la parte eléctrica y el peligro para las personas y los equipos.

En el capítulo 4 presentamos el Diseño de la Malla Puesta a Tierra de la Subestación Eléctrica del Nuevo Campus de la Universidad Politécnica Salesiana Sede Guayaquil.

En el capítulo 5 presentamos las conclusiones y recomendaciones del Diseño de la Malla Puesta a Tierra.

ÍNDICE GENERAL

RESUMEN	7
CAPÍTULO 1	17
1. Introducción	17
1.1. Definición de Objetivos	18
1.1.1. Objetivo General	18
1.2.2. Objetivos Específicos	18
1.2. Alcance	18
1.3. Justificación	19
1.4. Importancia	19
CAPÍTULO 2	20
2. Conceptos Generales	20
2.1. Consideraciones Básicas de la Resistividad Eléctrica	20
2.1.1. Definición Eléctrica de Resistividad	21
2.1.2. Relación Entre Resistividad y Resistencia	21
2.2. Resistividad del Terreno	23
2.2.1. Elementos Que Influyen en la Resistividad del Terreno	24
2.2.1.1. Naturaleza del Terreno	25
2.2.1.2. Humedad	26
2.2.1.3. Temperatura del Terreno	27
2.2.1.4. Salinidad del Terreno	28
2.2.1.5. Estratigrafía del Terreno	29
2.2.1.6. Variaciones Estacionales y del Medio Ambiente	31
2.2.1.7. Factores de Naturaleza Química	32
2.2.1.7.1. Efecto del PH	32
2.2.1.8. Compactación	32
2.2.2. Medición de la Resistividad del Terreno	33
2.2.2.1 Método de Wenner	33
2.2.3. Comportamiento Eléctrico del Suelo	35
2.3. Puesta a Tierra de los Sistemas Eléctrico	36
2.3.1. ¿Qué Sistemas Deben Conectarse a Tierra?	36
2.3.2. Razones Para Conectar a Tierra Sistemas de Alimentación y Circuitos	36

2.3.3. Clasificación de un Sistema Completo de Tierra	37
2.3.3.1. Tierra Física	37
2.3.3.2. Tierra del Circuito	38
2.3.3.3. Tierra del Equipo	38
2.3.3.4. Tierra de Protección Contra Rayos	39
2.3.3.5. Conductor Conectado a Tierra	40
2.3.3.6. Tierra Aislada	41
2.3.3.7. Tierra de Referencia de Señal	42
2.3.4. ¿Qué es Una Conexión Efectiva a Tierra?	43
2.3.5. Protección Contra Descargas Atmosféricas (Rayos)	46
2.3.5.1. Sistema de Puesta a Tierra Para Protección Contra Descargas Atmosféricas	47
2.3.5.2. Características de las Descargas Atmosféricas	47
2.3.5.3. Sistema de Protección Contra Descargas Atmosféricas	51
2.3.5.4. Diseño e Instalación de los Pararrayos	53
2.3.5.5. Altura de las Varillas Pararrayos	54
2.3.5.6. Impedancia a Tierra	57
2.3.5.7. Suelo Arenoso o Pedregoso	57
2.3.5.8. Suelo Rocoso	58
2.3.5.9. Otras Protecciones	59
2.3.5.10. Especificaciones Para un Sistema de Protección Contra Rayos	59
2.3.5.10.1. Altura de la Varilla Pararrayos o Antena de Captación	60
2.3.5.10.2. Conductores Bajantes	61
2.3.5.11. Curvatura de los Conductores	64
2.3.5.11.1. Varillas de Tierra	64
2.3.6. Efecto de la Corriente Eléctrica en el Cuerpo Humano	65
2.3.6.1. Voltaje de Paso	66
2.3.6.2. Voltaje de Toque	67
2.3.6.3. Rangos Tolerables de Corriente	68
CAPÍTULO 3	71
3. Auditoria de la Subestación Eléctrica del Nuevo Campus de la Universidad Politécnica Salesiana Sede Guayaquil	71
3.1. Objetivo	71

3.2. Cuarto de Transformación	71
3.2.1. Tablero de Medición Indirecta en Media Tensión	78
3.2.2. Transformador de Potencial (PT)	79
3.2.3. Transformadores de Corriente (CT)	80
3.2.4. Celda de Seccionador en Media Tensión	81
3.2.4.1. Seccionador Tipo AT 630-20F	82
3.2.4.1.1. Partes del Mecanismo de Transmisión	82
3.2.4.1.2. Placas Indicadoras de las Operaciones	84
3.2.4.1.3. Instrucciones Montaje Base Portafusible	85
3.2.4.1.4. Operación del Disparo Tripolar	86
3.2.4.1.5. Mantenimiento	87
3.2.4.1.6. Características del Seccionador Tipo AT 630-20F	88
3.2.5. Celda de Transformación	90
3.3. Cuarto de Distribución Para Baja Tensión	92
CAPÍTULO 4	93
4. Diseño de la Malla Puesta a Tierra de la Subestación Eléctrica del Nuevo Campus de la Universidad Politécnica Salesiana Sede Guayaquil	93
4.1. Medición de Tierra con el Fluke 1625 Kit Por el Método de Wenner en la Subestación Eléctrica	93
4.1.1. Método de Wenner (Aplicación del Proyecto)	94
4.1.2. Método de Wenner (Procedimiento de Medición)	95
4.2. Cálculo Teórico de la Resistividad por el Modelo de Suelo a Dos Capas	98
4.3. Cálculo Teórico de la Corriente de Corto Circuito (Icc)	102
4.4. Cálculo de la Malla de Puesta a Tierra	103
4.5. Cálculo de la Malla Realizado en Excel	110
4.6. Diseño de la Malla de Puesta a Tierra	114
CAPÍTULO 5	116
5. Conclusiones y Recomendaciones	116
5.1. Conclusiones	116
5.2. Recomendaciones	117
BIBLIOGRAFÍA	118

ÍNDICE DE FIGURAS

Figura 2.1 Variación de la Resistividad en Función de la Humedad del Terreno	27
Figura 2.2 Variación de la Resistividad del Terreno en Función de la Temperatura	28
Figura 2.3 Variación de la Resistividad del Terreno en Función de la Salinidad	29
Figura 2.4 Resistencia a Tierra Según su Estratigrafía y Profundidad	30
Figura 2.5 Variación de la Resistividad del Terreno a lo Largo del Año	31
Figura 2.6 Método de Wenner	34
Figura 2.7 Tierra Física	37
Figura 2.8 Tierra del Equipo o Tierra de Seguridad	38
Figura 2.9 Tierra de Protección Contra Rayos	39
Figura 2.10 Conductor Conectado a Tierra o Conductor Neutro	41
Figura 2.11 Tierra Aislada o Dedicada	42
Figura 2.12 Tierra de Señal	43
Figura 2.13 Conductor de Tierra	44
Figura 2.14 Identificación de Términos Usados en la Entrada de Servicio (Acometida)	46
Figura 2.15 Distribución de las Intensidades de Caídas del Rayo	48
Figura 2.16 Curva Representativa de una Descarga Atmosférica	48
Figura 2.17 Mapa Isokerónico del Continente Americano	49
Figura 2.18 Varillas Pararrayos en un Techo Plano	54
Figura 2.19 Esfera Rodante-Área de Protección	55
Figura 2.20 Instalación de Varilla Pararrayos	62
Figura 2.21 Tipo de Varilla Pararrayos	63
Figura 2.22 Tipo de Varilla Pararrayos	63
Figura 2.23 Curvatura de los Conductores	64
Figura 2.24 Conexión a Tierra de un Sistema de Protección contra Rayos en Suelo Arenoso o Pedregoso	65
Figura 2.25 Voltaje de Paso	66
Figura 2.26 Voltaje de Toque	67
Figura 2.27 Voltaje de Paso (Vp), Voltaje de Toque (Vt)	68
Figura 2.28 Efectos de Circulación de Corriente en Cuerpo Humano	69

Figura 3.1 Transmisión del Giro de Operación del Seccionador Tipo AT-630-20F	83
Figura 3.2 Transmisión del Giro de Operación del Seccionador Tipo AT-630-20F	83
Figura 3.3 Placas Indicadoras de las Operaciones	84
Figura 3.4 Placas Indicadoras de las Operaciones	84
Figura 3.5 Operación del Disparo Tripolar	86
Figura 4.1 Medidor de Resistencia de Tierra	93
Figura 4.2 Método de Wenner	94
Figura 4.3 Medición de la Resistividad del Terreno	96

ÍNDICE DE FOTOS

Foto 3.1 Subestación Eléctrica UPS-G (Medidor Trifásico Marca ELSTER)	79
Foto 3.2 Subestación Eléctrica UPS-G (Transformador de Potencial)	80
Foto 3.3 Subestación Eléctrica UPS-G (Transformador de Corriente)	81
Foto 3.4 Subestación Eléctrica UPS-G (Fusible de Seccionador Tipo AT 630-20F)	89
Foto 3.5 Subestación Eléctrica UPS-G (Fusible de Seccionador Tipo AT 630-20F Marca ETI)	89
Foto 3.6 Subestación Eléctrica UPS-G (Placa de Transformador de 500KVA Marca INATRA)	90
Foto 3.7 Subestación Eléctrica UPS-G (Transformador Trifásico de 500KVA)	91
Foto 3.8 Subestación Eléctrica UPS-G (Panel Principal)	92

ÍNDICE DE TABLAS

Tabla 2.1 Resistividad Según el Tipo de Terreno	25
Tabla 2.2 Valores Medios de Resistividad	26
Tabla 2.3 Relación Entre el pH y la Corrosividad	32
Tabla 2.4 Requisitos Mínimos para Materiales de Clase I	60
Tabla 2.5 Requisitos Mínimos para Materiales de Clase II	61
Tabla 3.1 Partes del Mecanismos de Transmisión del Seccionador Tipo AT-630-20F	82
Tabla 3.2 Características de las Grasas (Mantenimiento)	87
Tabla 4.1 Relación entre Distancia, Resistencia y Resistividad	97
Tabla 4.2 Datos del Cálculo de Malla a Tierra	110
Tabla 4.3 Selección del Conductor de Malla a Tierra	110
Tabla 4.4 Elección de la Malla a Tierra	111
Tabla 4.5 Factor Km de la Malla a Tierra	111
Tabla 4.6 Factor Ki de la Malla a Tierra	111
Tabla 4.7 Factor Ks de la Malla a Tierra	111
Tabla 4.8 Voltajes de Paso y Toque de la Malla a Tierra	111
Tabla 4.9 Método de Laurent y Niemann de la Malla a Tierra	112
Tabla 4.10 Resistencia por Método de Dwinght de la Malla a Tierra	112
Tabla 4.11. Resistencia Ra de la Malla a Tierra	112
Tabla 4.12 Resistencia Real de la Malla a Tierra	112
Tabla 4.13 Resistencia de n Conductores de la Malla a Tierra	112
Tabla 4.14 Resistencia de un Solo Conductor de la Malla a Tierra	112
Tabla 4.15 Resistencia Mutua de Conductores de Unión de la Malla a Tierra	113
Tabla 4.16 Resistencia Mutua de Conductores y Conductores Transversales de Unión de la Malla a Tierra	113
Tabla 4.17 Resistencia Total de un Solo Conductor de Unión de la Malla a Tierra	113
Tabla 4.18 Resistencia de m Conductores de la Malla a Tierra	113
Tabla 4.19 Resistencia Total de la Malla a Tierra	113

ÍNDICE DE GRÁFICAS

Grafica 4.1 Curva de Resistividad vs. Espaciamiento	98
Grafica 4.2 Curva de Resistividad Promedio vs. Espaciamiento	99
Gráfica 4.3 Relación ρ_2/ρ_1	100

ÍNDICE DE DISEÑOS EN 3D

Diseño en 3D 3.1 Subestación Eléctrica UPS-G	72
Diseño en 3D 3.2 Subestación Eléctrica UPS-G	73
Diseño en 3D 3.3 Cuarto de Transformación (Subestación Eléctrica UPS-G)	73
Diseño en 3D 3.4 Cuarto de Transformación (Subestación Eléctrica UPS-G)	74
Diseño en 3D 3.5 Cuarto de Transformación (Subestación Eléctrica UPS-G)	74
Diseño en 3D 3.6 Cuarto de Transformación (Subestación Eléctrica UPS-G)	75
Diseño en 3D 3.7 Cuarto de Transformación (Subestación Eléctrica UPS-G)	75
Diseño en 3D 3.8 Cuarto de Transformación (Subestación Eléctrica UPS-G)	76
Diseño en 3D 3.9 Cuarto de Transformación (Subestación Eléctrica UPS-G)	76
Diseño en 3D 3.10 Cuarto de Distribución (Subestación Eléctrica UPS-G)	77
Diseño en 3D 3.11 Cuarto de Distribución (Subestación Eléctrica UPS-G)	77
Diseño en 3D 3.12 Cuarto de Distribución (Subestación Eléctrica UPS-G)	78
Diseño en 3D 4.1 Modelo de Suelo a Dos Capas (Subestación Eléctrica UPS-G)	101
Diseño en 3D 4.2 Modelo de Suelo a Dos Capas (Subestación Eléctrica UPS-G)	102
Diseño en 3D 4.3 Diseño de la Malla Puesta a Tierra (Subestación Eléctrica UPS-G)	114
Diseño en 3D 4.4 Diseño de la Malla Puesta a Tierra (Subestación Eléctrica UPS-G)	114
Diseño en 3D 4.5 Diseño de la Malla Puesta a Tierra (Subestación Eléctrica UPS-G)	115
Diseño en 3D 4.6 Diseño de la Malla Puesta a Tierra (Subestación Eléctrica UPS-G)	115

CAPÍTULO 1

1. Introducción

En cualquier Sistema Eléctrico de Potencia (S.E.P.), debe existir la denominada «puesta a tierra» que identifica a uno o varios electrodos enterrados en un sitio determinado del suelo, esta toma a tierra tiene un potencial que servirá como nivel de referencia básico y respecto al cual se medirán o considerarán necesariamente todos los demás dispositivos, equipos, lugares y niveles de voltaje del sistema.

La «puesta a tierra» al ser básicamente un electrodo de referencia puede tener un potencial variable con respecto al tiempo, respecto al cual se medirán los diversos potenciales dentro y fuera de él (variados en base a un punto fijo), dicha tierra puede constituir todo un sistema de puesta a tierra, muy importante y necesario, pues a más de referencia, sirve de protección ante fallas tales como: sobretensiones, sobre corrientes y cortocircuitos que afecten a otros sistemas que son diseñados en relación a este, como por ejemplo: el de telecomunicaciones, de computación, etc.

Las características eléctricas del sistema de puesta a tierra deben ser entendidas y comprendidas en su totalidad, principalmente entre ellas la resistividad del suelo o terreno en donde se realizó la nueva instalación, pues según ésta, se determino la resistencia y la efectividad de la puesta a tierra de dicho sitio.

Las puestas a tierra tienen el objetivo principal de limitar la tensión que con respecto a tierra, pueden presentar en un momento dado los componentes metálicos, de esta manera se las establece como un circuito de protección paralelo a la instalación eléctrica que sirve para salvaguardar a las personas que pueden estar en contacto con dichos elementos.

Además las puestas a tierra son fundamentales para que cualquier instalación, sistema eléctrico y superficie próxima al terreno, carezcan de diferencias de potencial peligrosas y que al mismo tiempo permitan el paso a tierra de las corrientes de falla o de las descargas atmosféricas.

1.1. Definición de Objetivos

1.1.1. Objetivo General

Elaborar el Proyecto Eléctrico “Diseño del Sistema de Puesta a Tierra” del Área de la Sub-estación Eléctrica ubicada en el Nuevo Campus de la Universidad Politécnica Salesiana Sede Guayaquil. Esta propuesta se desarrollo en virtud de la necesidad que nuestra Institución posee, específicamente en el Nuevo Campus debido a los múltiples inconvenientes que de origen eléctrico se suscitaron y que se presentaron tanto en laboratorios de computación como en varios puntos del Nuevo Campus.

1.2.2. Objetivos Específicos

- Determinar la resistividad del suelo que alberga la Sub estación Eléctrica con los equipos de medición adquiridos por la Institución, siendo estos:
 - Medidor de Resistividad marca FLUKE 1625 KIT
 - Multímetro digital marca FLUKE

- Determinar la resistencia del suelo en los lugares analizados, datos requeridos para elaborar el Diseño del Sistema de Puesta a tierra con las respectivas justificaciones técnicas.

- Elaborar el Diseño del Sistema de Puesta a Tierra de la Sub-estación del Nuevo Campus de la Universidad Politécnica Salesiana.

1.2. Alcance

El presente proyecto permitirá facilitar la información necesaria del suelo propiamente dicho, en este caso su resistividad y su resistencia, para desarrollar la respectiva planificación eléctrica del lugar en el futuro, agilitando el proceso de diseño de Puesta a Tierra tanto para la empresa de distribución, como para el Cliente.

Así este trabajo tiene como finalidad primordial estudiar la resistividad tanto teórica como práctica, es decir, analizar la importancia que tiene dentro de un Sistema Eléctrico de Potencia (S.E.P.) en lo que se refiere a la Puestas a Tierra.

1.3. Justificación

Considerando al sector donde se ubica el Nuevo Campus como un foco de crecimiento tanto industrial como residencial en los años venideros, es sumamente importante conocer las características del terreno previo a la instalación de su respectiva puesta a tierra, debido a la inminente proliferación de nuevas edificaciones, es muy factible presentar una guía de procedimientos para el diseño y elaboración del sistema de puesta a tierra que facilite su construcción.

Debido a la falta de información sobre el suelo del lugar mencionado, es necesario obtener los valores de resistividad y a su vez los de resistencia de puesta a tierra en diversos sitios del sector, que aún no hayan sido planificados, es decir donde no exista cualquier tipo de construcción civil, con el fin de acceder rápidamente a los datos reales, para proceder inmediatamente al diseño del sistema de puesta a tierra, necesaria para la ejecución en un futuro.

1.4. Importancia

La razón principal de este proyecto radica en la objetiva toma de las mediciones de la resistividad del terreno y su correcta interpretación, pues para determinar la resistividad de diseño óptima, se debe considerar las diferentes condiciones del entorno en el cual se realicen dichas pruebas, analizando de este modo los parámetros que influyen en la resistividad del terreno, como pueden ser el tipo de suelo, estratigrafía, factores de corrección, temperatura, variaciones estacionales, compactación, etc.

El análisis posterior abarca la determinación de la resistencia de puesta a tierra, la cual se obtendrá con los datos obtenidos de las mediciones (previamente ordenados y clasificados de acuerdo al lugar, hora y día en que fueron tomados).

CAPÍTULO 2

2. Conceptos Generales

2.1. Consideraciones Básicas de la Resistividad Eléctrica

La resistividad es la magnitud física que mide la resistencia que opone, al paso de la corriente eléctrica, un cuerpo o material, además es una constante que depende de la naturaleza de la sustancia considerada y que únicamente registra variaciones con los cambios de temperatura.

Por esta razón la resistividad es una propiedad de los materiales, los mismos que pueden ser a su vez conductores, semiconductores o aisladores; de esta manera si la sustancia es un conductor perfecto tendrá una resistividad nula, y un aislador perfecto, una resistividad infinita. También es importante mencionar que la resistividad es inversamente proporcional a la conductividad eléctrica de dichos materiales, la cual constituye otra propiedad particular de la materia.

Las resistividades más bajas corresponden a los metales y las aleaciones, que son los mejores conductores, mientras las resistividades de los aisladores exceden a las de los anteriores en un factor de 10^{22} .

Mediante los aisladores es posible limitar las corrientes eléctricas a trayectorias bien definidas a través de buenos conductores eléctricos, mientras que es imposible confinar las corrientes caloríficas hasta un grado comparable. Es muy interesante observar que, como grupo, los metales son los mejores conductores térmicos; las conductividades eléctrica y térmica de los metales, así como sus respectivas resistividades se deben en gran parte a los electrones libres. Al contrario, los semiconductores forman un grupo intermedio entre los metales y los aisladores, y su principal importancia no se debe a sus resistividades, sino al modo que estas quedan afectadas por la temperatura y por pequeñas cantidades de impurezas.

2.1.1. Definición Eléctrica de Resistividad

La intensidad de corriente por unidad de sección transversal recta, o densidad de corriente \mathbf{C} en un conductor depende de la intensidad del campo eléctrico \mathbf{E} y de la naturaleza del conductor. Entonces se define una característica del conductor denominada resistividad, simbolizada con la letra griega « ρ », como la razón de la intensidad del campo eléctrico a la densidad de la corriente:

$$\rho = E/C \quad (2.1)$$

Con lo que se puede concluir que la resistividad es la intensidad del campo eléctrico por unidad de densidad de corriente. Cuanto mayor sea la resistividad, tanto mayor será la intensidad del campo eléctrico necesaria para establecer una densidad de corriente dada; o bien, tanto menor será la densidad de corriente para una intensidad de campo eléctrico determinada. La unidad es el ohmio-metro y se la definirá más adelante.

De la ecuación (2.1.) se deduce que $E = \rho * C$ y, dado que los vectores \mathbf{E} y \mathbf{C} tienen el mismo sentido, la ecuación anterior puede escribirse en forma vectorial:

$$\mathbf{E} = \rho * \mathbf{C} \quad (2.2.)$$

Ha de tenerse en cuenta que la ecuación (2.2.) no implica necesariamente que la resistividad ρ sea constante, esto es, que la densidad de corriente \mathbf{C} sea directamente proporcional a \mathbf{E} , es decir función lineal del campo eléctrico.

2.1.2. Relación Entre Resistividad y Resistencia

La densidad de corriente \mathbf{C} en todo punto interior de un conductor, en el cual sólo existe un campo electrostático, está dada por la ecuación (2.2.).

Debido a que no hay instrumentos que puedan medir la densidad de corriente y el campo electrostático directamente, conviene escribir a dicha ecuación en forma distinta.

Multiplicando escalarmente ambos miembros de la misma por un elemento de longitud ds del conductor, con la dirección y sentido de la densidad de corriente \mathbf{C} , e integrando a lo largo del conductor desde el punto a al b . Dado que \mathbf{C} y ds son paralelos, el producto $\mathbf{C} \cdot ds$ se reduce a $C ds$ o sea $(I/A) ds$. Además limitándose, a conductores para los que la intensidad de corriente I sea la misma en todas las secciones rectas, de modo que I pueda sacarse fuera de la integral.

Por tanto,

$$\int_a^b \mathbf{E} \cdot ds = I \int_a^b \frac{\rho}{A} ds \quad (2.3.)$$

La integral del primer término es simplemente la diferencia de potencial V_{ab} existente entre los puntos a y b ; la del segundo miembro se la denomina *resistencia* R del conductor entre los puntos a y b :

$$R = \int_a^b \frac{\rho}{A} ds \quad (2.4.)$$

La ecuación (2.3.) puede escribirse ahora de la siguiente forma:

$$V_{ab} = I \cdot R \quad (2.5.)$$

Lo cual significa que la diferencia de potencial entre los extremos de un conductor, en el cual la fuerza impulsora es puramente electrostática, es igual al producto de la intensidad que circula por el conductor, por su resistencia. La diferencia de potencial y la intensidad de corriente pueden medirse con un voltímetro y un amperímetro respectivamente. La unidad de resistencia eléctrica es el voltio por amperio u ohmio (Ω).

$$R = \int_0^L \frac{\rho}{A} ds = \frac{\rho \cdot L}{A}$$

(2.6.)

Expresando la resistividad en función de la resistencia se tiene lo siguiente:

$$\rho = \frac{A \cdot R}{L}$$

(2.7.)

De esta ecuación se puede observar que la resistividad es directamente proporcional a la sección y a la resistencia del conductor e inversamente proporcional a su longitud.

2.2. Resistividad del Terreno

Hasta el momento se ha especificado los parámetros eléctricos de la resistividad en los conductores metálicos o semiconductores, pero nuestro objetivo se enmarca principalmente en estudiar la resistividad del suelo propiamente dicha.

Pues el factor más importante de la resistencia a tierra no es el electrodo en sí, ya que su presencia depende del tipo de suelo, sino la resistividad del suelo mismo, por ello es requisito conocerla para calcular y diseñar la puesta a tierra.

La resistividad del suelo es la propiedad que tiene éste, para conducir electricidad, es conocida además como la resistencia específica del terreno. En su medición, se promedian los efectos de las diferentes capas que componen el terreno bajo estudio, ya que éstos no suelen ser uniformes en cuanto a su composición, obteniéndose lo que se denomina resistividad aparente que para el interés de este trabajo, será conocida simplemente como «pa».

Ahora, la resistividad del terreno es la resistencia que presenta al paso de la corriente un cubo de terreno de 1 m de arista y de 1Ω , entonces reemplazando en la ecuación (2.7.) se tiene:

$$\rho = \frac{R \times A}{L} = \frac{1\Omega \times 1m^2}{1m} = 1\Omega \cdot m$$

Fuente: SEARS, F.; ZEMANSKY, M. University Physics. Tercera edición.

Por esta razón la unidad de la resistividad en el Sistema Internacional es el ohmio-metro ($\Omega \cdot m$), interpretada también como resistencia por unidad de volumen.

Para realizar una puesta a tierra es muy importante saber cómo se comporta el terreno, para ello se debe analizar todas sus características, y la mejor manera de hacerlo es conocer el valor de su resistividad; pues desde el punto de vista eléctrico, el suelo es el encargado de disipar las corrientes de defecto o falla que lleguen a este por medio de los electrodos de puesta a tierra. Con el fin de determinar las características del suelo, normalmente se obtienen muestras hasta una profundidad razonable que pueda permitir juzgar su homogeneidad.

2.2.1. Elementos que Influyen en la Resistividad del Terreno

La resistividad del terreno varía ampliamente a lo largo y ancho del globo terrestre, ésta se ve afectada por varios factores, estos son:

- Naturaleza del terreno
- Humedad
- Temperatura
- Salinidad
- Estratigrafía
- Variaciones estacionales y del medio ambiente
- Factores de naturaleza química
- Compactación

2.2.1.1. Naturaleza del Terreno

Los terrenos son buenos, regulares o malos conductores en función de su naturaleza. El conocimiento de su naturaleza es el primer paso para la implantación de una adecuada puesta a tierra.

NATURALEZA DEL TERRENO	Resistividad ($\Omega.m$)
Terrenos pantanosos	De algunas unidades a 30
Limo	20 a 100
Humus	10 a 150
Turba húmeda	5 a 100
Arcilla plástica	50
Margas y arcillas compactas	100 a 200
Margas del jurásico	30 a 40
Arena arcillosa	50 a 500
Arena silícea	200 a 3000
Suelo pedregoso cubierto de césped	300 a 500
Suelo pedregoso desnudo	1500 a 3000
Calizas blandas	100 a 300
Calizas compactas	1000 a 5000
Calizas agrietadas	500 a 1000
Pizarras	50 a 300
Rocas de mica y cuarzo	800
Granitos y gres procedentes de alteración	1500 a 10000
Granitos y gres muy alterados	100 a 600

Tabla 2.1. Resistividad según el tipo de terreno.

Fuente: MARTÍNEZ R, Juan. “Puesta a Tierra en Edificios y en Instalaciones Eléctricas”.

Para cálculos aproximados de la resistencia de puesta a tierra se pueden utilizar los siguientes valores medios:

NATURALEZA DEL TERRENO	Valor medio de la Resistividad ($\Omega.m$)
Terrenos cultivables, fértiles, terraplenes compactos y húmedos	50
Terraplenes cultivables poco fértiles, terraplenes	500
Suelos pedregosos desnudos, arenas secas permeables	3000

Tabla 2.2. Valores medios de resistividad.

Fuente: MARTÍNEZ R, Juan. “Puesta a Tierra en Edificios y en Instalaciones Eléctricas”.

Se puede observar que a medida que el material del suelo es más compacto y más antiguo su resistividad es mayor (grosor de los granos de las partículas).

De esta manera a razón que aumenta el tamaño de las partículas aumenta el valor de la resistividad, por ello la grava tiene mayor resistividad que la arena, y ésta mayor resistividad que la arcilla.

2.2.1.2. Humedad

El agua que contiene el terreno, su estado higrométrico, influye de forma apreciable sobre la resistividad, pues al aumentar la humedad disminuye la resistividad y al disminuir la humedad aumenta la resistividad; en cualquier caso, siempre que se añada agua a un terreno disminuye su resistividad respecto a la que tendría en seco. Se dice que un terreno está «saturado de agua» cuando todos sus intersticios están llenos de agua.

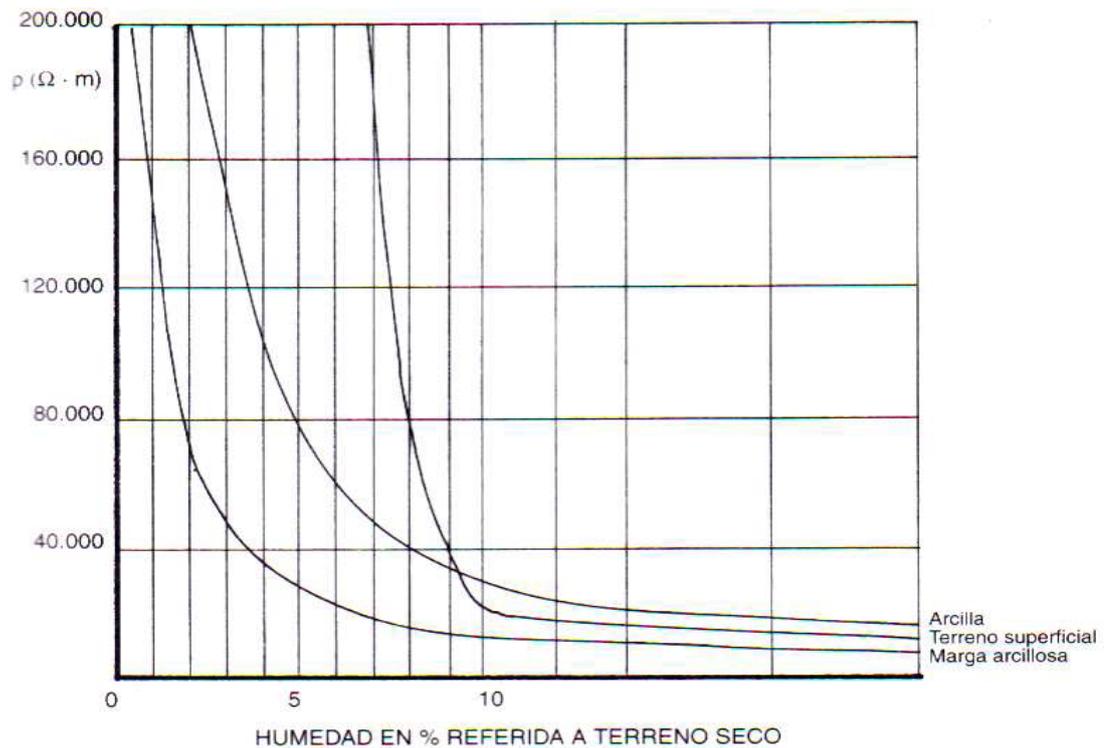


Figura 2.1. Variación de la resistividad en función de la humedad del terreno.

Fuente: MARTÍNEZ R, Juan. “Puesta a Tierra en Edificios y en Instalaciones Eléctricas”.

Por efecto de la evaporación natural de la superficie del terreno se produce un empobrecimiento del agua contenida en los agregados, fenómeno que se propaga lentamente desde la superficie hacia los estratos más profundos y tiene mayor importancia cuanto más seco sea el clima del lugar y cuanto más superficial es la colocación del electrodo de tierra.

En los lugares de lluvias estacionales hay que tener muy en cuenta estos fenómenos, pues en la época de lluvias el terreno presenta una resistividad muy baja mientras que en la época seca la resistividad es muy alta. En algunas regiones donde estas oscilaciones son muy acentuadas, se deben fijar valores de máximos admisibles de resistividad de los terrenos, uno para la época de lluvias y otro para la época seca.

2.2.1.3. Temperatura del Terreno

Las características térmicas del terreno dependen de su composición, de su grado de compactación y del grado de humedad.

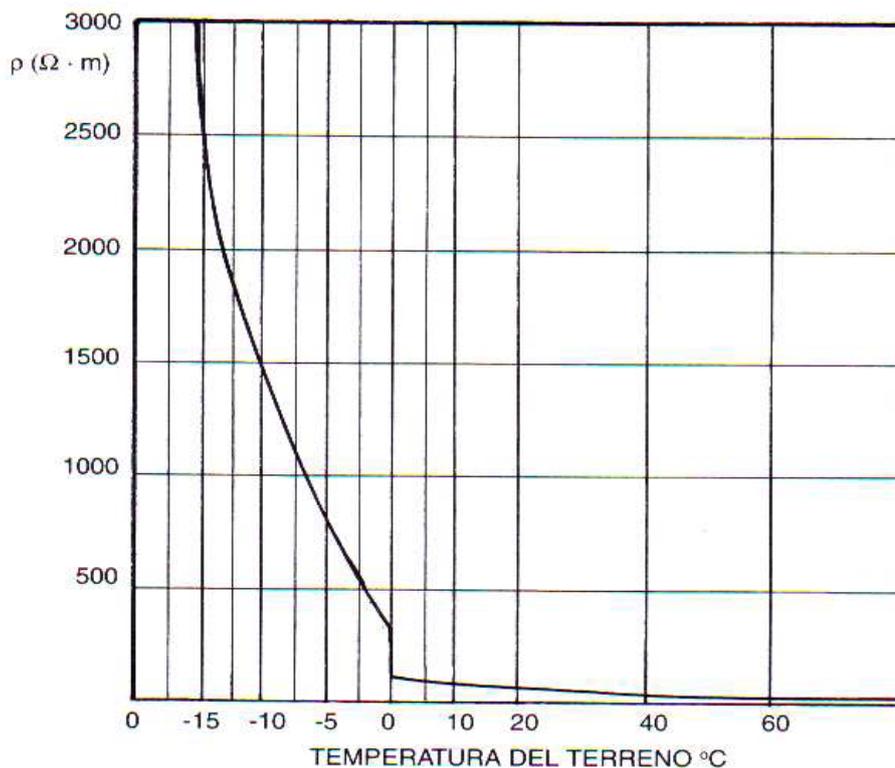


Figura 2.2. Variación de la resistividad del terreno en función de la temperatura.

Fuente: MARTÍNEZ R, Juan. “Puesta a Tierra en Edificios y en Instalaciones Eléctricas”.

La resistividad del terreno aumenta al disminuir la temperatura, pero cuando el terreno se enfría por debajo de cero grados centígrados, la resistividad aumenta muy rápidamente, como se puede ver en la Figura 2.3.

Si un terreno está a una temperatura inferior a $0^{\circ} C$ el agua se congela, formándose hielo, que es aislante desde el punto de vista eléctrico, ya que la movilidad de los iones del terreno a través del agua se ve detenida al congelarse ésta.

2.2.1.4. Salinidad del Terreno

Un terreno puede mejorar sensiblemente su valor de resistividad aparente o incluso puede hacerse bueno un terreno de alta resistividad simplemente añadiéndole sales, es decir al aumentar la salinidad del terreno disminuye su resistividad.

Para mejorar la resistividad del terreno se añade sal en las arquetas de los puntos de puesta a tierra o cerca de los electrodos si son accesibles, y luego se los riega con agua.



Figura 2.3. Variación de la resistividad del terreno en función de la salinidad.

Fuente: MARTÍNEZ R, Juan. “Puesta a Tierra en Edificios y en Instalaciones Eléctricas”.

El agua hace que las sales penetren a lo profundo del terreno, y ya sea un riego excesivo o lluvias en gran cantidad, lavan el suelo, arrastrando la sal que rodea los electrodos de puesta a tierra, aumentando su resistividad. Por esta razón no es aconsejable colocar las tomas de tierra en sitios cercanos a ríos, tanto superficiales como subterráneos, pues suelen ser terrenos muy depurados y por ende más resistivos de lo normal.

La resistividad del suelo es determinada principalmente por su cantidad de electrolitos; esto es, por la cantidad de minerales y sales disueltas. Como ejemplo, para valores de 1% (por peso de sal) o mayores, la resistividad es prácticamente la misma, pero, para valores menores de esa cantidad, la resistividad es muy alta.

2.2.1.5. Estratigrafía del Terreno

Los terrenos están formados en profundidad por capas de diferentes agregados y por lo tanto de distintas resistividades. La resistividad será una combinación de la resistividad de las diferentes capas y del espesor de cada una de ellas. Entonces la

resistividad media o aparente será la combinación de las resistividades de todas las capas que componen el terreno.

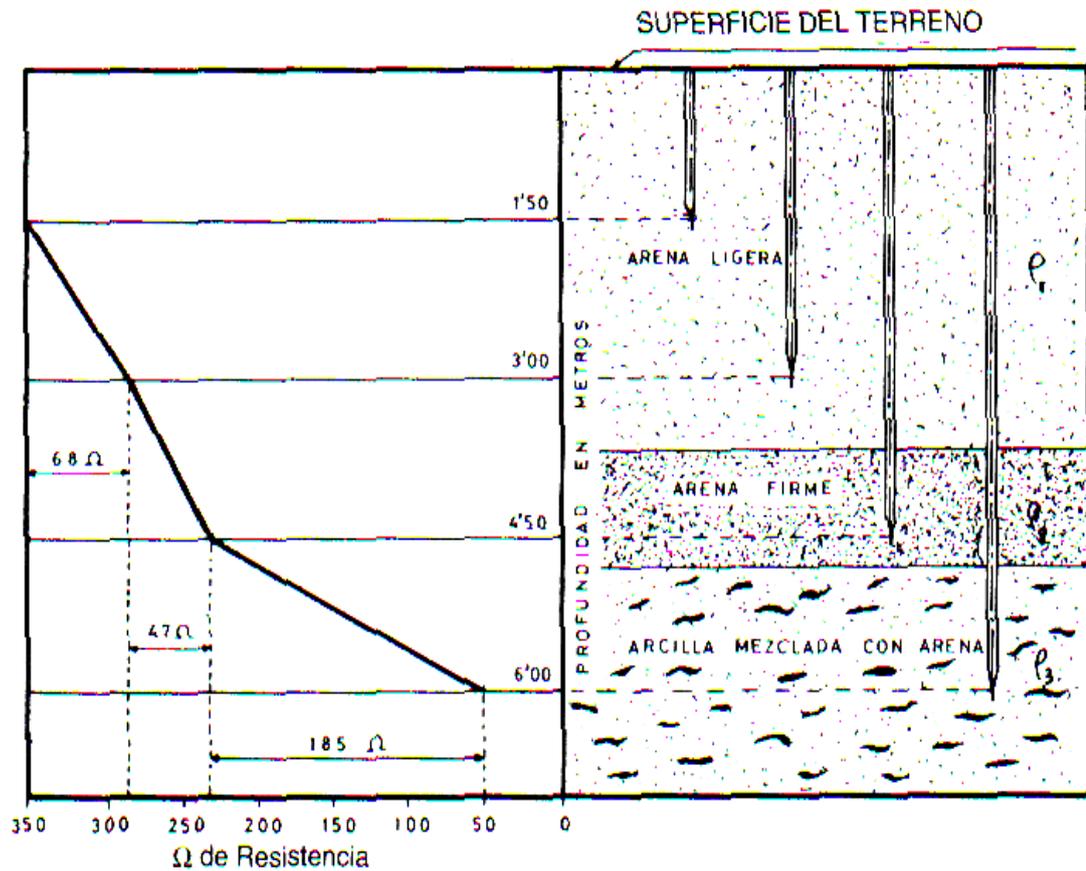


Figura 2.4. Resistencia a tierra según su estratigrafía y profundidad.

Fuente: MARTÍNEZ R, Juan. “Puesta a Tierra en Edificios y en Instalaciones Eléctricas”.

Cuando se desconoce la resistividad de las capas inferiores, obliga al estudio y medición de las mismas si se necesita conocer el valor de la toma a tierra a una profundidad determinada. En ningún caso se puede extrapolar el resultado de la capa superficial pues la variación de la composición del terreno puede darnos sorpresas significativas.

Si las instalaciones y el terreno lo permiten, debemos aconsejar la instalación de electrodos en profundidad. Así si el terreno es malo o el número de picas por instalar es grande o lo accidentado del terreno no lo permite, se colocarán en paralelo pero sabiendo la incertidumbre y el riesgo que esta decisión supone.

2.2.1.6. Variaciones Estacionales y del Medio Ambiente

En épocas de lluvias el nivel freático se aproxima a la superficie del terreno, presentando éste una resistividad menor que en el periodo de sequía, en el que el nivel freático se aleja en profundidad de la superficie.

Para conseguir mantener el valor de la resistividad lo más uniformemente posible a lo largo del año, es conveniente instalar profundamente los electrodos en el terreno y proteger lo más posible el suelo de las inclemencias del tiempo.

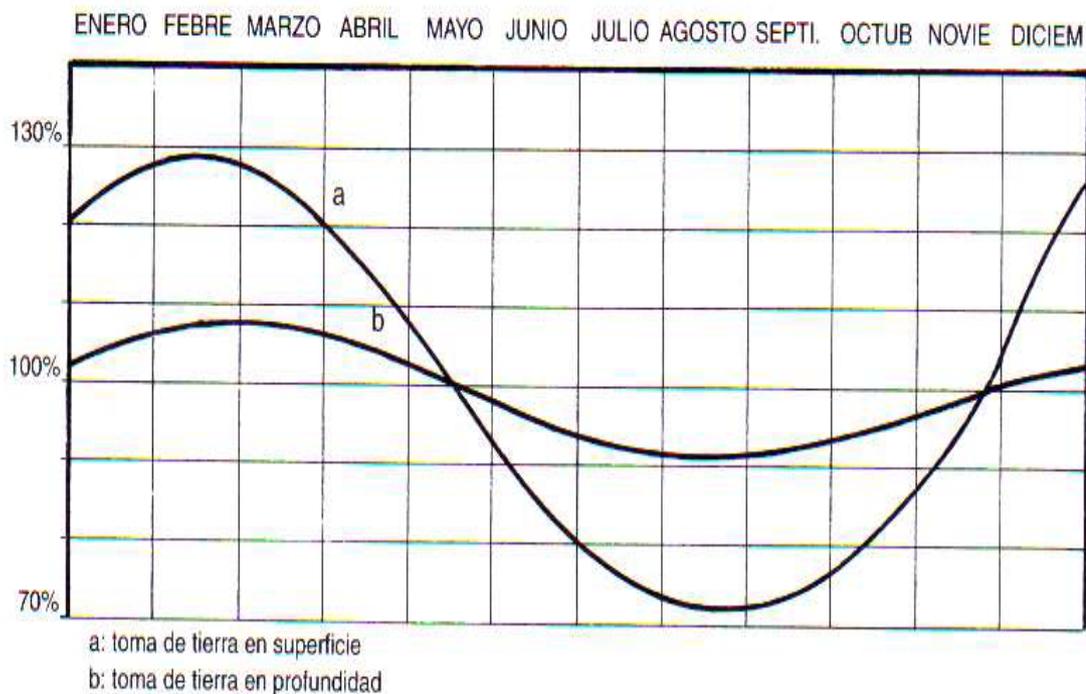


Figura 2.5. Variación de la resistividad del terreno a lo largo del año.

Fuente: MARTÍNEZ R, Juan. “Puesta a Tierra en Edificios y en Instalaciones Eléctricas”.

En verano la resistividad es mayor que en invierno, además los electrodos enterrados a más profundidad tienen una variación estacional inferior a la de los electrodos enterrados superficialmente.

A medida que enterramos más los electrodos o los coloquemos debajo de las cimentaciones de la instalación, tendremos más garantías de mantener estable el valor de la resistividad.

2.2.1.7. Factores de Naturaleza Química

2.2.1.7.1. Efecto del PH

La naturaleza del suelo no sólo depende de la composición de la roca original, sino de otros factores tales como presencia de materia orgánica, abonos químicos, contaminación industrial o doméstica, etc., con lo cual las características primitivas de un suelo pueden cambiar extraordinariamente.

En muchos casos su presencia condiciona una alta corrosividad, como por ejemplo un suelo pantanoso, ácido, con mucha materia orgánica, o bien suelos muy alcalinos que atacan metales como Zn, Al, Pb. Por todo ello, la medida del pH del suelo también proporciona un criterio de selección de su agresividad. La Tabla 2.3. indica la relación entre el pH y la corrosividad.

pH	Medio	Corrosividad	Protección catódica
< 4.0	Ácido muy fuerte	Muy agresivo	Sí
4.0 – 4.5	Muy ácido	Muy agresivo	Sí
4.5 – 5.0	Ácido	Muy agresivo	Sí
5.0 – 6.0	Moderadamente ácido	Muy agresivo	Sí
6.0 – 6.5	Poco ácido	Agresivo	Sí
6.5 – 7.5	Neutro	No agresivo	Depende
7.5 – 8.5	Poco alcalino	No agresivo	Depende
> 8.5	Muy alcalino	Condicionado	Depende

Tabla 2.3. Relación entre el pH y la corrosividad.

Fuente: <http://www.procainsa.com/noticias/iberia-actualidad> (La corrosión).

Para valores de potencial hidrógeno menor a 6.5 es recomendable realizar la protección catódica para evitar la corrosión del sistema de puesta a tierra.

2.2.1.8. Compactación

Siempre que se coloquen electrodos de pica, de placa y de conductor enterrado; la vibración de la máquina de penetración dejará una separación entre la pica y el terreno por lo que habrá que compactar para tener un buen contacto pica-terreno.

Entonces cuando la compactación del terreno es grande la resistividad disminuye. Por ello, se procurará siempre colocar los electrodos en los terrenos más compactos posibles.

2.2.2. Medición de la Resistividad del Terreno

La resistividad del suelo es uno de los factores que mayor influencia tiene en el funcionamiento del sistema de electrodos de tierra.

Para el caso de suelo uniforme la resistencia del sistema de electrodos es proporcional a la resistividad del suelo y por ello es importante que la resistividad sea evaluada y medida de la forma más precisa posible.

La resistividad se expresa en ohmios-metro y esta unidad es la resistencia entre dos caras opuestas de un metro cubico de suelo uniforme. Típicamente la resistividad se identifica como ρ .

Existen varios métodos de medición de la resistividad del terreno pero el más fácil de interpretar y comprender es el Método de Wenner.

2.2.2.1 Método de Wenner

Este método de prueba fue desarrollado por el Dr. Frank Wenner of the US Bureau of Estándar en el año de 1915. Consiste en disponer de un equipo medidor de tierra de cuatro terminales al cual se conectan cuatro sondas de prueba espaciadas uniformemente a una distancia “a” sobre una línea recta, tal como se muestra en la figura 2.6.

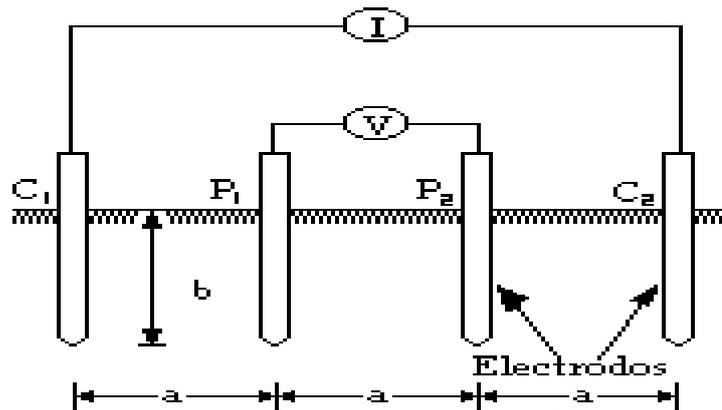


Figura 2.6. Método de Wenner

Fuente: MARTÍNEZ R, Juan. “Puesta a Tierra en Edificios y en Instalaciones Eléctricas”.

Las cuatro sondas de prueba se colocan dentro del suelo a una profundidad la cual normalmente no debe exceder la relación “a/20” y es generalmente limitada a 0.3 metros.

Las sondas externas son conectadas a los terminales de corriente (C1 y C2) del instrumento. Las sondas internas se conectan a los terminales de potencial (P1 y P2).

El método establece que si “R” es la resistencia aparente en ohmios para una separación “a” expresada en metros, entonces la resistividad aparente del suelo es dada por la expresión:

$$\rho = \frac{4\pi aR}{1 + \frac{2a}{\sqrt{a^2 + 4b^2}} - \frac{a}{\sqrt{a^2 + b^2}}}$$

Si se hace el espaciamiento de los electrodos de prueba mucho mayor que la profundidad a la cual se instalan ($a \gg b$) la resistividad del terreno será expresada como:

$$\rho = 2 * \pi * a * R$$

Donde:

ρ : Resistividad aparente del terreno en Ohmios-m

a: Espaciamiento en m de electrodos de prueba

R: Resistencia aparente del suelo

La resistividad obtenida como resultado de las ecuaciones representa la resistividad promedio de un hemisferio de terreno de un radio igual a la separación de los electrodos.

Como ejemplo, si la distancia entre electrodos a es de 3 metros, b es 0.15 m y la lectura del instrumento es de 0.43 ohms, la resistividad promedio del terreno a una profundidad de 3 metros, es de 8.141 ohms-m según la fórmula completa y de 8.105 ohms-m según la fórmula simplificada.

Se recomienda que se tomen lecturas en diferentes lugares y a 90 grados unas de otras para que no sean afectadas por estructuras metálicas subterráneas. Y, que con ellas se obtenga el promedio.

2.2.3. Comportamiento Eléctrico del Suelo

Los suelos tienen conformación estratificada, con capas superpuestas de características conductivas propias, que obedecen a los procesos de meteorización, transporte y acumulación de productos sólidos a través de las edades Geológicas; cuando son planos son gruesos y laminares (Litoral Costero, Selva Baja), y cuando son accidentados son delgados e irregulares (Sierra, Selva Alta).

2.3. Puesta a Tierra de los Sistemas Eléctricos

El propósito de aterrizar los sistemas eléctricos es para limitar cualquier diferencia de potencial elevada que pueden ser producto de descargas atmosféricas, fenómenos de inducción o, de contactos no intencionales con cables de voltajes más altos.

Se logra uniendo mediante un conductor apropiado a la corriente de falla a tierra total del sistema, una parte del sistema eléctrico al planeta tierra.

Las razones por las cuales sistemas y circuitos son puestos a tierra se pueden sintetizar en dos acuerdos:

1. Protección del Personal
2. Protección del Equipo

2.3.1. ¿Qué Sistemas Deben Conectarse a Tierra?

- Sistemas Eléctricos de Potencia
- Equipos Eléctricos y estructuras metálicas
- Sistemas con señales electrónicas
- Sistemas de protección atmosférica

2.3.2. Razones Para Conectar a Tierra Sistemas de Alimentación y Circuitos

Para limitar el voltaje debido a:

1. Rayos
2. Sobrevoltajes Transitorios
3. Contacto accidental con líneas de alto voltaje

Y para:

1. Estabilizar el voltaje durante operaciones normales
2. Facilitar la operación de los interruptores

2.3.3. Clasificación de un Sistema Completo de Tierra

Un sistema completo de tierra en una instalación eléctrica consta de tres componentes principales: Tierra Física, tierra del circuito y tierra del Equipo.

2.3.3.1. Tierra Física

Se conoce también como sistema de electrodos de tierra. Es la conexión física entre un sistema eléctrico y un sistema de electrodos de tierra. Incluye el sistema del electrodo de tierra y las conexiones necesarias para realizar conexiones efectivas de tierra.

Un sistema de electrodos de tierra o tierra física puede consistir en una varilla, tubería u otro electrodo aprobado por los códigos y normas. Es el sistema el cual se encuentra dispuesto en forma subterránea bajo el nivel del suelo y en contacto directo con la tierra.

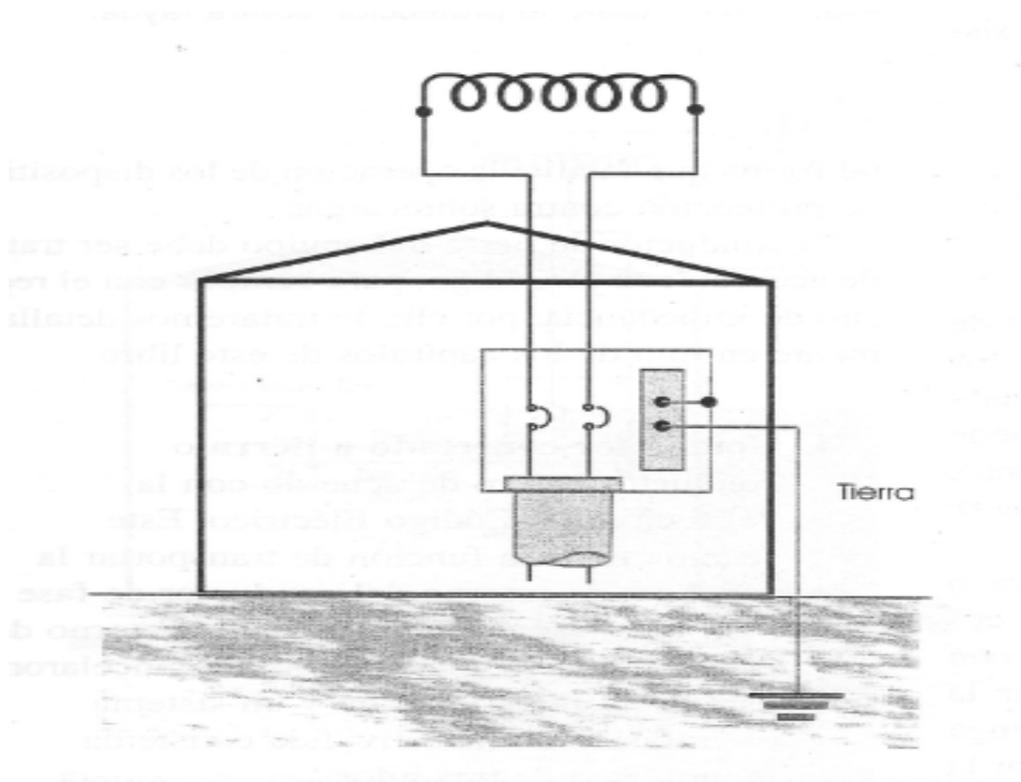


Figura 2.7. Tierra física

Fuente: Pablo Díaz, “Soluciones Prácticas para la Puesta a Tierra de Sistemas Eléctricos de Distribución”, Editorial Mc Graw Hill 2001.

2.3.3.2. Tierra del Circuito

Es el conductor conectado a tierra como por ejemplo el neutro del circuito. Tiene como función, en caso de un cortocircuito o falla a tierra, de transportar la corriente desde el sistema eléctrico hasta el electrodo de tierra o tierra física.

2.3.3.3. Tierra del Equipo

Se denomina también tierra de seguridad. Está destinada a la protección del personal y el equipo contra fallas o cortocircuitos.

Interconecta las partes metálicas de los equipos, que usualmente no acarrean corriente y así permiten mantenerlos a una referencia cero “0” o plano equipotencial. En algunos países, como España, se le denomina “masa” para diferenciarlo de la tierra física.

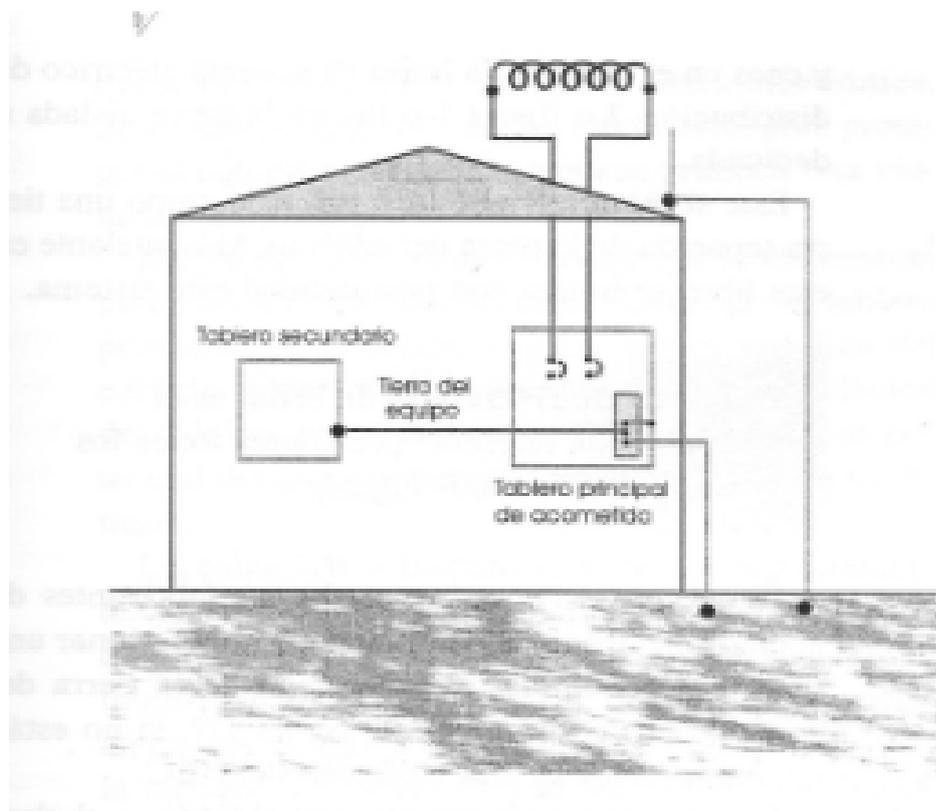


Figura 2.8. Tierra del equipo o tierra de seguridad

Fuente: Pablo Díaz, “Soluciones Prácticas para la Puesta a Tierra de Sistemas Eléctricos de Distribución”, Editorial Mc Graw Hill 2001.

2.3.3.4. Tierra de Protección Contra Rayos

Es un sistema separado que según la sección 250 el código eléctrico nacional debe interconectarse al sistema de tierra de la planta o del edificio.

El sistema de tierra asociado a pararrayos lo rige el código de protección contra rayos, NFPA- 780 y otras normas tales como la IEC-61024. Las metodologías de diseño deben considerar los aspectos dinámicos que el rayo impone a través de los acoplamientos resistivos, capacitivos e inductivos.

La función específica del sistema es actuar como interfase para drenar la energía del rayo a tierra manteniendo en valores seguros los voltajes de toque y de paso que se generan.

Los sistemas de tierra asociados a pararrayos deben interconectarse con los sistemas de tierra para 60 Hz de forma que se conforme un plano equipotencial en presencia de la descarga atmosférica.

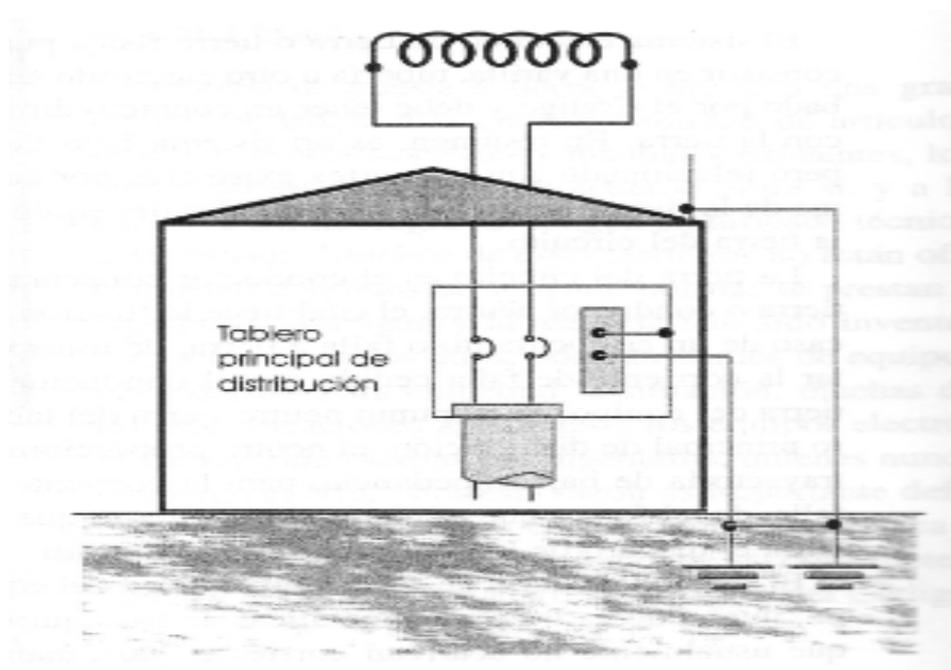


Figura 2.9. Tierra de protección contra rayos.

Fuente: Pablo Díaz, “Soluciones Prácticas para la Puesta a Tierra de Sistemas Eléctricos de Distribución”, Editorial Mc Graw Hill 2001.

2.3.3.5. Conductor Conectado a Tierra

También se conoce como conductor neutro

Según el NFPA-70(NEC-EEUU) es la referencia a tierra del sistema ya que se conecta a tierra en el transformador de la empresa de suministro y se trae corrido al equipo de servicio a la entrada de la planta o del edificio. En este punto se establece la unión neutra- tierra (interconexión), a través de la barra de tierra del tablero.

Este sistema tiene la función de transportar la corriente de retorno del conductor de fase para un sistema monofásico, sistema monofásico de tres hilos o servir como retorno para las corrientes de fase que no se cancelaron en un sistema trifásico.

El artículo 250-25 del CEN establece que en instalaciones eléctricas de c.a se pondrá a tierra el conductor que se especifica a continuación:

- Sistemas monofásicos de los hilos: Un conductor.
- Sistemas monofásicos de tres hilos: el conductor neutro.
- Sistemas polifásicos que tienen un conductor común a todas las fases: El conductor común.
- Sistemas polifásicos que requieren tener una fase a tierra: El conductor de una fase.
- Sistemas polifásicos en los cuales se utiliza una fase como en el punto (2): El conductor neutro.

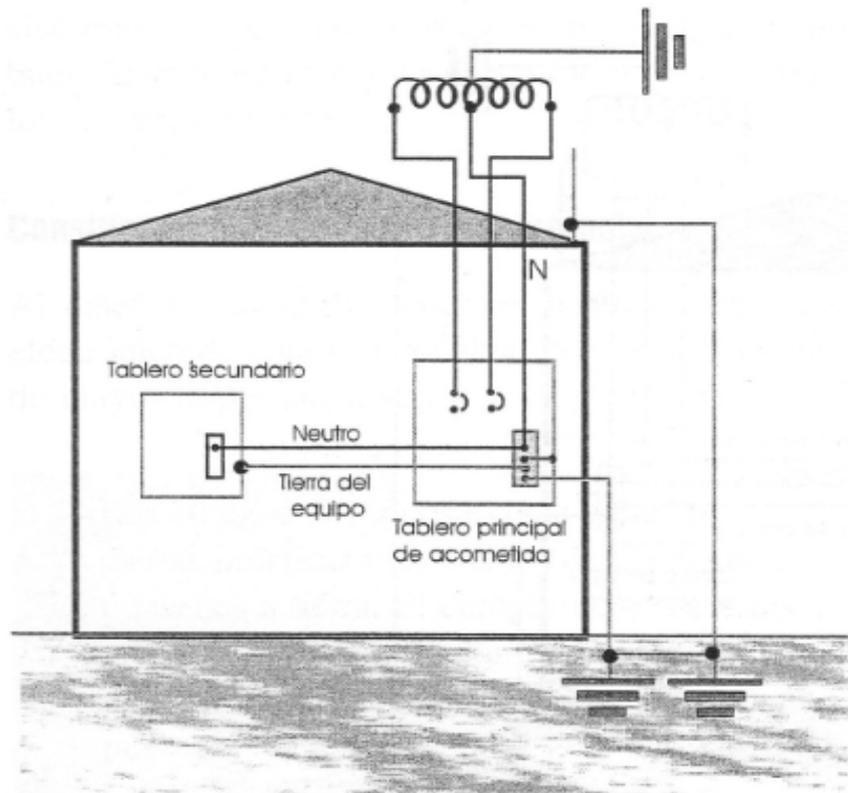


Figura 2.10. Conductor conectado a tierra o conductor neutro

Fuente: Pablo Díaz, “Soluciones Prácticas para la Puesta a Tierra de Sistemas Eléctricos de Distribución”, Editorial Mc Graw Hill 2001.

2.3.3.6. Tierra Aislada

Al inicio de los 70 grandes e importantes empresas en los EEUU experimentaban señales de ruido eléctrico e interferencias de alta frecuencia en los conductos que protegían los cables de señales o servían de conductores de tierra. Por ese motivo se inventó otro conductor de tierra, como cable separado, distinto del cable de seguridad, con la exclusiva función de proporcionar una tierra libre de ruido, separado de la tierra contaminada o “tierra sucia” de la instalación.

El término originalmente usado para identificarla, denominado (Tierra Aislada) es el que ha permanecido en los términos de la industria, sin embargo el mismo ha causado confusión o errores en la interpretación y aplicación. Aunque también se le conoce como “tierra dedicada” prevalece el nombre de tierra aislada.

Este sistema ofrece una tierra esencialmente libre de ruido eléctrico y su aplicación primordial es para equipos sensibles, tales como salas de computadoras, telecomunicaciones y salas de supervisión y control.

La aplicación de este sistema ha causado caos en la implantación de sistemas de tierra porque usualmente el tratamiento dado, es aplicarlo como un sistema de tierra separado de la tierra del edificio.

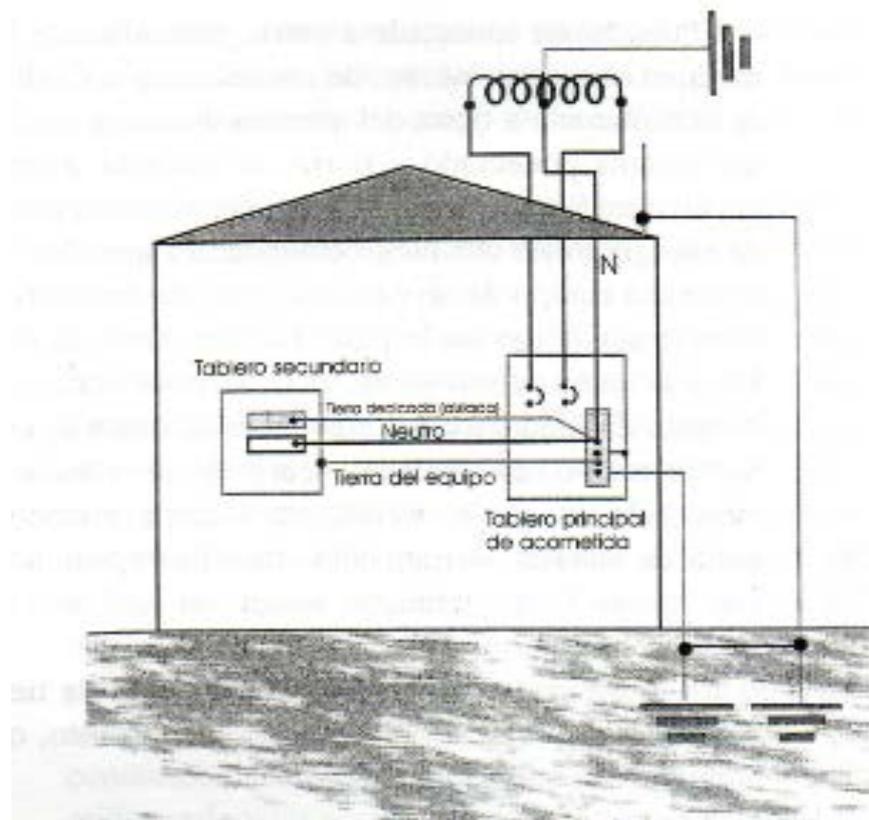


Figura 2.11. Tierra aislada o dedicada

Fuente: Pablo Díaz, "Soluciones Prácticas para la Puesta a Tierra de Sistemas Eléctricos de Distribución", Editorial Mc Graw Hill 2001.

2.3.3.7. Tierra de Referencia de Señal

Es el sistema de referencia cero para todos los equipos de señales digitales.

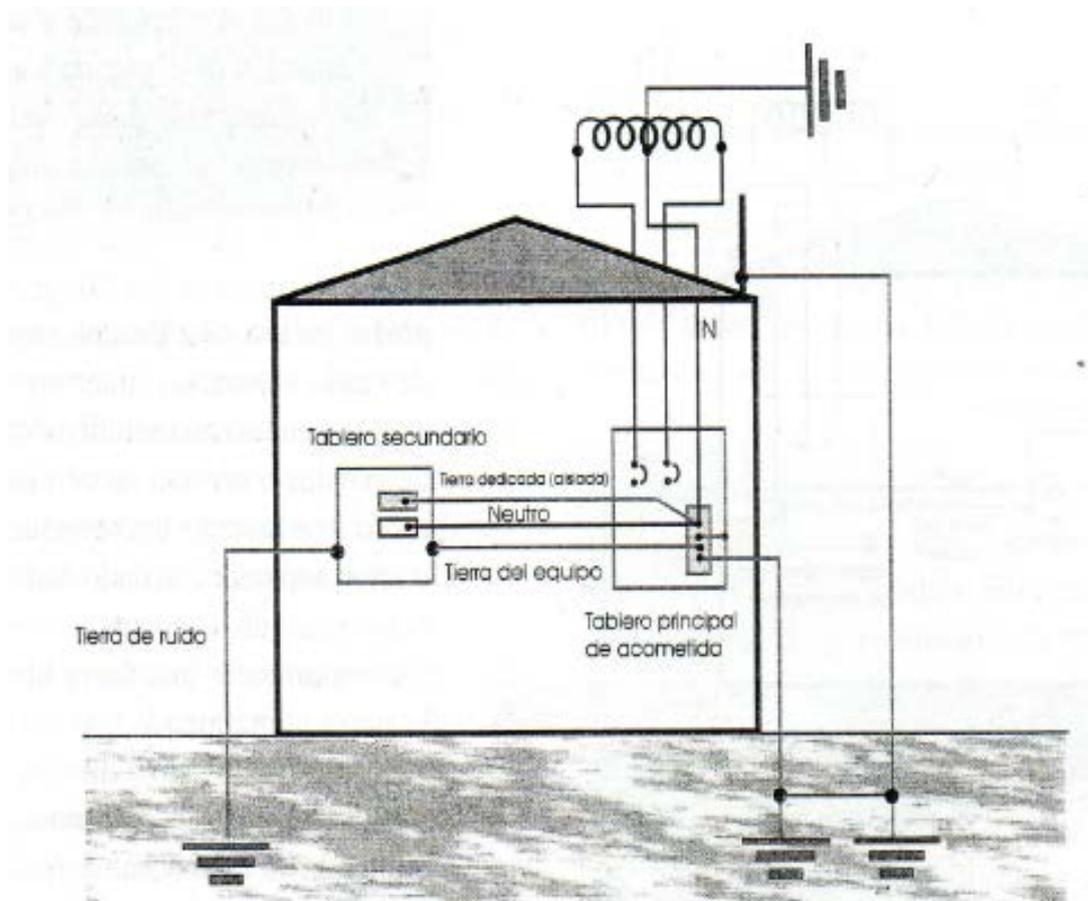


Figura 2.12. Tierra de señal

Fuente: Pablo Díaz, "Soluciones Prácticas para la Puesta a Tierra de Sistemas Eléctricos de Distribución", Editorial Mc Graw Hill 2001.

2.3.4. ¿Qué es una Conexión Efectiva a Tierra?

En la figura ilustra los puntos que es preciso considerar para obtener una puesta efectiva a tierra. Examinemos sus partes. La trayectoria a tierra requiere la instalación de tres elementos. Estos son:

- 1) Los circuitos
- 2) El equipo
- 3) Las cubiertas conductoras de equipos

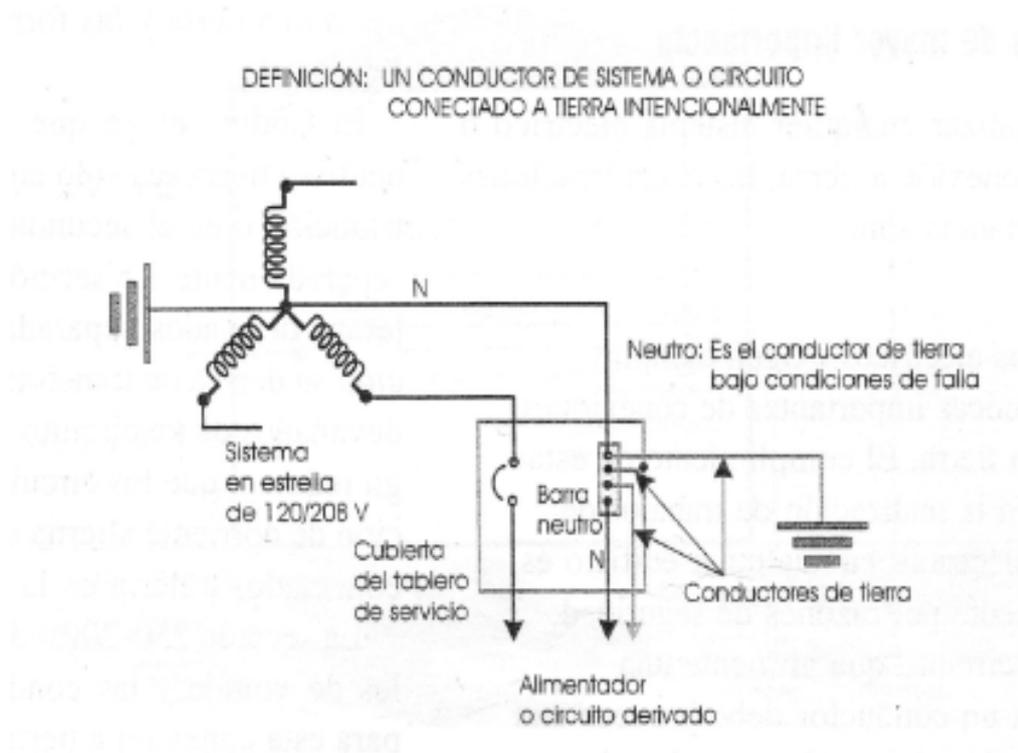


Figura 2.13. Conductor de tierra

Fuente: Pablo Díaz, “Soluciones Prácticas para la Puesta a Tierra de Sistemas Eléctricos de Distribución”, Editorial Mc Graw Hill 2001.

Es importante mantener una tierra efectiva para las tres diferentes instalaciones: circuitos, equipos y cubiertas metálicas.

La trayectoria a tierra se integra en el circuito eléctrico cuando este se instala. Todas las conexiones deben ser permanentes y continuas, y es de gran importancia que el conductor tenga el calibre adecuado para soportar la corriente de falla.

El código define al conductor de tierra como el conductor que se usa para conectar el equipo al electrodo de tierra. Este conductor debe ser de baja impedancia. La impedancia es la oposición al flujo de corriente y siempre y siempre hay que tratar de mantener bajo este valor. Más adelante se tratará como obtener una baja impedancia.

Cuando se instala un circuito eléctrico debe mantenerse la continuidad del conductor. Es preciso utilizar el calibre apropiado para dar a este la capacidad necesaria para soportar la carga que está suministrando. También es necesario mantener una

impedancia baja o una baja oposición al flujo de corriente. Por lo tanto, la definición de puesta efectiva a tierra nos indica que la tierra es otro circuito eléctrico. También nos menciona que debe instalarse con las mismas consideraciones y cuidados que se aplican a cualquier otro circuito de distribución eléctrica o circuito derivado.

En resumen la trayectoria debe ser:

- a) Conectada a tierra intencionalmente.
- b) Permanente.
- c) Continua.
- d) Segura; el calibre de los conductores debe ser adecuado para que conduzca sin cualquier riesgo de corriente de falla.
- e) Una trayectoria de baja impedancia.

La impedancia debe mantenerse a un valor bajo por tres razones:

- a) Limitar el voltaje a tierra.
- b) Facilitar la operación de los dispositivos de protección
- c) Drenar a tierra las corrientes indeseables que generan ruidos, lo mismo que corrientes estáticas y de fuga.

La siguiente figura resume todos los términos usados en la entrada de servicio o acometida. El código habla de tres conductores de tierra y los identifica por su ubicación y función en el sistema de tierra.

Estos conductores son:

- El puente principal de unión.
- Conductor del electrodo de tierra.
- El conductor de tierra del equipo o tierra seguridad.
- El conductor de tierra no está destinado para transportar corrientes de carga, bajo condiciones normales, sólo bajo condiciones de falla. En la figura se muestra un

conducto metálico usado como conductor de tierra del equipo. En el caso de usar un alambre, usualmente el conducto es de plástico (PVC)

Debido a que las conexiones mecánicas del conducto metálico pueden aflojarse y provocar un aumento en la impedancia, siempre se recomienda utilizar alambres de cobre para la tierra de seguridad.

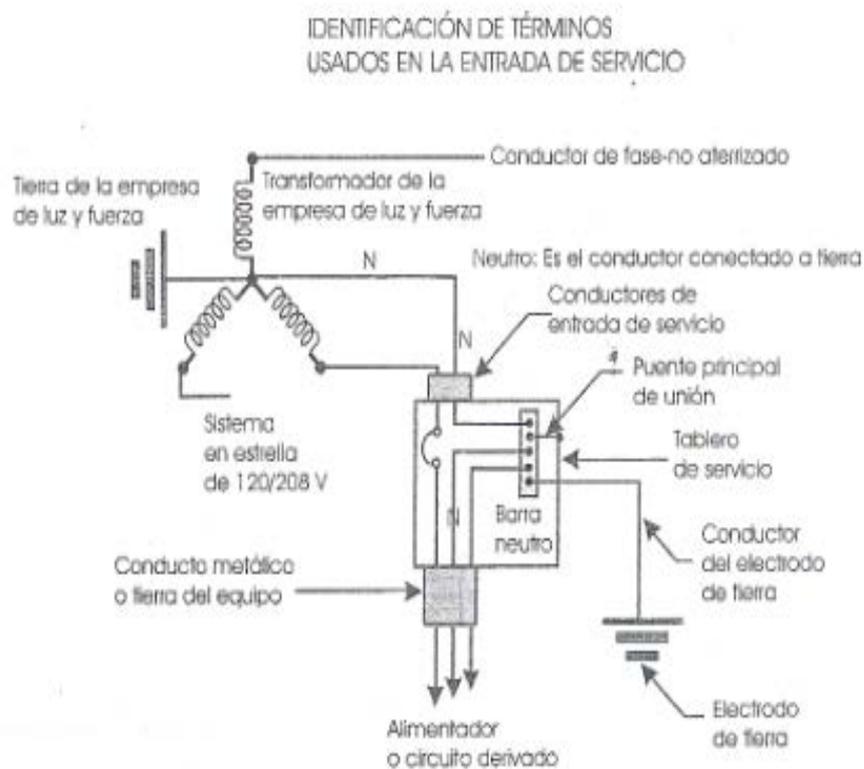


Figura 2.14. Identificación de términos usados en la entrada de servicio (acometida)

Fuente: Pablo Díaz, “Soluciones Prácticas para la Puesta a Tierra de Sistemas Eléctricos de Distribución”, Editorial Mc Graw Hill 2001.

2.3.5. Protección Contra Descargas Atmosféricas (Rayos)

Los sobrevoltajes transitorios de alto nivel los causan las descargas atmosféricas, y en áreas de alta incidencia de rayos, provocan una gran cantidad de perturbaciones y dañan los equipos electrónicos

2.3.5.1. Sistema de Puesta a Tierra Para Protección Contra Descargas Atmosféricas

Las sobretensiones se deben al efecto inductivo y conductivo de la descarga sobre las líneas de distribución eléctrica cuando cae un rayo en forma directa o en su entorno cercano.

Dada la gran variabilidad de la trayectoria y el valor de las descargas eléctricas de los rayos, que pueden alcanzar 200KA, cualquier dispositivo de protección frente a ellos es prohibitivo. La mayor amenaza de los efectos inducidos y radiados del rayo cubren un espacio considerablemente más amplio que el punto de caída. Los efectos secundarios de un rayo a cierta distancia (1 km a la redonda) del punto de caída también son considerables.

2.3.5.2. Características de las Descargas atmosféricas

Los rayos pueden alcanzar intensidades de 200KA (ocasionalmente 500KA) con una energía media disipada por el canal de descarga de 10^5 J/m.

No es factible ni rentable proteger un circuito contra la caída de un rayo directo, pero si es factible la protección de circuitos contra los efectos del 95% de las descargas y contra sus efectos secundarios que se estiman en voltajes de más de 5KV y corrientes de unos 6KA. La figura muestra las distintas intensidades de campo a diferentes distancias del punto de caída.

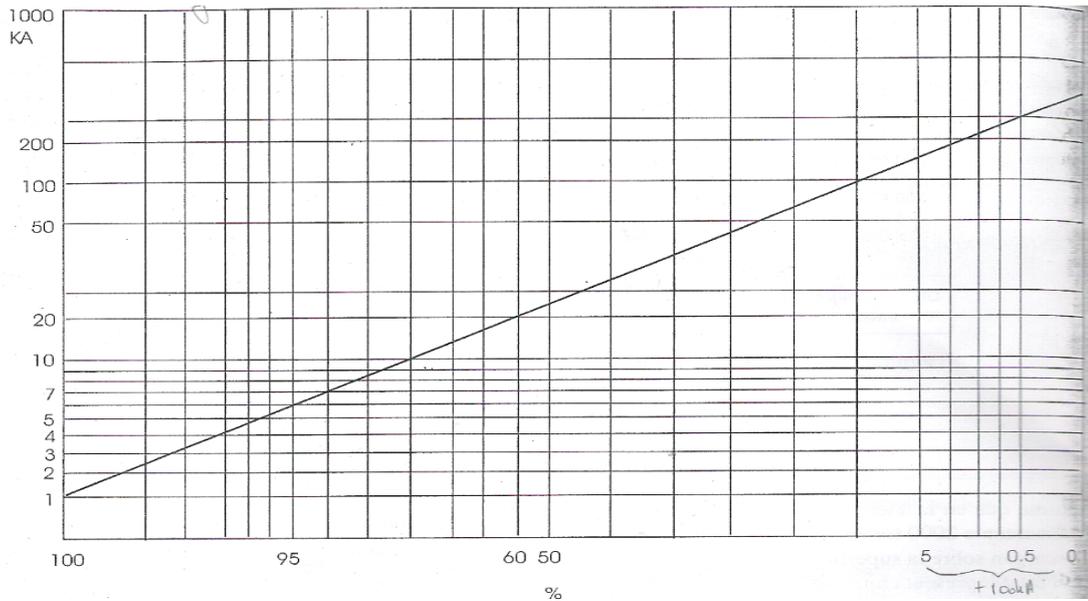


Figura 2.15. Distribución de las intensidades de caídas del rayo. El 95% de los rayos no sobrepasa los 6KA, mientras que solo un 5% sobrepasa los 100KA.

Fuente: Pablo Díaz, “Soluciones Prácticas para la Puesta a Tierra de Sistemas Eléctricos de Distribución”, Editorial Mc Graw Hill 2001.

En la siguiente figura muestra las características de curva 8/20 μ s de corriente. El tiempo de ascenso define la IEEE, Std 4-1978 como:

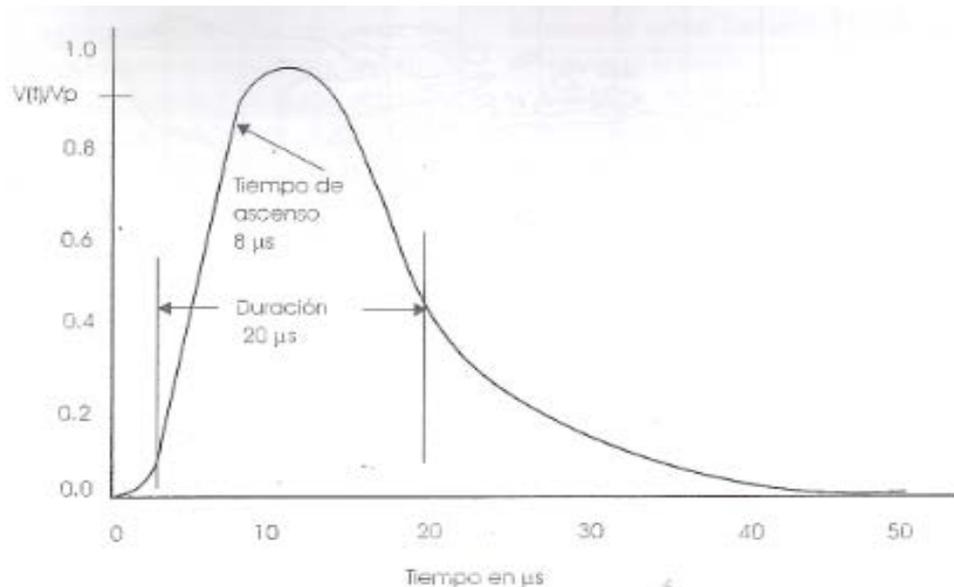


Figura 2.16. Curva representativa de una descarga atmosférica 8/20 μ s.

Fuente: Pablo Díaz, “Soluciones Prácticas para la Puesta a Tierra de Sistemas Eléctricos de Distribución”, Editorial Mc Graw Hill 2001.

$$1.67 (t_{90} - t_{30})$$

En donde:

t_{90} y t_{30} = el tiempo de ascenso entre el 30% y 90% de la amplitud de la onda.

La duración se define como el tiempo entre el origen virtual y el 50% del tiempo de decaimiento. El origen virtual es el punto donde una línea recta entre el 30% y el 90% del frente de la onda interseca la línea de voltaje cero. En este caso $8 \mu\text{s}$ es el tiempo de ascenso y $20 \mu\text{s}$ es el tiempo de decaimiento hasta el 50% de la cola de la onda.

El mapa isokerónico en la figura provee información sobre las posibilidades de que ocurran rayos en el mundo.

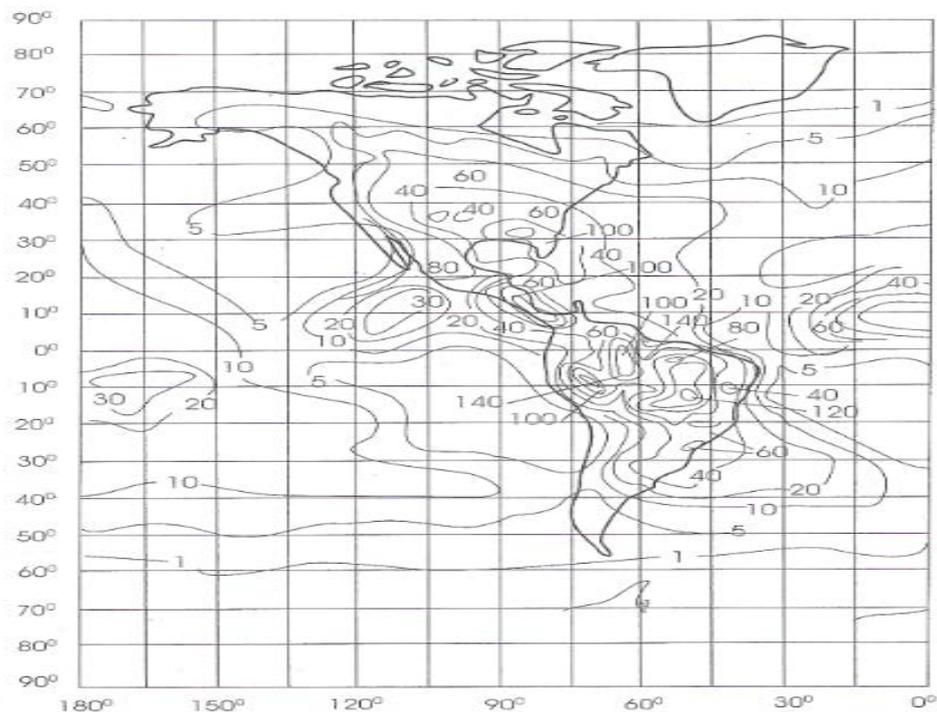


Figura 2.17. Mapa isokerónico del Continente Americano que muestre el número de rayos sobre el continente a lo largo del año.

Fuente: Pablo Díaz, “Soluciones Prácticas para la Puesta a Tierra de Sistemas Eléctricos de Distribución”, Editorial Mc Graw Hill 2001.

Muchas organizaciones mundiales registran diariamente la incidencia de rayos en áreas geográficas específicas y en todo el planeta. Los datos obtenidos indican que el salto del arco de un rayo destructivo puede tener un nivel de 30 000 amperes a un voltaje de 30 millones de volts. Los sobrevoltajes transitorios inducidos por rayos en el sistema de alimentación pueden causar el mal funcionamiento del equipo o introducir datos o mandatos erróneos.

Durante la descarga de un rayo en la proximidad de una instalación pueden ocurrir daños aunque el equipo se encuentre apagado. Cuando éste se desconecta de la fuente de energía, pueden ocurrir daños por medio de la antena o las conexiones en las líneas de datos.

Con la finalidad de asegurar el funcionamiento confiable del equipo electrónico, las computadoras, los equipos médicos computarizados, los enlaces de computadoras (LAN), los sistemas de voz/datos y otros delicados dispositivos electrónicos, se debe proveer protección efectiva contra rayos, especialmente en áreas de alto índice de descarga.

El mapa isokerónico en la figura 2.17 provee información sobre las probabilidades de que ocurran rayos en el mundo.

Un buen sistema de protección contra descargas atmosféricas debe drenar la energía del rayo a tierra para evitar que circule por los cables y a través del equipo electrónico sensible. Tanto el equipo como el edificio, o en el caso de un sitio de telecomunicaciones, la torre y los equipos ubicados en ella, deben estar correctamente protegidos de acuerdo con las normas del Código.

Los ingenieros de diseño y campo pueden encontrar la información técnica y especificaciones para un sistema de protección contra descargas atmosféricas en la Asociación Nacional de Protección contra Incendios (NFPA 780, Código de Protección contra Rayos), en los laboratorios UL 96A [Código Principal de Etiqueta (Master Label Code)] y el Instituto de Protección contra Rayos [LPI 175, Código de Instalación (Installation Code)].

2.3.5.3. Sistema de Protección Contra Descargas Atmosféricas

Los sistemas de protección contra rayos consisten en las siguientes partes básicas para proporcionar la baja impedancia requerida:

- a) Antenas de captación (varillas pararrayos) ubicadas sobre el techo y otras puertas elevadas.
- b) Un sistema de electrodos de tierra.
- c) Un sistema de conductores que se conectan al sistema de electrodo de tierra.

Estos tres componentes del sistema de protección, al interceptar, conducir y disipar la descarga principal del rayo, no aseguran que no habrá posibles efectos secundarios de la descarga. Por lo tanto, se requieren conductores secundarios para interconectar los objetos metálicos y mantenerlos al mismo potencial a fin de evitar el salto del arco.

También es necesario utilizar dispositivos de protección contra los sobrevoltajes transitorios producidos por los rayos, para la protección de conductores y el equipo conectado a éstos. Asimismo, se pueden usar las piezas metálicas de estructuras como parte del sistema de protección, como ocurre en una torre de comunicaciones.

El objetivo principal del sistema es interceptar la descarga inmediatamente encima del objeto o estructura que tienen más probabilidades de estar expuestos al impacto a fin de proporcionar un camino directo a tierra; es decir, el objetivo es dar a la descarga un camino directo a tierra en lugar de que busque direcciones diferentes a la natural.

Es importante destacar que una baja resistividad del suelo es deseable pero no esencial. Si comparamos un sistema en suelo de arcilla con baja resistividad y el otro en suelo rocoso, podemos establecer que en los dos hay un buen sistema. Para el primero, un esquema simple proporciona los medios para coleccionar y disipar la energía del rayo. Para el sistema en suelo rocoso el método más práctico es colocar una red de conductores extendidos sobre la roca, alrededor del edificio, y conectados al

conductor bajante. Este sistema produce los mismos resultados que el primero, pues también se encuentra sobre suelo conductivo.

Un tema que es importante nombrar es el grave problema de los sobrevoltajes en las líneas de telecomunicaciones, pues las líneas aéreas están expuestas directamente a las influencias de las descargas atmosféricas.

En la actualidad es posible establecer una clasificación de niveles de protección contra los efectos de las descargas atmosféricas, tanto directos como indirectos: el nivel primario lo constituyen las varillas pararrayos, el sistema de interconexión y conductores bajantes, lo mismo que la puesta a tierra; el nivel secundario es el equipo o sistema y el terciario emplea tarjetas de circuito integrado.

Los sistemas de protección contra los rayos más utilizados están clasificados así:

- a) Sistema de conducción.
- b) Sistema de atracción.
- c) Sistema de disipación.

De los tres sistemas, el único aprobado por los tres grupos mencionados es el de conducción, también llamado la barra de Franklin o jaula de Faraday.

Los sistemas de conducción y atracción tratan de atraer la descarga del rayo. Para lograrlo proveen una trayectoria de descarga de baja impedancia a tierra que mantienen lejos la estructura que protegen.

El sistema de conducción usa varillas de pararrayos y el de atracción emplea un isótopo radiactivo o un iniciador iónico para atraer el rayo. El sistema de disipación usa gran cantidad de pequeños puntos metálicos para crear un campo pasivo ionizado con el fin de tratar de descargar continuamente el campo, eléctrico creado por la tormenta. El objetivo es mantener este campo en el área del disipador para que no alcance el punto de centelleo, y así prevenir una descarga a la estructura protegida.

De los tres sistemas, el de conducción permanece hasta el presente como el único sistema aprobado por las organizaciones mencionadas anteriormente

2.3.5.4. Diseño e Instalación de los Pararrayos

El principio fundamental para la protección de vidas y bienes frente a las descargas atmosféricas, es proporcionar los medios por los cuales una descarga pueda entrar a la tierra o salir de ella; sin causar daños o pérdidas. Se recomienda una trayectoria de baja impedancia pues cuando la descarga sigue una impedancia alta, puede producir daños debido al calor o las fuerzas mecánicas generadas.

A la mayoría de los metales, como buenos conductores, no los afecta ni el calor o las fuerzas mecánicas, siempre y cuando tengan suficiente tamaño para transportar las corrientes impuestas sobre ellos.

En casi todos los ambientes un metal no ferroso, como el cobre o aluminio, es un buen conductor libre de los efectos de corrosión.

El método más antiguo y comúnmente usado como protección es el sistema de conducción. Los pararrayos se instalan en la estructura del techo (figura 2.21), el cual acepta descargas de rayos en su área inmediata y se emplazan en los puntos altos para formar un sistema interceptor completo.

La figura 2.20 ilustra las consideraciones más importantes para el diseño del sistema de protección frente a rayos, utilizando el sistema de conducción. Los parámetros más importantes para un sistema de protección típico son los siguientes:

- a) 15 metros de espacio máximo entre las varillas pararrayos.
- b) Se permiten 45 metros como la máxima longitud sin conexión alguna.
- c) El espacio máximo permitido entre varillas pararrayos, en los bordes del edificio, es de 6 m o 7.6 m de acuerdo con la altura de las varillas pararrayos.

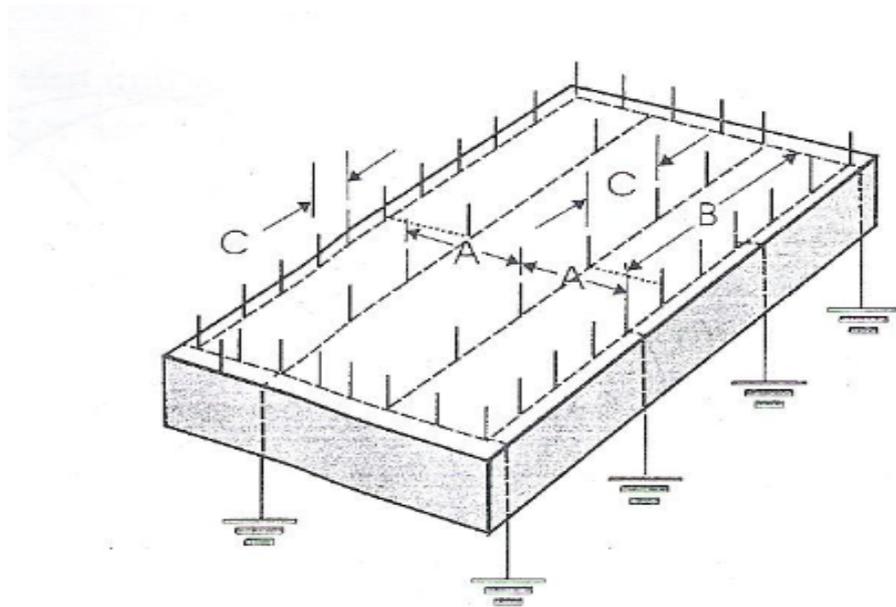


Figura 2.18. Varillas pararrayos en un techo plano

Fuente: Pablo Díaz, “Soluciones Prácticas para la Puesta a Tierra de Sistemas Eléctricos de Distribución”, Editorial Mc Graw Hill 2001.

2.3.5.5. Altura de las Varillas Pararrayos

La punta superior de las antenas de captación o varilla pararrayos, debe tener una altura mínima de 250 mm (10 pulgadas) por encima del objeto o área que se va a proteger. Las varillas deben estar espaciadas a distancias "c" de la figura, no superiores a 6 m (20 pies) entre sí.

Una antena de captación debe ser colocada a una distancia no superior a 60 cm (24 pulgadas) de las esquinas y otros objetos puntiagudos. Todas las chimeneas, ventiladores, astas de banderas, torres, tanques para agua y otras proyecciones deben estar protegidas con una o más terminales. Para evitar la corrosión, las terminales de chimeneas y torres de emisión deben estar revestidas de plomo.

Las investigaciones científicas sobre los fenómenos atmosféricos indican que los centelleos destructivos del rayo tienen una distancia igualo superior a 45 m (150 pies). De esta forma, el contorno de la zona protegida por una de las varillas pararrayos estándar, se ha definido como un área bajo un arco, que tiene un radio

máximo de 45 m (150 pies) y es tangente a la tierra, mientras que toca la punta de una antena. En la figura 2.22 esto se muestra como el arco número 1.

Lo anterior es importante para estructuras que exceden de 45 m (150 pies) de altura ya que se deben instalar antenas adicionales a ni veles intermedios apropiados, lo mismo que a nivel del techo o azotea.

Por ejemplo, en un edificio con techo plano, el área por debajo de la circunferencia del arco tangente a la tierra y al pararrayos de una de las esquinas, es el área de protección, por lo que todas las estructuras dentro de esta zona estarán protegidas. De la misma forma, el área de protección entre dos varillas, es el área ubicada debajo de la circunferencia del arco tangente a las dos varillas.

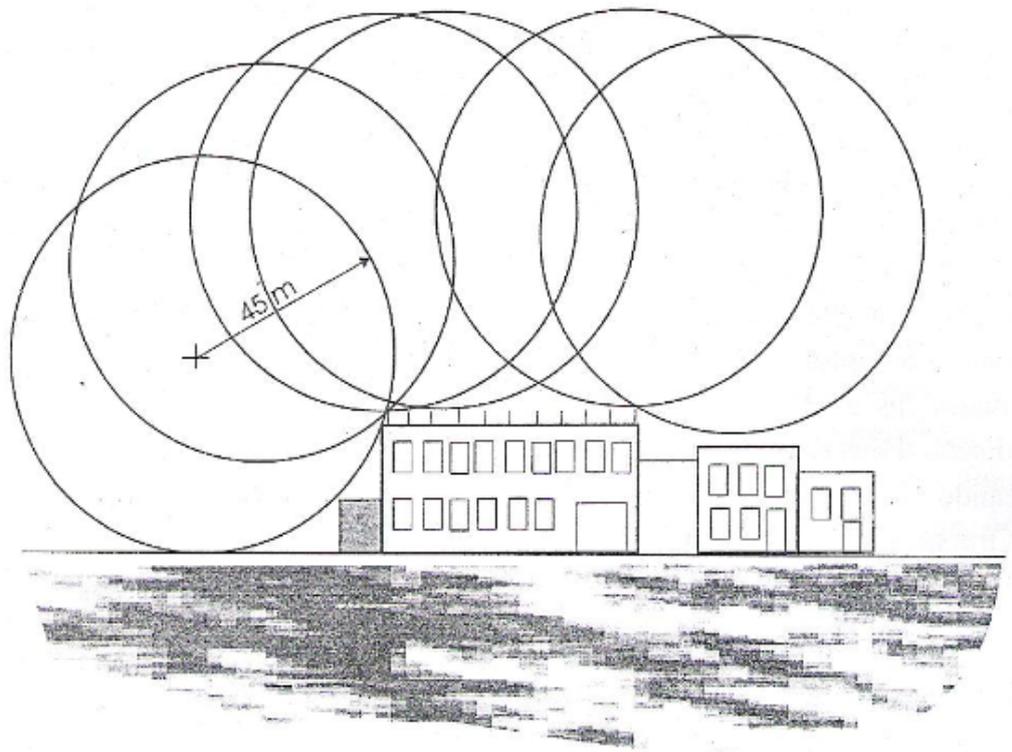


Figura 2.19. Esfera rodante-área de protección

Fuente: Pablo Díaz, “Soluciones Prácticas para la Puesta a Tierra de Sistemas Eléctricos de Distribución”, Editorial Mc Graw Hill 2001.

En el diseño de un sistema se utiliza un plano del edificio y a escala se utiliza el concepto de la esfera rodante, utilizando los 45.75 m de radio (150 pies). Mediante la vista lateral del edificio o estructura, se rueda la esfera sobre el contorno del edificio para determinar la zona de protección.

El techo de edificios altos requiere terminales ubicadas en la mitad del techo y espaciadas entre sí a distancias hasta de 15 m (50 pies). Todas las estructuras que se extienden sobre la protección de las terminales del techo, como la cabecera de ascensores, grandes unidades de ventilación y otras, deben estar equipadas con sus propias antenas de protección.

Las antenas pararrayos deben conectarse a una rejilla de conductores de interconexión, la cual se conecta a los bajantes o conductores de entrada que se extienden hasta el suelo y se conectan a los electrodos de tierra apropiados para este sistema.

Los electrodos de tierra pueden ser varillas de tierra individuales o un anillo conductor enterrado alrededor el perímetro del edificio, o ambos. Todos los componentes de este sistema son de cobre, aluminio anodizado, o acero inoxidable. El sistema de tierra para rayos no debe ser el sistema electrodo de tierra del edificio, pero debe estar conectado a este (secciones 205-106 del Código y FNP Núm. 2).

Todos los elementos metálicos, conectados a tierra o aislados, que están colocados en el techo, o las paredes exteriores y cercanos a los conductores de entrada deben estar unidos a los conductores de entrada ante la posibilidad de un centelleo. Éste es un arco causa de por la diferencia de potencial entre el conductor de entrada y un elemento metálico. Esta unión elimina la diferencia de potencial y previene daños causados a estos componentes por el flujo de alta corriente.

Los conductores deben conectarse con accesorios no corrosivos para obtener una conexión eléctrica continua sin la necesidad de aplicar soldadura. Es preciso utilizar sujetadores no metálicos para prevenir el efecto de obstrucción eléctrica o choque.

Las terminales aéreas o antenas de un edificio industrial o comercial típico requieren dos trayectorias a tierra. Los elementos primarios metálicos del techo, que están fuera de la zona de protección de las antenas, deben unirse al sistema ubicado en él por medio de dos trayectorias de conductores a tierra. Los elementos secundarios metálicos -aquellos que no pueden recibir la descarga directamente-, pueden unirse al sistema de conductores con un conductor secundario de calibre pequeño.

Los conductores de perímetro deben formar un lazo cerrado en el techo con los conductores de entrada o bajantes, espaciados a distancias inferiores a 30 m (100pies) alrededor del perímetro.

Ya que las esquinas del edificio son los puntos de mayores probabilidades de que ocurra una descarga, se aconseja ubicar los conductores de entrada en estos puntos. Los conductores deben dirigirse directamente a los electrodos de tierra.

2.3.5.6. Impedancia a Tierra

El Código Eléctrico establece como máxima impedancia a tierra un valor de 25 ohms. Para la industria de computadoras, a los equipos computarizados y a la de telecomunicaciones se les exige rebasar los requisitos del Código. Incluso a algunos fabricantes de equipos se les exige un valor de 5 ohms o menor. En el caso de áreas con alta incidencia de rayos se recomienda una resistencia del sistema de tierra de 1 ohm o menor.

La resistencia del suelo varía en diferentes regiones de acuerdo con su composición. En áreas donde la tierra es de arcilla húmeda o arenosa, es necesario tomar las medidas necesarias para establecer una baja resistencia a tierra.

2.3.5.7. Suelo Arenoso o Pedregoso

En un suelo arenoso o pedregoso, se deben enterrar dos o más varillas de tierra, en un espacio entre varillas no menor de 3 m (10 pies). Estas varillas encajan verticalmente a una profundidad mínima de 3 m (10 pies).

Estas varillas deben ser de cobre, de acero revestido de cobre, o de acero inoxidable, de 2.4 m (8 pies) de longitud y 5.8 cm (2 pulgadas) de diámetro. Generalmente este sistema de electrodo de tierra provee baja resistencia para la protección estructural, del personal y del sistema eléctrico.

Si al hacer la medición de resistencia de suelo no se obtiene el valor deseado, se deben añadir más varillas hasta que se logre el valor deseado. En suelos de mayor resistencia será necesario utilizar otros esquemas de electrodo de tierra, tales como anillo de tierra, o radiales en caso de suelo rocoso.

2.3.5.8. Suelo Rocososo

En áreas donde la roca se encuentra cerca de la superficie del suelo es necesario excavar y extender conductores en forma de radiales desde el edificio. Estas zanjas no deben ser menores de 3.7 m (12 pies) de longitud y de 30 cm (1 pie) a 60 cm (2 pies) de profundidad.

En suelo pedregoso y arenoso esta zanja no debe ser menor de 7.5 m (24 pies) de longitud y 60 cm (2 pies) de profundidad. Si estos métodos no son prácticos y la roca es la superficie del suelo, se permite extender el cable sobre la roca pero éste debe unirse a una placa de cobre, de 0.8 mm (0.032 pulgadas) de espesor mínimo y con un área de superficie de 0.18 m² (2 pies cuadrados).

Los electrodos encajados en concreto sólo deben utilizarse en nuevas construcciones. Este electrodo debe ubicarse cerca de los cimientos del edificio y estar encajado en 50.8 mm (2 pulgadas) de concreto.

Asimismo, debe tener las siguientes características:

- 1- Ser de cobre desnudo
- 2.- Debe tener una longitud mínima de 6.1m (20 pies)
- 3.- Puede estar constituido de una o más barras de refuerzo con una longitud mínima de 6.1m (20 pies) y 12.7mm(0.5 pulgadas) de diámetro, unidas conjuntamente por medio de soldadura o una sobre otra para formar 20 diámetros uniéndolas con alb.

2.3.5.9. Otras Protecciones

Las modernas protecciones estructurales usan el sistema de blindaje conocido como jaula de Faraday, el cual facilita la supresión de sobrevoltajes transitorios. A menudo se instalan supresores de picos o sobrevoltajes transitorios separadamente además de los sistemas de protección para las descargas atmosféricas directas de rayos, para proteger a los equipos electrónicos sensibles contra sobretensiones. Tal protección debe considerarse como parte integral del sistema de protección contra rayos.

La protección contra sobretensiones debe instalarse en la entrada de servicio de la planta (acometida) y en los alimentadores de los edificios. Si es necesaria protección adicional puede aplicarse a equipos específicos, por ejemplo motores grandes, equipo de procesamiento de datos, terminales y computadoras de control de proceso y el equipo médico que funcione a base de microprocesadores.

2.3.5.10. Especificaciones Para un Sistema de Protección Contra Rayos

Para el diseño de un sistema de protección contra rayos, se consideran dos tipos de sistemas, los cuales dependen de la altura de la estructura o edificio. Así, se consideran los materiales de clase I, para edificios que no exceden 23 m (75 pies) y los de clase II, para edificios que exceden 23 m (75 pies).

Una estructura ordinaria (residencial, comercial, industrial) que no exceda 23 m (75 pies) de altura debe protegerse con materiales de clase I como se muestra en las tablas siguientes. Estructuras ordinarias que exceden los 23 m se protegen con materiales de clase II. Si parte de la estructura excede los 23 m, los materiales de clase II se aplican sólo a la extensión de la estructura.

Deben usarse materiales resistentes a la corrosión o protegidos en forma adecuada contra ella. No se aceptan mezclas de materiales que electrolíticamente pueden acelerar la corrosión. Los materiales aceptados incluyen el cobre y aleaciones de cobre y aluminio. Los conductores serán de grado eléctrico.

No se puede utilizar materiales de protección de cobre contra rayos en techos, u otras superficies de aluminio.

La tabla 2.4 indica los requisitos mínimos establecidos por el código de protección contra rayos para materiales de clase I, los requisitos mínimos de materiales, tipos de conductores y ubicación de componentes del sistema.

La tabla 2.5 indica los requisitos mínimos establecidos por el código de protección contra rayos para materiales de clase II, los requisitos mínimos de materiales, tipos de conductores y ubicación de componentes del sistema.

2.3.5.10.1. Altura de la Varilla Pararrayos o Antena de Captación.

La punta de la antena de captación o antena pararrayos no debe ser menor que 254 mm (10 pulgadas) por encima del objeto o área que se quiere proteger. Una varilla pararrayos que exceda los 600 mm (24 pulgadas) de altura debe soportarse en un punto no menor de la mitad de la varilla. Véanse las figuras 2.20, 2.21 y 2.22.

Tipo de conductor	Cobre			Aluminio	
	Estándar	Estándar	Métrico	Estándar	Métrico
Antena pararrayos, sólido	Diámetro	3/8"	9.5 mm ²	1/2"	12.7 mm ²
Antena pararrayos, tubular	Diámetro	5/8"	15.9 mm ²	5/8"	15.9 mm ²
Conductor de bajada	Multifilar	AWG #2	29 mm ²	98.6 Kcm	50 mm ²
Conductor de unión	Multifilar	AWG #6	13.3 mm ²	AWG #4	21.15 mm ²

Tabla 2.4. Requisitos mínimos para materiales de clase I

Fuente: Pablo Díaz, "Soluciones Prácticas para la Puesta a Tierra de Sistemas Eléctricos de Distribución", Editorial Mc Graw Hill 2001.

Tipo de conductor	Cobre			Aluminio	
	Estándar	Estándar	Métrico	Estándar	Métrico
Antena pararrayos, sólido	Diámetro	1/2"	12.7 mm ²	5/8"	15.9 mm ²
Conductor de bajada	Multifilar	AWG #15		AWG #13	
Conductor de unión	Multifilar	AWG #17		AWG #14	
Conductor de unión	Sólido	1/2"	12.7 mm ²	1/2"	12.7 mm ²

Tabla 2.5. Requisitos mínimos para materiales de clase II

Fuente: Pablo Díaz, "Soluciones Prácticas para la Puesta a Tierra de Sistemas Eléctricos de Distribución", Editorial Mc Graw Hill 2001.

2.3.5.10.2. Conductores Bajantes.

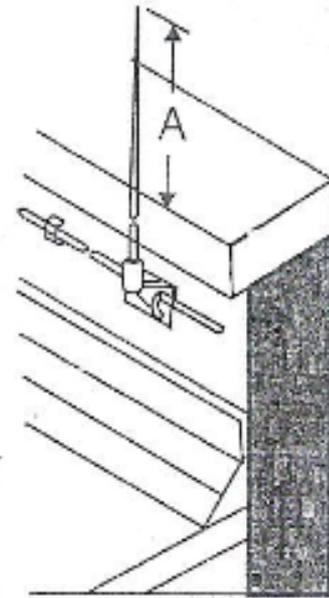
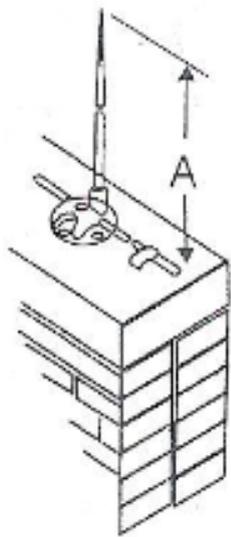
Dos es el número mínimo de conductores bajantes para cualquier estructura. En el caso de una torre de comunicaciones se utiliza un conductor bajante, generalmente del número 2, trenzado, desnudo, y se utiliza la torre como el segundo conductor bajante.

Se ha determinado que aproximadamente el 80 % de la energía la conduce la torre. De ahí la práctica de conectar a tierra cualquier equipo en la torre y no al conductor bajante.

Esta es la razón por la cual se exige en torres de comunicaciones, que el conductor bajante se una a la torre en la parte superior y en la inferior.

Los conductores bajantes en concreto reforzado o sobre la superficie de la estructura metálica del edificio deben conectarse en la parte superior y en la inferior de la estructura (NFPA 3-9.13).

En caso de estructuras o miembros verticales de gran altura se harán conexiones adicionales a intervalos que no excedan los 60 m (200 pies).



A: 254 mm (10")
600 mm (24")

B: La varilla pararrayos mayor de 600 mm debe ser soportada

C: El pararrayos no debe ubicarse en un punto menor de la mitad de su altura

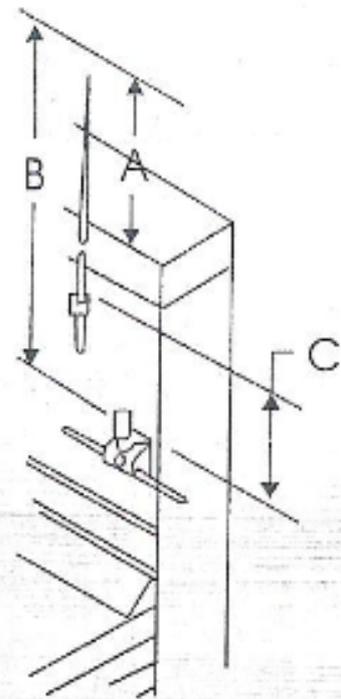
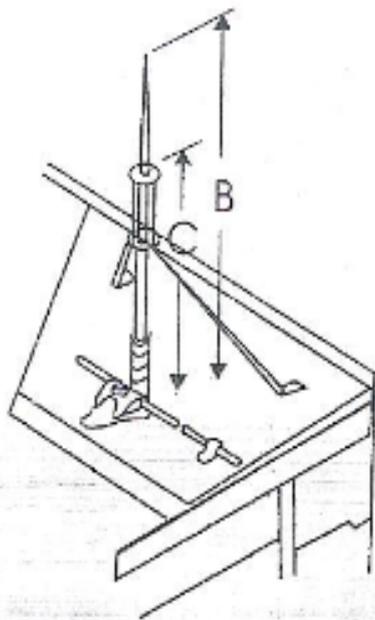


Figura 2.20. Instalación de varilla pararrayos

Fuente: Pablo Díaz, "Soluciones Prácticas para la Puesta a Tierra de Sistemas Eléctricos de Distribución", Editorial Mc Graw Hill 2001.

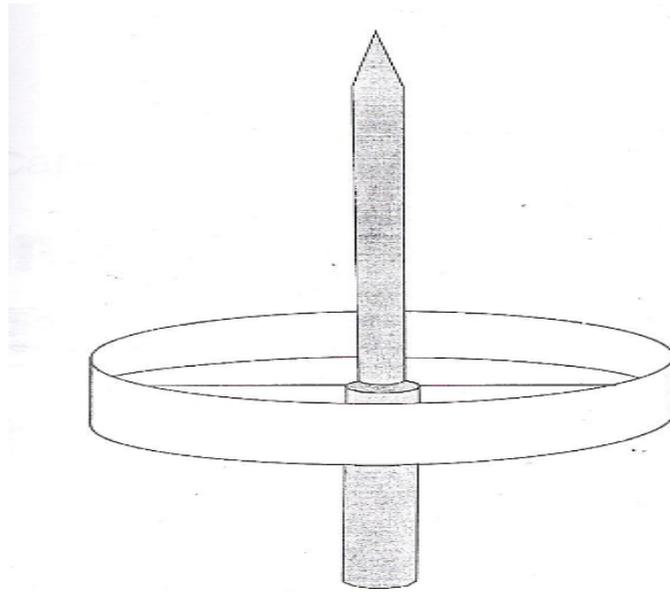


Figura 2.21. Tipo de varilla pararrayos

Fuente: Pablo Díaz, “Soluciones Prácticas para la Puesta a Tierra de Sistemas Eléctricos de Distribución”, Editorial Mc Graw Hill 2001.

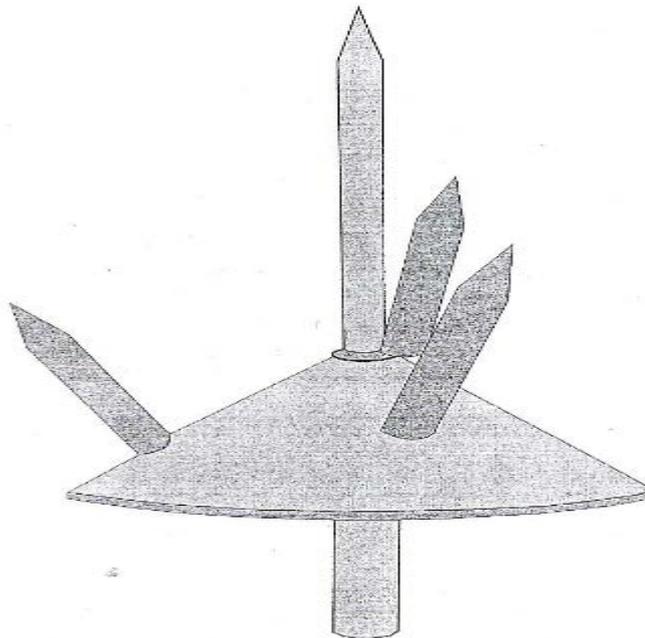


Figura 2.22. Tipo de varilla pararrayos

Fuente: Pablo Díaz, “Soluciones Prácticas para la Puesta a Tierra de Sistemas Eléctricos de Distribución”, Editorial Mc Graw Hill 2001.

2.3.5.11. Curvatura de los Conductores

Para ofrecer una baja impedancia el ángulo de curvatura de los conductores utilizados en el sistema de protección contra rayos no debe ser menor de 90° , Y debe tener un radio de curvatura no menor de 203 mm (8 pulgadas) (figura 2.23).

2.3.5.11.1. Varillas de Tierra

Los electrodos de tierra no deben ser menores de 12.7 mm (0.5 pulgadas) de diámetro y 2.4 m (8 pies) de longitud y deben ser de cobre sólido o acero revestido de cobre, acero galvanizado o acero inoxidable. Todos los sistemas de electrodos deben interconectarse al sistema de tierra del edificio y al sistema de protección contra descargas atmosféricas.

En sitios donde exista un terreno arenoso o pedregoso se utilizan dos o más varillas de tierra, espaciadas a distancias no menores de 3 m (10 pies) y entrenadas verticalmente a una profundidad no menor de 3 m (10 pies) por debajo de la superficie del suelo (figura 2.24).

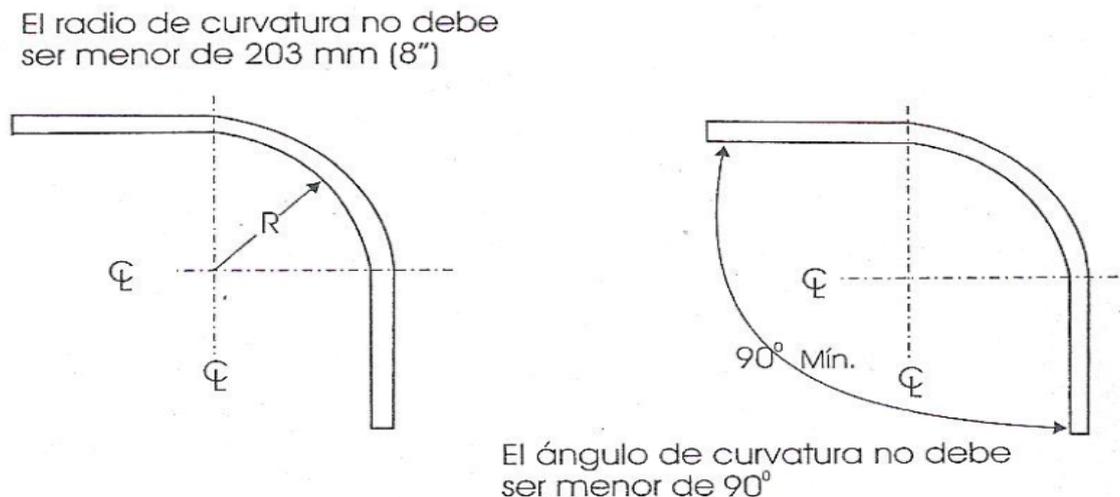


Figura 2.23. Curvatura de los conductores

Fuente: Pablo Díaz, “Soluciones Prácticas para la Puesta a Tierra de Sistemas Eléctricos de Distribución”, Editorial Mc Graw Hill 2001.

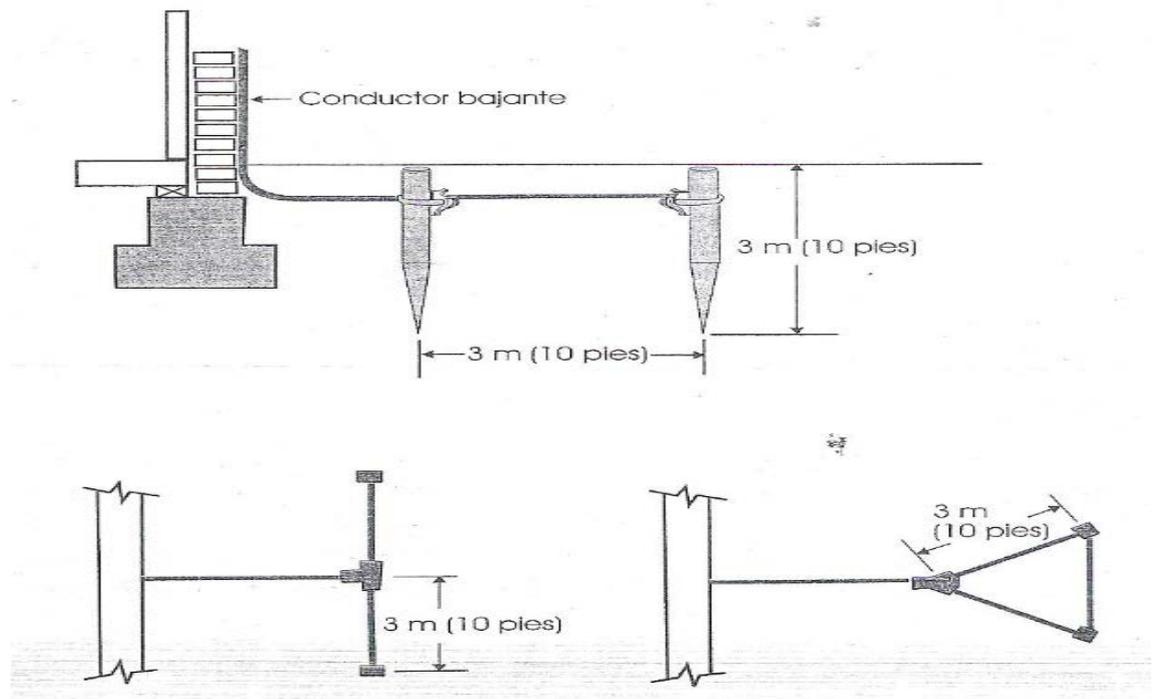


Figura 2.24. Conexión a tierra de un sistema de protección contra rayos en suelo arenoso o pedregoso

Fuente: Pablo Díaz, “Soluciones Prácticas para la Puesta a Tierra de Sistemas Eléctricos de Distribución”, Editorial Mc Graw Hill 2001.

2.3.6. Efecto de la Corriente Eléctrica en el Cuerpo Humano (V_p y V_t)

El propósito de un sistema de conexión a tierra es proveer un camino de baja impedancia de contacto eléctrico entre el neutro de un sistema eléctrico y el suelo.

Idealmente, el potencial eléctrico del neutro en un sistema trifásico deberá ser el mismo que el del suelo. En este caso los humanos y los animales están en condiciones seguras al efectuar contacto con estructuras metálicas conectadas a tierra. Desafortunadamente, la impedancia del sistema de conexión a tierra siempre es un número finito. De esta manera el potencial de estructuras conectadas a tierra pueden ser diferentes que el potencial de otros puntos dispuestos sobre la superficie del suelo durante condiciones de funcionamiento anormales.

Las condiciones de funcionamiento anormal incluyen operación desbalanceada del sistema o fallas a tierra.

Dependiendo del nivel de la diferencia de potencial entre los puntos sobre el suelo y las estructuras conectada a tierra pueden generarse condiciones de riesgo para las personas.

Estas condiciones pueden resultar en dos posibilidades distintas:

2.3.6.1. Voltajes de Paso

Una persona caminando sobre el suelo de una instalación en la cual existen potenciales distintos experimenta un voltaje entre sus pies. En este caso el voltaje al cual la persona está expuesta se denomina Voltaje de Paso.

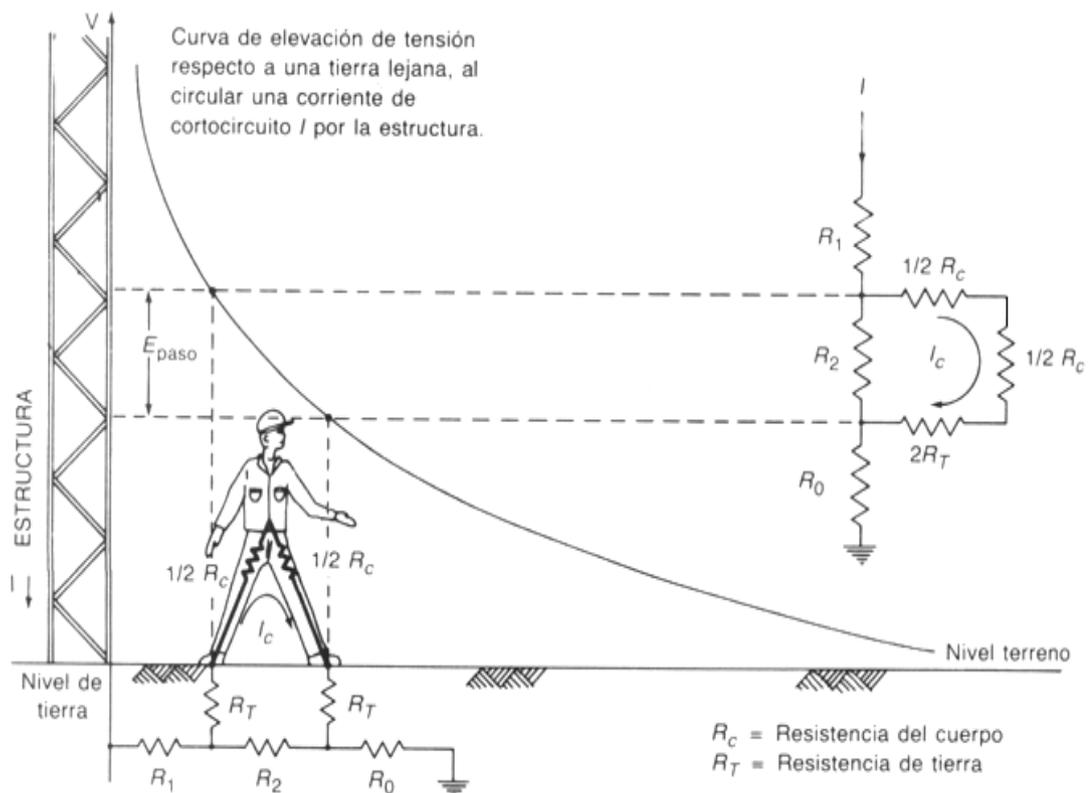


Figura 2.25. Voltaje de paso cerca de una estructura conectada a tierra.

Fuente: IEEE Std 80-2000 Guide for Safety in AC Substation Grounding.

2.3.6.2. Voltajes de Toque

Una persona en contacto con una estructura conectada a tierra la cual está a un potencial diferente del punto sobre el suelo en el cual se encuentra la persona. En este caso el individuo está expuesto al voltaje el cual será generado por la corriente que circulará a través de su cuerpo. El voltaje al cual la persona bajo estas condiciones está expuesto es denominado Voltaje de Toque.

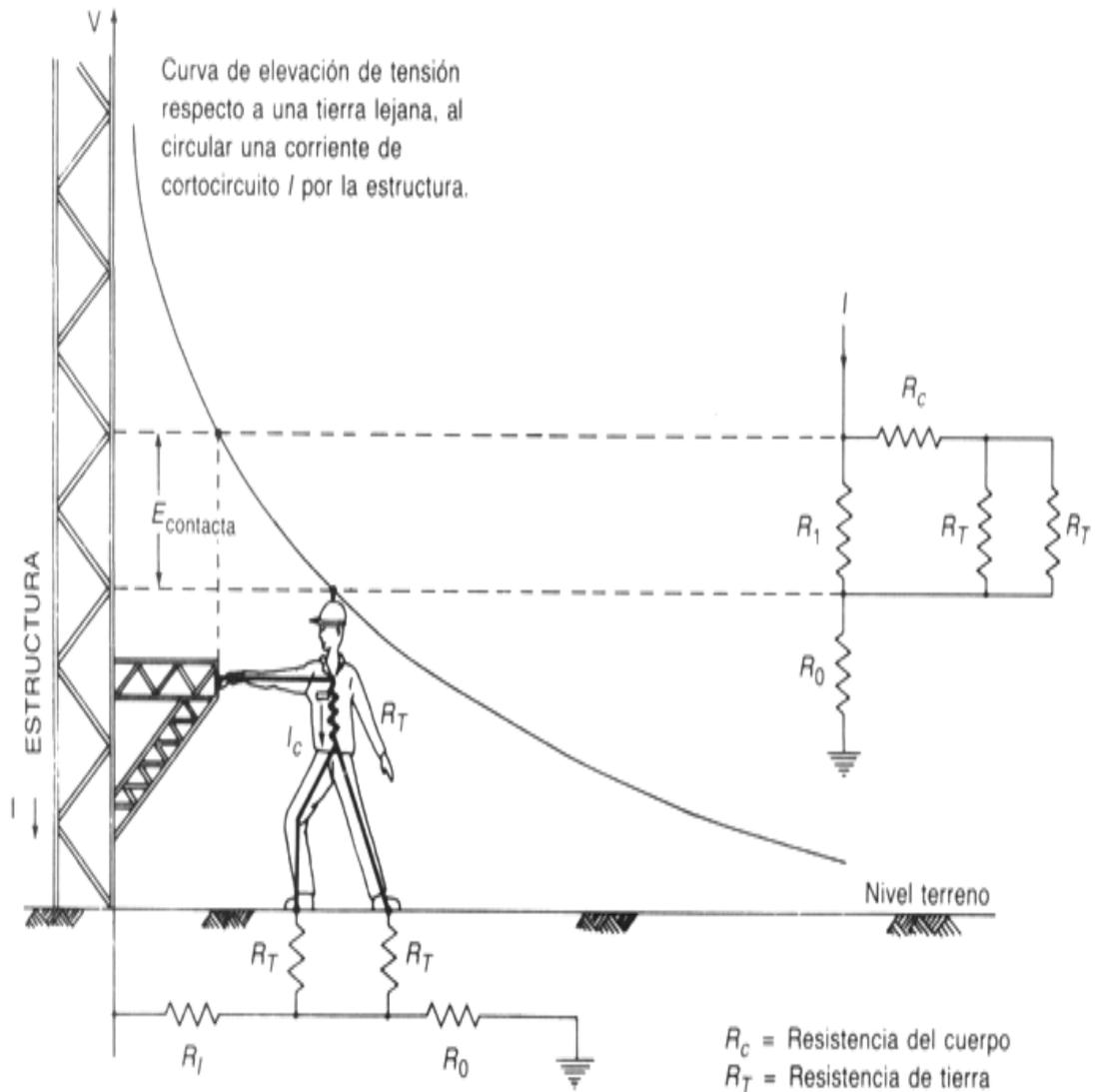


Figura 2.26. Voltaje de toque cerca a una estructura conectada a tierra.

Fuente: IEEE Std 80-2000 Guide for Safety in AC Substation Grounding.

Para entenderlo mejor (Figura 2.27)

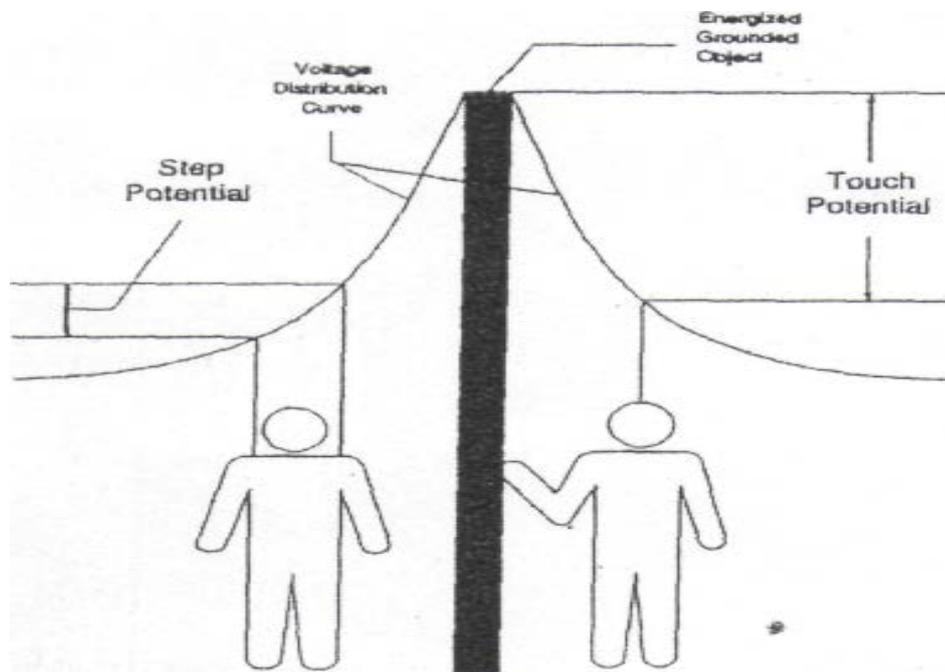


Figura 2.27. Voltaje de Paso (V_p), Voltaje de Toque (V_t)

Fuente: IEEE Std 80-2000 Guide for Safety in AC Substation Grounding.

2.3.6.3 Rangos Tolerables de Corriente

Los efectos de una corriente eléctrica circulando por las partes vitales del cuerpo humano dependen de la duración, magnitud y frecuencia de esta corriente.

La consecuencia más peligrosa de una exposición a una descarga eléctrica es la condición del corazón conocida como fibrilación ventricular, lo cual resulta en una anomalía de funcionamiento del órgano traducida en una inmediata paralización de la circulación de la sangre.

También el cuerpo puede sufrir otros efectos fisiológicos menos severos tales como contracciones musculares, quemaduras externas e internas, entre otras. La severidad de los efectos fisiológicos depende de la duración de la descarga eléctrica, pero también depende de las características del cuerpo humano y del ambiente, por Ej. La humedad.

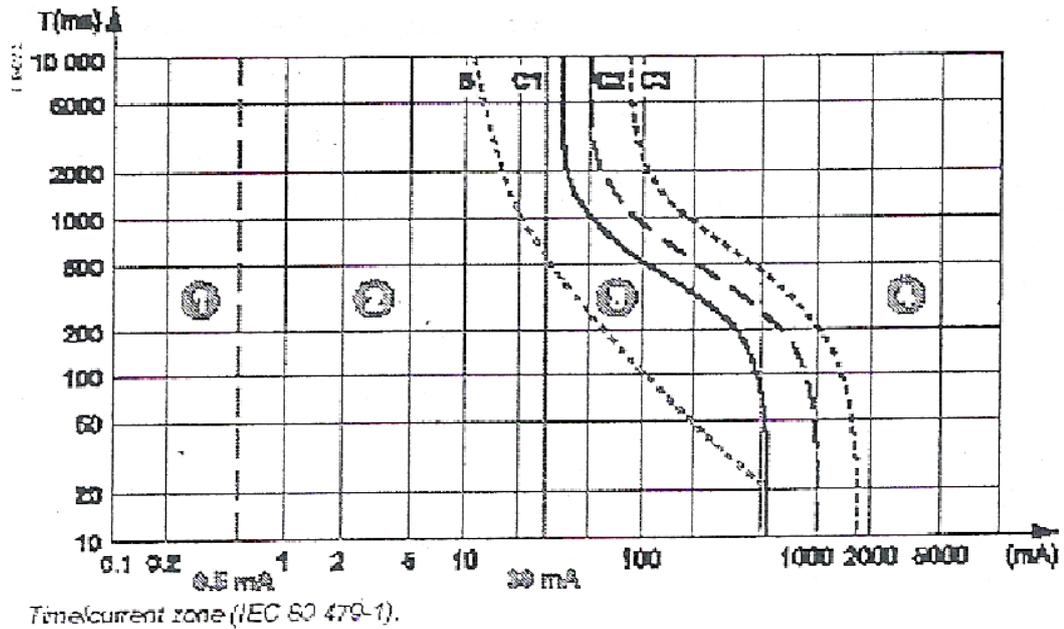


Figura 2.28. IEC – 60479 – Efectos de Circulación de Corriente en Cuerpo Humano.

Fuente: IEEE Std 80-2000 Guide for Safety in AC Substation Grounding.

En la figura 2.28 se muestran los resultados de investigaciones efectuadas por IEC y publicados en el documento IEC-60479.

La gráfica muestra el que el riesgo de la persona a sufrir contracciones musculares o fibrilación ventricular se incrementa en forma proporcional al tiempo de exposición a la corriente eléctrica.

Zona 1 (0.5 mA)

Percepción sin problemas. Corresponde a una circulación de corriente por el cuerpo con una duración ilimitada.

Zona 2

No existen efectos fisiológicos dañinos o peligrosos para valores de corriente por debajo de la línea punteada B.

Zona 3

Zona entre línea B y curva C1.

Generalmente no existe daño orgánico pero los efectos de contracciones musculares y otras sensaciones son significativas y pueden llegar a ser molestas.

Curva C₁- Zona de 30 mA

Límite de quiebre. Es posible mantener de forma indefinida la circulación de una corriente de 30 mA de magnitud de corriente con riesgos bajos de arritmias cardíacas o que ocurra fibrilación ventricular.

Zona 4 (A la derecha de la curva C1)

Existen efectos fisiológicos, tales como contracciones musculares severas, arritmias cardíacas y quemaduras severas.

La probabilidad de fibrilación ventricular se distribuye como:

- a) Aproximadamente 5% entre curvas C₁ y C₂
- b) Menor del 50% entre curvas C₂ y C₃
- c) Mayor del 50% por encima de la curva C₃

CAPÍTULO 3

3. Auditoria de la Subestación Eléctrica del Nuevo Campus de la Universidad Politécnica Salesiana Sede Guayaquil

3.1. Objetivo

El Presente Proyecto contempla el Diseñar el Sistema de Puesta a Tierra de la Subestación Eléctrica de la Universidad Politécnica Salesiana Sede Guayaquil, ubicada en el “Nuevo Campus” y para ello es indispensable contar con toda la información técnica referente a la misma.

Por ello es necesario realizar el levantamiento eléctrico de la subestación de distribución de la institución y sus cargas adyacentes, la misma que cuenta con los siguientes equipos:

- Celda de medida en media tensión (M.T.) con medidor electrónico.
- Celda de seccionamiento y protección.
- Celda de Transformación con su correspondiente transformador de distribución de 500KVA.
- Cuarto de Distribución para baja tensión (Breaker Principal: 3P - 1600Amp / 220V).
- Cuarto de Generador Asíncrono y Cuarto de Bombas de suministro de agua.

3.2. Cuarto de Transformación

En el Cuarto de Transformación de la Subestación se realizó la Inspección Técnica respectiva determinando actualmente las siguientes novedades:

1. No presenta las debidas seguridades del caso, pues es de fácil acceso. Además no cuenta con un sistema contra incendios completo: solo tiene un extintor de polvo químico seco (deben haber al menos 2), no tiene detectores de humo ni alarmas (audible y luminosa).

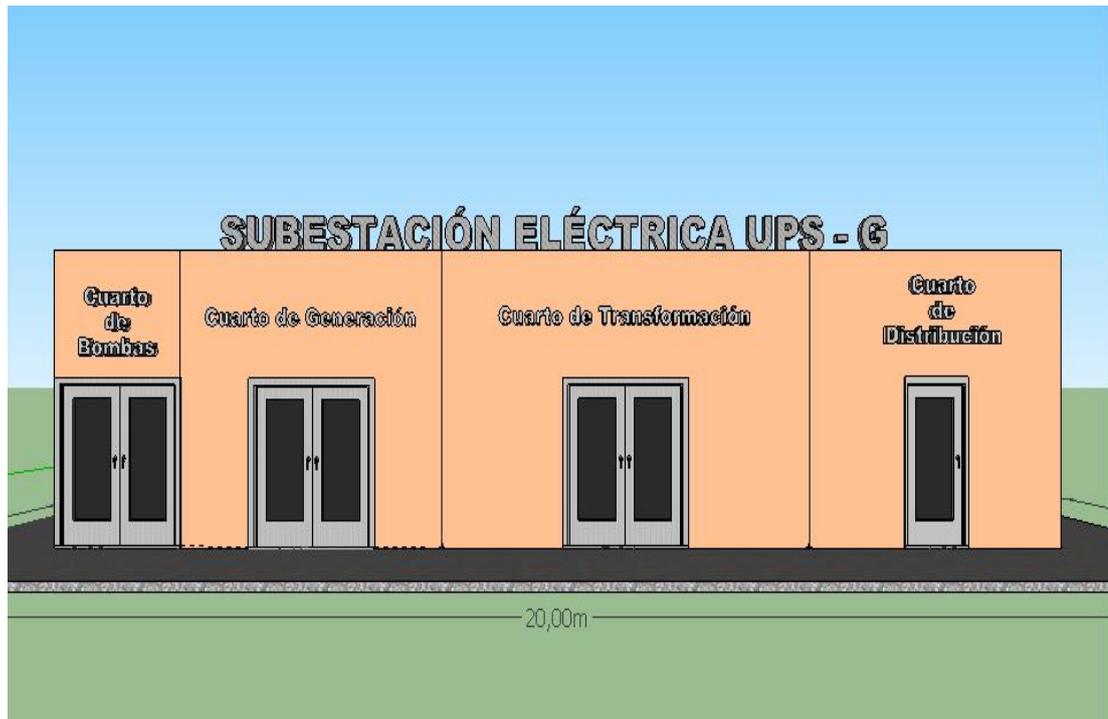
2. No presenta indicadores de riesgo eléctrico (señalética), ejemplo: “PELIGRO ALTA TENSION”.
3. No se observa la disposición de elementos referentes a la Malla de Puesta a Tierra (solo existe 1 varilla de cobre en la caja de paso de ingreso de la Acometida en M.T.).
4. No tiene una malla de protección para que la persona no esté expuesta al contacto con las celdas.
5. Las dimensiones del Cuarto son: altura 3,52 m., ancho 5,84 m., profundidad 4,26 m. (Dimensiones Mínimas para un transformador de 500KVA son altura 2,5 m., ancho 5 m., largo 4m.).
6. Al interior se presentan 3 Tableros Modulares los cuales contienen los siguientes equipos:
 - 1 Interruptor de Media Tensión marca CELCO,
 - 3 Transformadores de Corriente con relación: 25/5 (marca ABB).
 - 3 Transformadores de Potencial con relación: 8400/120 (marca ABB).
 - 1 Transformador de Distribución de 500 KVA marca INATRA (13200 V / 208 V).

Para complementar la información proporcionada adjuntamos los respectivos Diseños de la Subestación Eléctrica de la UPS-G.



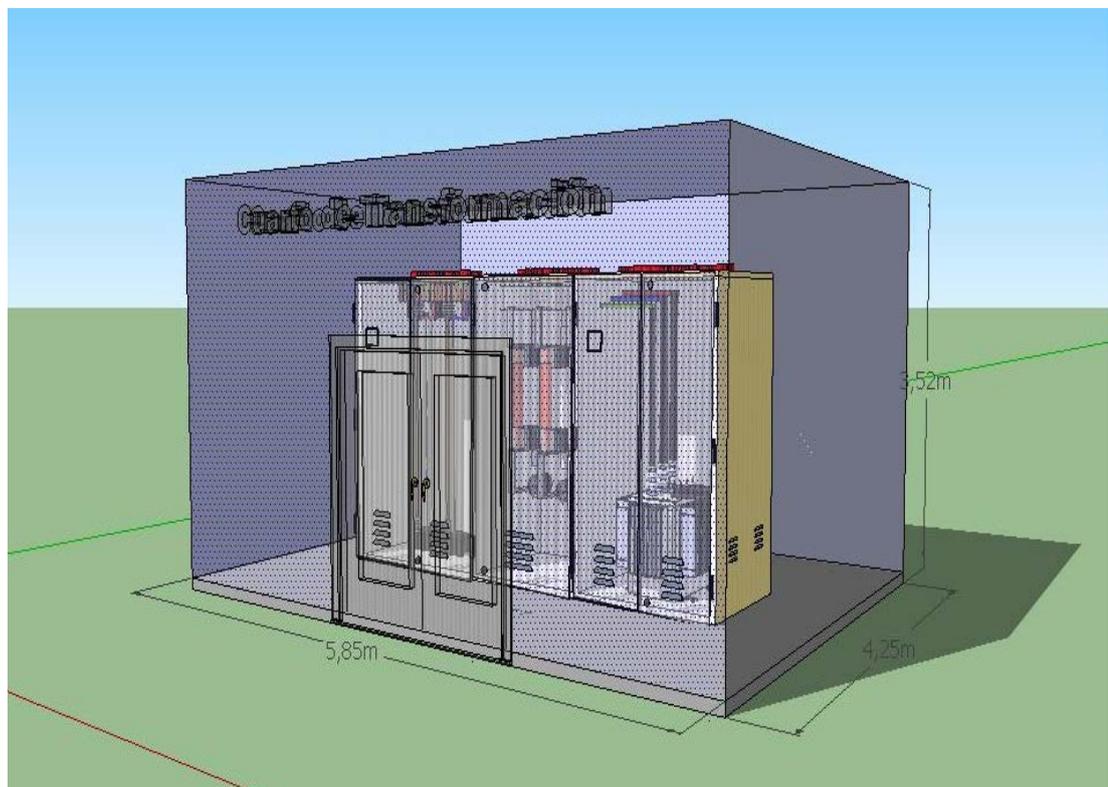
Diseño en 3D 3.1. Subestación Eléctrica UPS-G

Fuente: Software Google SketchUp 7.



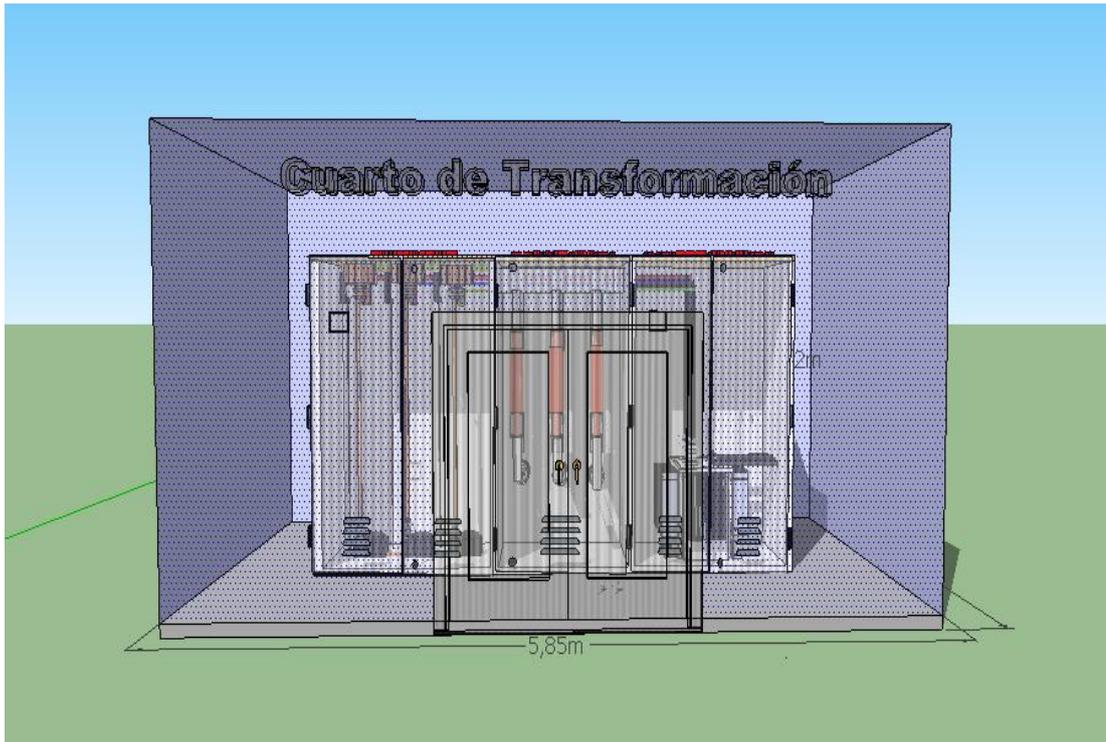
Diseño en 3D 3.2. Subestación Eléctrica UPS-G

Fuente: Software Google SketchUp 7.



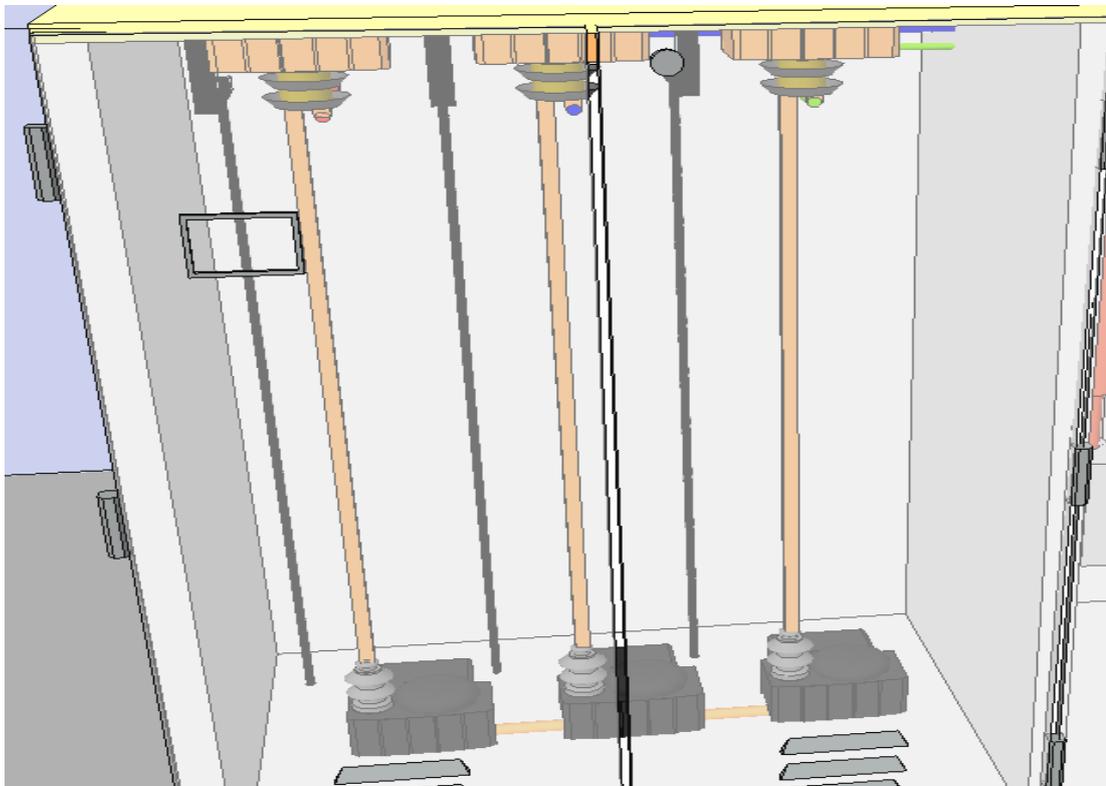
Diseño en 3D 3.3. Cuarto de Transformación (Subestación Eléctrica UPS-G)

Fuente: Software Google SketchUp 7.



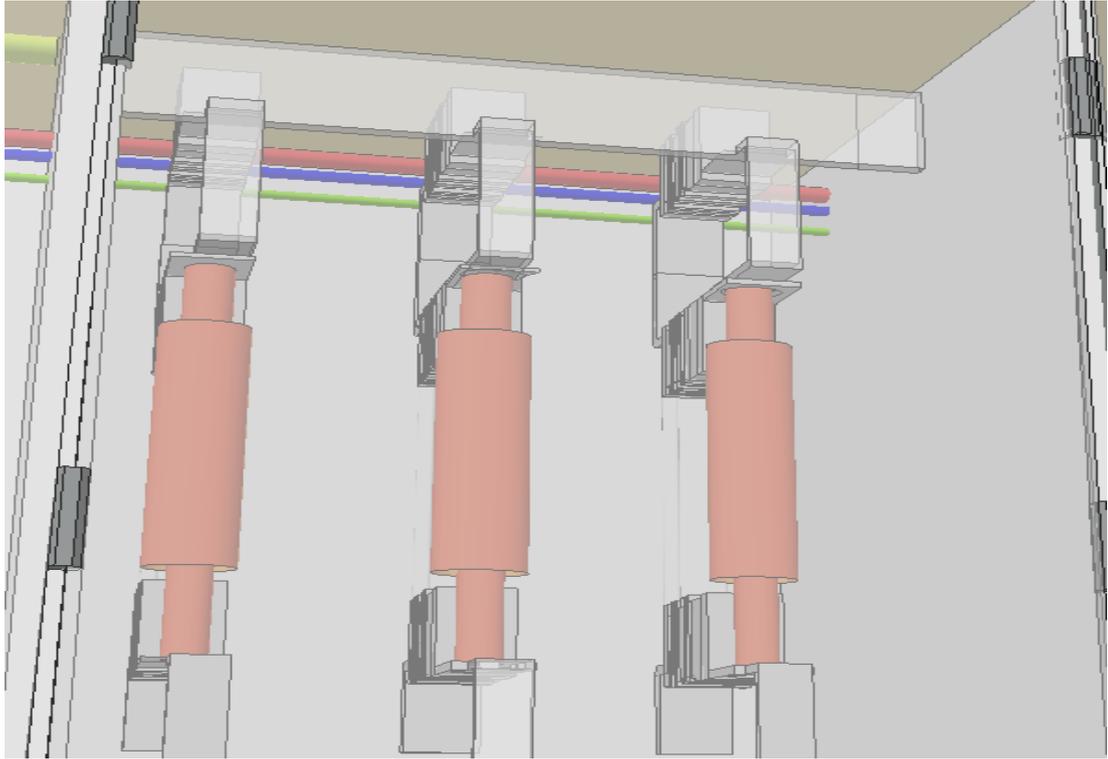
Diseño en 3D 3.4. Cuarto de Transformación (Subestación Eléctrica UPS-G)

Fuente: Software Google SketchUp 7.



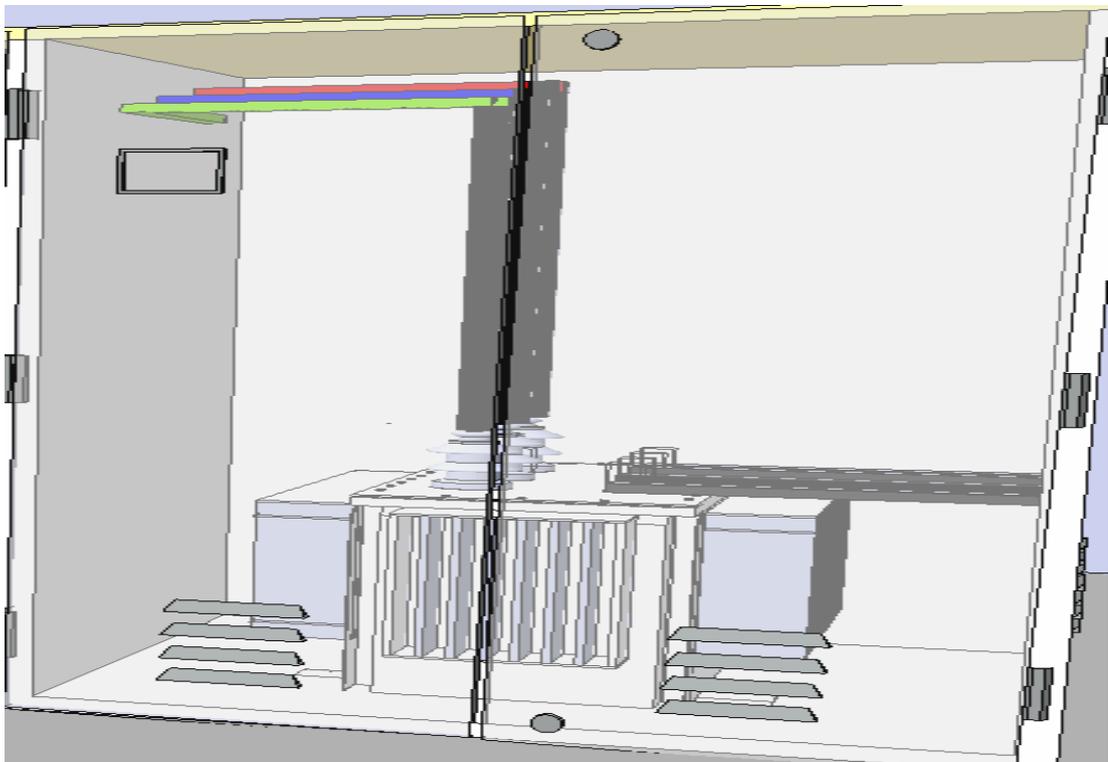
Diseño en 3D 3.5. Cuarto de Transformación (Subestación Eléctrica UPS-G)

Fuente: Software Google SketchUp 7.



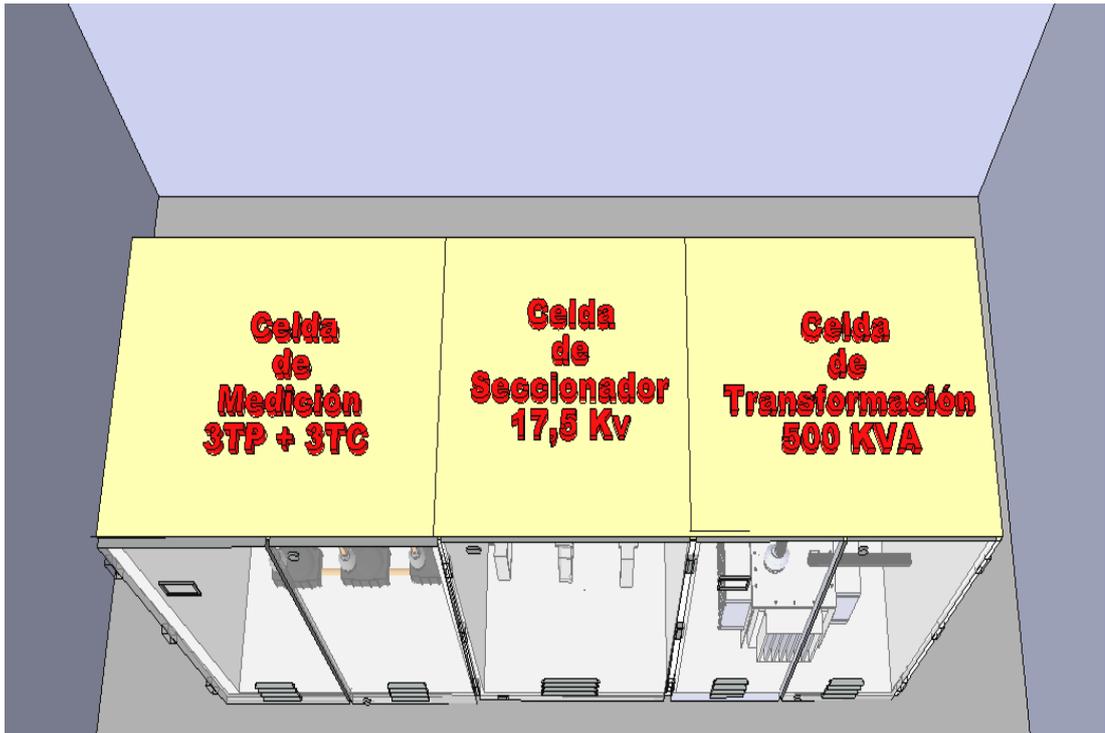
Diseño en 3D 3.6. Cuarto de Transformación (Subestación Eléctrica UPS-G)

Fuente: Software Google SketchUp 7.



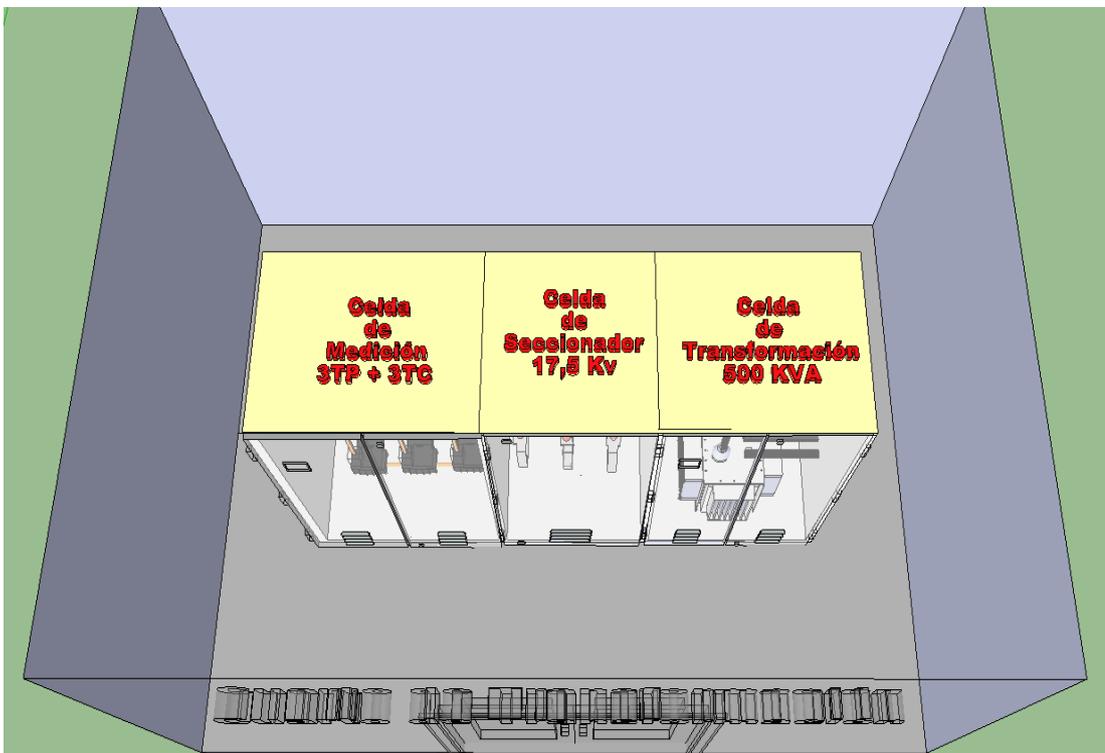
Diseño en 3D 3.7. Cuarto de Transformación (Subestación Eléctrica UPS-G)

Fuente: Software Google SketchUp 7.



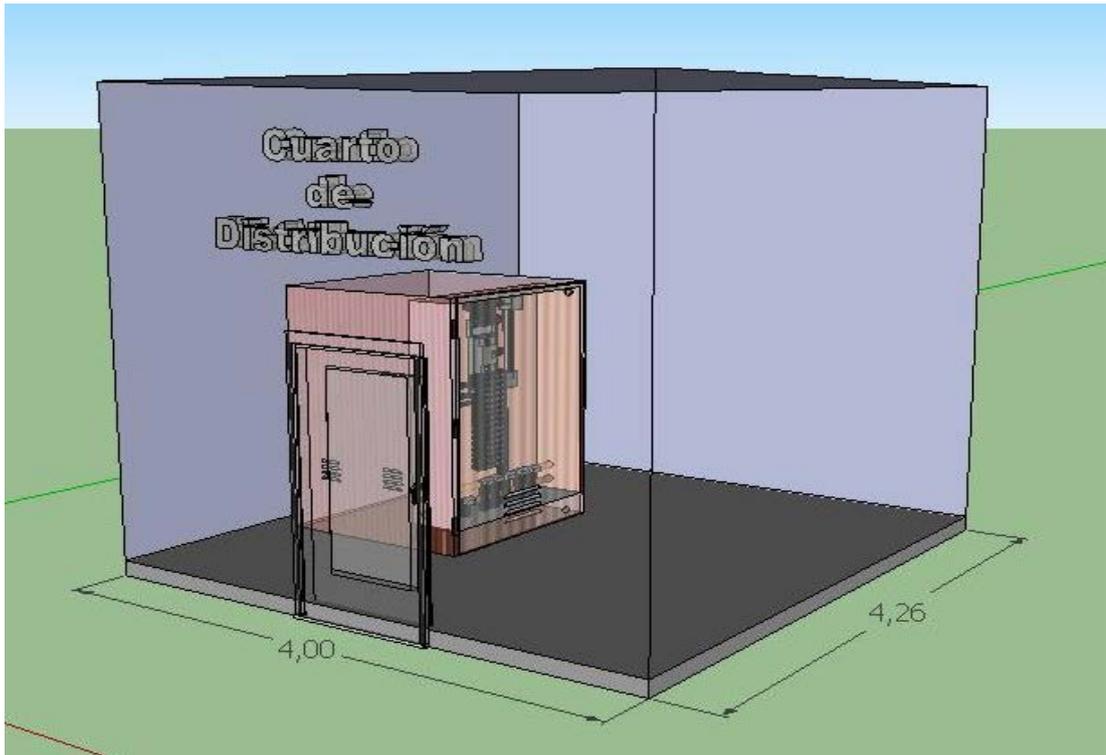
Diseño en 3D 3.8. Cuarto de Transformación (Subestación Eléctrica UPS-G)

Fuente: Software Google SketchUp 7.



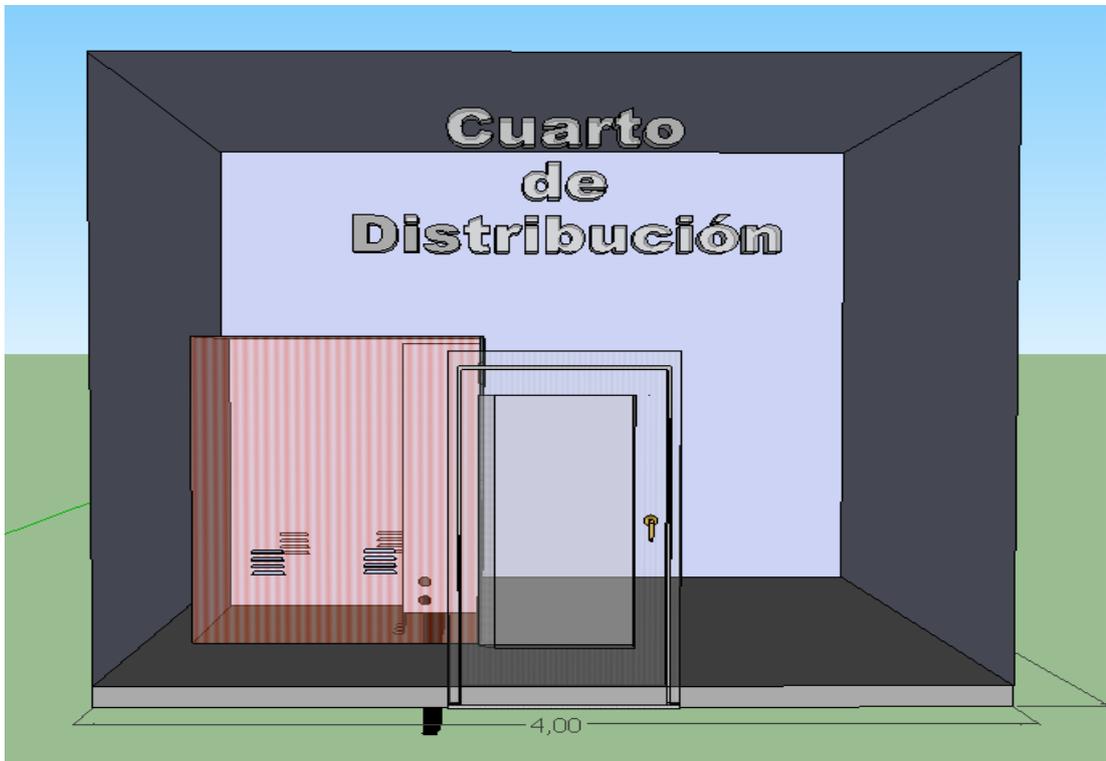
Diseño en 3D 3.9. Cuarto de Transformación (Subestación Eléctrica UPS-G)

Fuente: Software Google SketchUp 7.



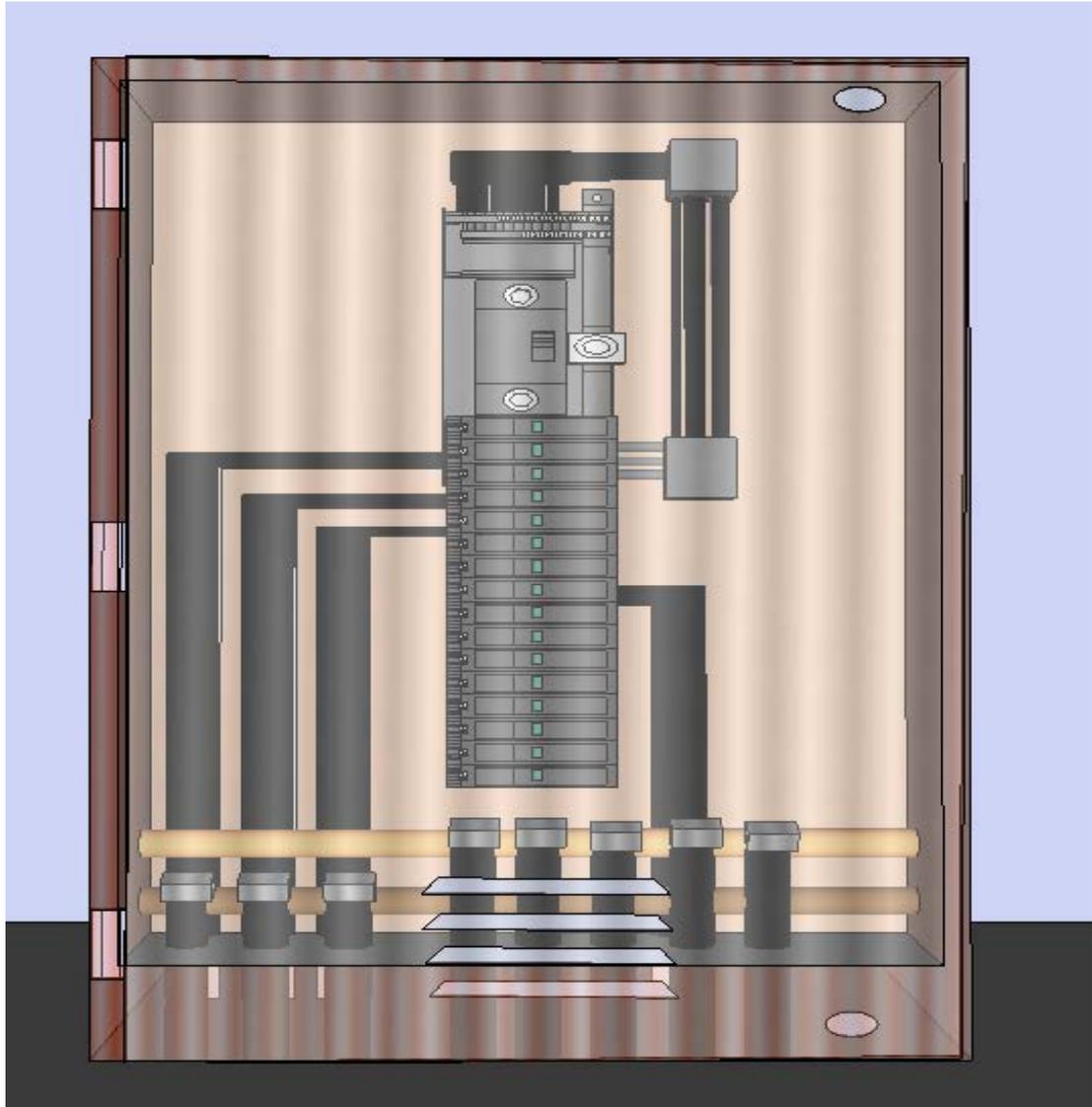
Diseño en 3D 3.10. Cuarto de Distribución (Subestación Eléctrica UPS-G)

Fuente: Software Google SketchUp 7.



Diseño en 3D 3.11. Cuarto de Distribución (Subestación Eléctrica UPS-G)

Fuente: Software Google SketchUp 7.



Diseño en 3D 3.12. Cuarto de Distribución (Subestación Eléctrica UPS-G)

Fuente: Software Google SketchUp 7.

3.2.1. Tablero de Medición Indirecta en Media Tensión

Gabinete metálico tipo modular fabricado en plancha negra de 1.5 o 2mm de espesor y acabado color RAL 7035, previa aplicación de pintura anticorrosiva con dimensiones: altura 2,20m., ancho 1,42m., profundidad 1,20m.

Aquí se encuentran ubicados los equipos de medición indirecta (transformadores de corriente: 3TC's y de potencial: 3PT's) que por parte de la Empresa Eléctrica nos facturan el consumo de energía mediante el siguiente contador electrónico:

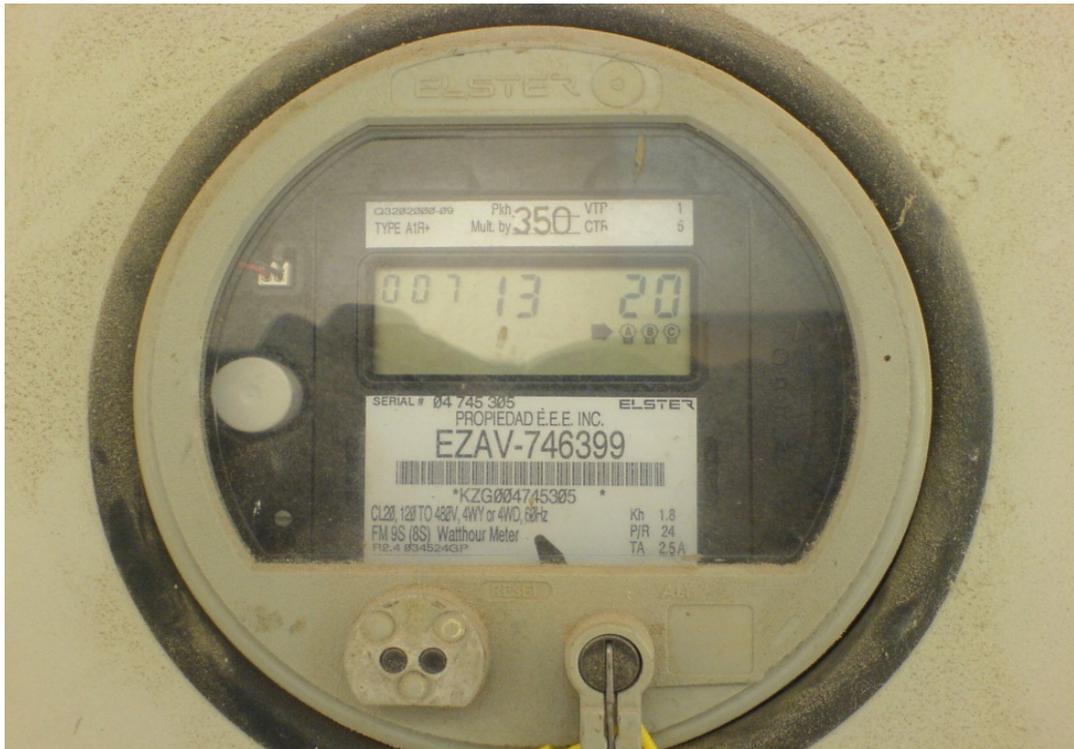


Foto 3.1. Medidor trifásico marca ELSTER, factor de multiplicación: 350

Fuente: Autor

3.2.2. Transformadores de Potencial (PT) (3 X 8400/120)

La función de un Transformador de Potencial, llamados PT's, es la de brindar mediante un primario devanado especialmente, o acople tipo capacitivo en otros modelos, una conexión segura con los circuitos de Alta Tensión, para reducir el voltaje y aislar galvánicamente su lado secundario y conectarse de forma segura con los circuitos de medida en el lado de baja tensión.

Generalmente los PT's tienen una potencia nominal muy baja y su único objetivo es suministrar una muestra de voltaje del sistema de potencia, para que se mida con instrumentos conectados a su secundario.

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

El primario de un transformador de potencial se conecta en paralelo con el circuito de potencia y en el secundario se conectan los instrumentos o aparatos de protección.

De esta forma se obtiene un aislamiento entre el lado de Alta tensión con respecto de los circuitos de Baja tensión donde están los voltímetros o instrumentos de medida, relés o controladores.



Foto 3.2. Transformador de potencial

Fuente: Autor

3.2.3. Transformadores de Corriente (CT) (3 X 25/5)

La función de un Transformador de Corriente, llamados CT's, es básicamente la de cumplir dos tareas:

1- Medir grandes valores de Amperaje, o altas magnitudes de Corriente, con aparatos de medida de bajo alcance o rango de trabajo. Esta función se cumple tanto en circuitos de Alta tensión, como en los circuitos de Baja Tensión. Ejemplo para medir la corriente en el lado de baja tensión (en 208 Voltios) de un transformador cuya capacidad sea de 500 KVA, se tiene una intensidad de 1390 Amperios, para este caso se utilizan los CT's, con amperímetros cuya bobina de corriente es para 5 Amperios.

2.- Brindar separación entre el circuito al cual se le mide la corriente con respecto de los instrumentos de medición. Esta segunda función es mucho más importante cuando se hace en Alta Tensión. Por lo cual existen diversos tipos constructivos para cumplir esta función, todos ellos brindando el aislamiento eléctrico requerido por seguridad.

En general se puede decir que los transformadores de corriente se utilizan para tomar muestras de corriente de la línea y reducirla a un nivel seguro y medible, para las gamas normalizadas de instrumentos, aparatos de medida, u otros dispositivos de medida y control.



Foto 3.3. Transformador de corriente

Fuente: Autor

3.2.4. Celda de Seccionador en Media Tensión.

Compuesta por los siguientes elementos:

Un gabinete metálico tipo modular fabricado en plancha negra de 1.5 o 2mm de espesor y acabado color RAL 7035, previa aplicación de pintura anticorrosiva con dimensiones: altura 2200mm., ancho 1210mm., profundidad 1200mm.

3.2.4.1. Seccionador Tipo AT 630-20F

Un Seccionador tripolar tipo AT-630-20F para operación bajo carga de 17,5kV y corriente nominal de 630 A. marca CELCO.

Seccionador de apertura bajo carga sin disparo tripolar con o sin base portafusible. Operación de apertura y cierre manual.

3.2.4.1.1. Partes del Mecanismo de Transmisión

La transmisión del giro de operación del seccionador se hace por medio de palancas como se muestra en la figura 3.1 y 3.2 las partes del mecanismo son:

NOMBRE DE LA PIEZA	REF	CANT
Palanca del seccionador	09 DTF	1
Palanca auxiliar mecanismo de accionamiento	11 DTF	1
Eje del mecanismo de accionamiento auxiliar	12 DTF	1
Palanca de accionamiento exterior	13 DTF	1
Eje principal del seccionador	42 DTF	1
Buje tope del eje auxiliar	50 DTF	1
Soporte eje auxiliar frontal	51 DTF	1
Soporte eje auxiliar posterior	52 DTF	1
Pasador para la palanca de accionamiento	53 DTF	2
Palanca tubo	54 DTF	1
Tuerca de 5/16" R.O.	72 DTF	2
Arandela plana de 3/8"	81 DTF	2
Pin de 1/8 por 1 1/2"	124 DTF	2

Tabla 3.1. Partes del Mecanismos de transmisión del seccionador tipo AT-630-20F.

Fuente: Catálogo CELCO LTDA.

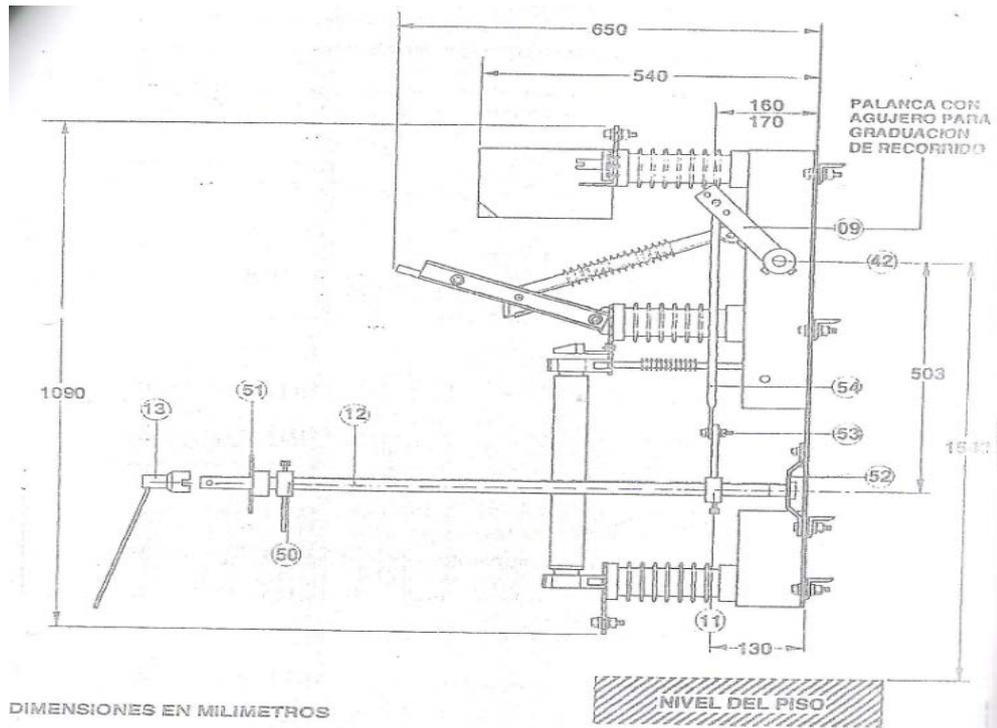


Figura 3.1. Transmisión del giro de operación del seccionador tipo AT-630-20F

Fuente: Catálogo CELCO LTDA.

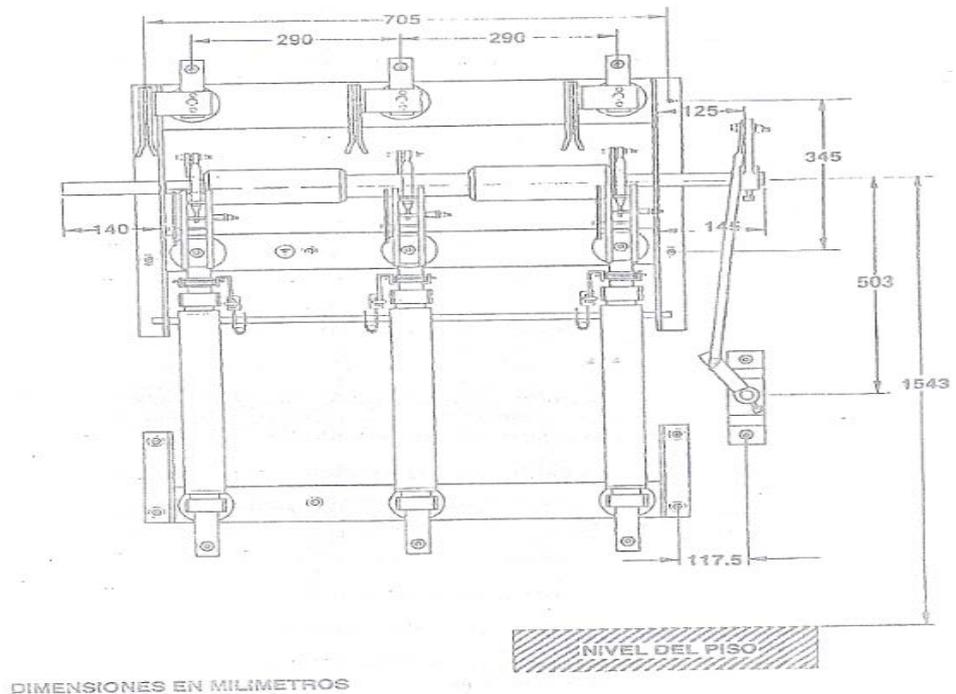


Figura 3.2. Transmisión del giro de operación del seccionador tipo AT-630-20F

Fuente: Catálogo CELCO LTDA.

3.2.4.1.2. Placas Indicadoras de las Operaciones

La dirección de operación del seccionador está ubicada por la placa de accionamiento anexo.

Para los seccionadores Ref. AT-400-20F, AT-400-20F/FC ver figura 3.3

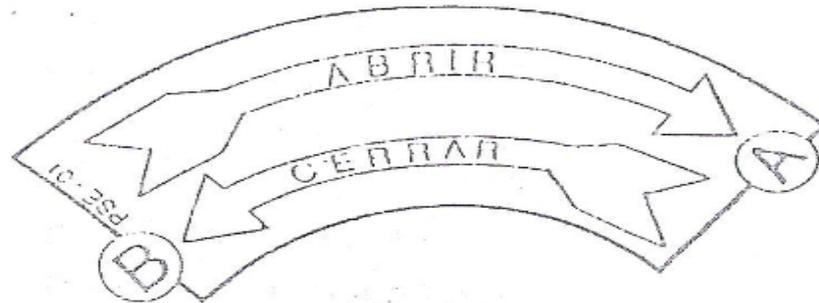


Figura 3.3. Placas indicadoras de las operaciones

Fuente: Catálogo CELCO LTDA.

Para los seccionadores Ref. AT-630-20DTF, AT-630-30DTF ver figura 3.4

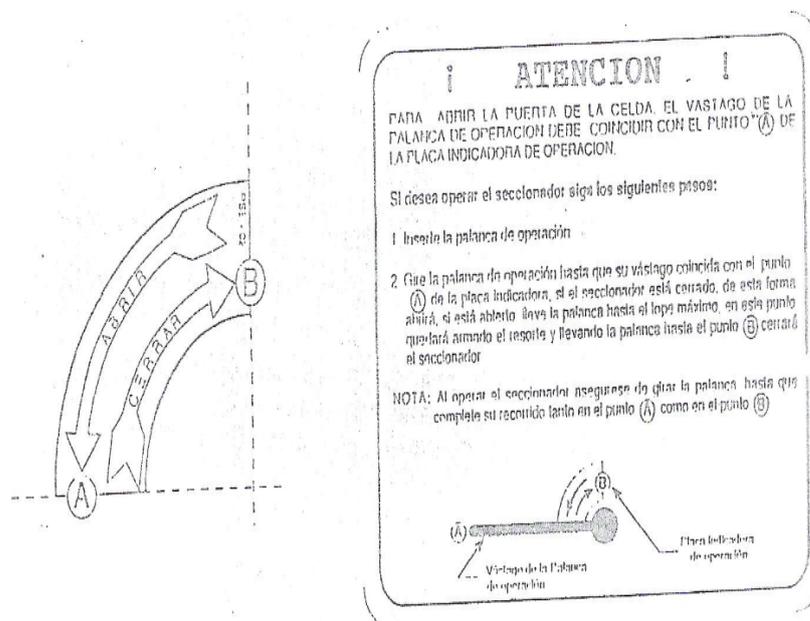


Figura 3.4. Placas indicadoras de las operaciones

Fuente: Catálogo CELCO LTDA.

3.2.4.1.3. Instrucciones Montaje Base Portafusible

La base portafusible del seccionador no se envía unida a él.

Para la ubicación de los puntos de sujeción de la base portafusible siga los siguientes pasos:

- 1.- Efectúe el montaje del seccionador y su mecanismo de operación de acuerdo a las dimensiones dadas en las figuras 3.5 y 3.6.
- 2.- Coloque la base portafusible sin hacer perforaciones aún y asegúrese de que esté correcto el alineamiento vertical de ella respecto al seccionador.
- 3.- Junto con el seccionador, se envían (2) platinas de graduación; cada una de ellas tiene dos pasadores (de ϕ 3/16") soldados en sus extremos a una distancia de 470mm entre centros. A su vez, las garras portafusibles tienen a su lado izquierdo un agujero de ϕ 3/16".
- 4.- Para hallar la distancia a la que se debe fijar la base portafusible coloque en los agujeros de las garras de las fases "R" y "T" una platina de graduación en cada una de ellas.
- 5.- Con las platinas colocadas en las garras portafusibles, y verificando contacto totalmente con la superficie de sujeción, marque los diámetros de los agujeros que posee la base portafusible.
- 6.- Ubique los centros de estos cuatro agujeros y perfore.
- 7.- Sujete la base portafusible con tornillos de ϕ 3/8" utilizando arandela plana y arandela de presión.

3.2.4.1.5. Mantenimiento

CARACTERÍSTICAS DE LAS GRASAS	
Sin jabón	
Penetración a 77 grados FH no trab.	260 - 310
Penetración a 77 grados FH trab.	260 - 310
Punto de goteo FH/centígrado	500 - 260
Visc. Aceite mineral CST a 100 grados C	30/33
Textura	Suave
Rango de operación grados C	-0,2259887

Tabla 3.2. Características de las grasas (Mantenimiento)

Fuente: Catálogo CELCO LTDA.

Después de 1000 operaciones, las partes que requieran cambio o que estén en condiciones anormales, deben ser reemplazadas o ajustadas. Las piezas en donde se presenta mayor rozamiento, o que tienen giro frecuente, deben ser lubricadas. Recomendamos una grasa consistente con grado NGLI N°2.

Para obtener un buen funcionamiento de los seccionadores es indispensable hacerles revisiones y limpieza periódicamente; se recomienda para ambientes salinos, engrasarlos y revisarlos en un tiempo NO MAYOR A UN AÑO.

En una revisión periódica los pasos a seguir son:

- a) Limpieza
- b) Operación de apertura
- c) Operación de cerrado
- d) Operación del disparo tripolar
- e) Revisión del ajuste de sus partes
- f) Engrase

NOTA: Es importante verificar que el seccionador este desenergizado para efectuar cualquier clase de inspección o mantenimiento.

3.2.4.1.6. Características del seccionador tipo AT 630-20F

- | | |
|---------------------------------|-------------------|
| 1. Tipo: AT 630-20F | DTF |
| 2. Serie: 060806 | Año: 2006 |
| 3. Ur: 17.5 KV Uw: 95/110 KV | Fr: 60 Hz. |
| 4. Ir: 630 A. Bc: 20 KA. | Ims: 52 KA. |
| 5. Rh: 38/45 KV n: 100 | NTC: 2131 y 3274 |
| 6. Certificación No. 01161 | Vigencia DIC/2007 |

Un mecanismo de energía almacenada a base de resortes, operado manualmente y con dispositivo de disparo tripolar por fusión de uno de los fusibles, marca ETI.

Tres (3) Fusibles tipo HH 24 Kv 63A. c. interruptiva 25 KA.

- | | |
|----------------------|--------------|
| 1. Un: 24 KV. | Imin: 178 A. |
| 2. In: 40 A. | I1: 50 KA. |
| 3. Striker Pin: 50 N | |

Un sistema de enclavamiento mecánico que impida la apertura de la puerta mientras el seccionador se encuentre cerrado.

Tapa-válvula para alivio de presión en caso de explosión en la celda, ubicada en el techo de la misma.



Foto 3.4. Fusible de seccionador tipo AT 630-20F

Fuente: Autor



Foto 3.5. Fusible de seccionador tipo AT 630-20F marca ETI

Fuente: Autor

3.2.5. Celda de Transformación

Compuesta de:

- Un gabinete metálico tipo modular fabricado en plancha negra de 1.5 o 2mm de espesor y acabado color RAL 7035, previa aplicación de pintura anticorrosiva con dimensiones: altura 2200mm., ancho 1430mm., profundidad 1200mm.
- Conjunto de rejillas para permitir la refrigeración natural del transformador.
- Un transformador de distribución trifásico en aceite con capacidad de 500 KVA, normas NTC 3445 y 3654, conexión Dyn5, refrigeración ONAN, voltaje primario 13.200V., voltaje secundario 208 V., 60 hz., montaje interior. El transformador marca INATRA.

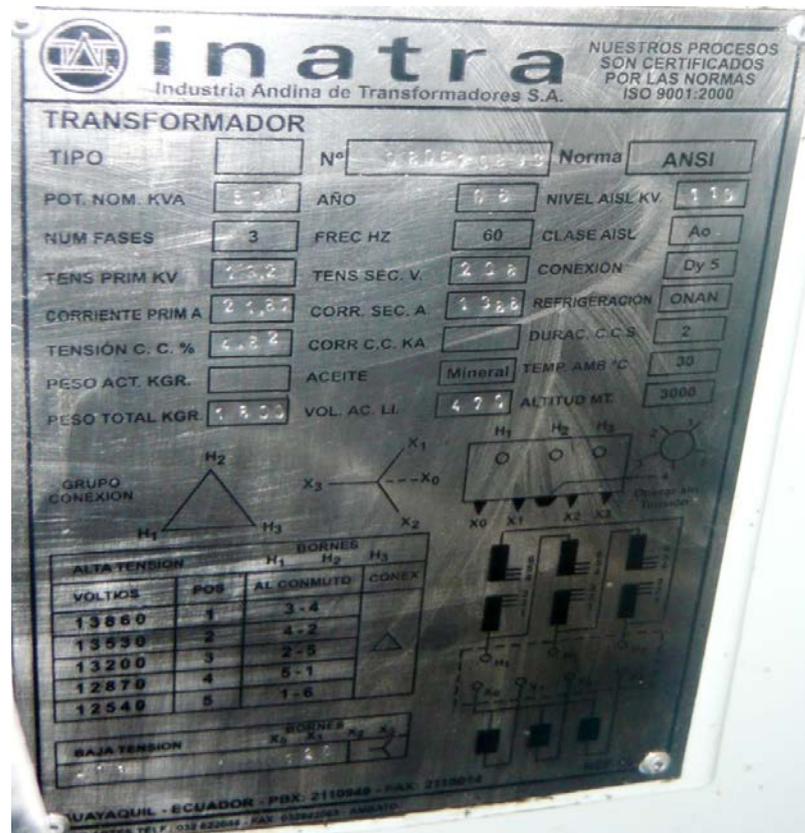


Foto 3.6. Placa de transformador de 500KVA marca INATRA

Fuente: Autor



Foto 3.7. Transformador trifásico de 500KVA

Fuente: Autor

3.3. Cuarto de Distribución para baja tensión.

Tablero distribución trifásico para 220V, 1600A., compuesto por:

- Un gabinete metálico tipo modular fabricado en plancha negra de 1.5 o 2mm de espesor y acabado color RAL 7035, previa aplicación de pintura anticorrosiva con dimensiones: altura 3520mm., ancho 3130mm., profundidad 4260mm.



Foto 3.8. Panel principal

Fuente: Autor

CAPÍTULO 4

4. Diseño de la Malla Puesta a Tierra de la Subestación Eléctrica del Nuevo Campus de la Universidad Politécnica Salesiana Sede Guayaquil

4.1. Medición de Tierra con el Fluke 1625 Kit por el Método de Wenner en la Subestación Eléctrica

La eficacia de los sistemas de conexión a tierra deben comprobarse usando instrumentos de prueba de toma de tierra como el 1625, que verifica la eficacia de este tipo de conexiones. El 1625 proporciona la solución perfecta, combinando la tecnología más avanzada en un instrumento compacto, absolutamente resistente y muy fácil de usar, en conclusión sirven para medir la resistividad del terreno.

La resistencia de tierra y la resistividad del terreno deben medirse al:

- Diseñar sistemas de puesta a tierra
- Instalar un nuevo sistema de puesta a tierra y equipos eléctricos
- Comprobar periódicamente sistemas de protección contra rayos y de puesta a tierra
- Instalar equipos eléctricos de gran tamaño, tales como transformadores, conmutadores de alta tensión, maquinaria, etc.



Fluke 1625

Figura 4.1. Medidor de resistencia de tierra

Fuente: www.fluke.com

4.1.1. Método de Wenner (Aplicación del Proyecto)

Este método de prueba fue desarrollado por el Dr. Frank Wenner of the US Bureau of Estándar en el año de 1915. Consiste en disponer de un equipo medidor de tierra de cuatro terminales al cual se conectan cuatro sondas de prueba espaciadas uniformemente a una distancia “a” sobre una línea recta, tal como se muestra en la figura 4.2.

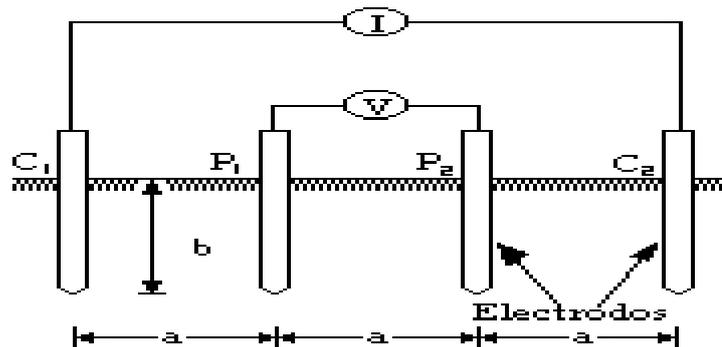


Figura 4.2. Método de Wenner

Fuente: MARTÍNEZ R, Juan. “Puesta a Tierra en Edificios y en Instalaciones Eléctricas”.

Las cuatro sondas de prueba se colocan dentro del suelo a una profundidad la cual normalmente no debe exceder la relación “a/20” y es generalmente limitada a 0.3 metros.

Las sondas externas son conectadas a los terminales de corriente (C1 y C2) del instrumento. Las sondas internas se conectan a los terminales de potencial (P1 y P2).

El método establece que si “R” es la resistencia aparente en ohmios para una separación “a” expresada en metros, entonces la resistividad aparente del suelo es dada por la expresión

$$\rho = \frac{4\pi aR}{1 + \frac{2a}{\sqrt{a^2 + 4b^2}} - \frac{a}{\sqrt{a^2 + b^2}}}$$

Si se hace el espaciamiento de los electrodos de prueba mucho mayor que la profundidad a la cual se instalan ($a \gg b$) la resistividad del terreno será expresada como:

$$\rho = 2 * \pi * a * R$$

donde:

ρ : Resistividad aparente del terreno en Ohmios-m

a: Espaciamiento en m de electrodos de prueba

R: Resistencia aparente del suelo

La resistividad obtenida como resultado de las ecuaciones representa la resistividad promedio de un hemisferio de terreno de un radio igual a la separación de los electrodos.

Como ejemplo, si la distancia entre electrodos a es de 3 metros, b es 0.15 m y la lectura del instrumento es de 0.43 ohms, la resistividad promedio del terreno a una profundidad de 3 metros, es de 8.141 ohm*m según la fórmula completa y de 8.105 ohms*m según la fórmula simplificada.

Se recomienda que se tomen lecturas en diferentes lugares y a 90 grados unas de otras para que no sean afectadas por estructuras metálicas subterráneas. Y, que con ellas se obtenga el promedio.

4.1.2. Método de Wenner (Procedimiento de Medición)

El procedimiento de medición fue el siguiente:

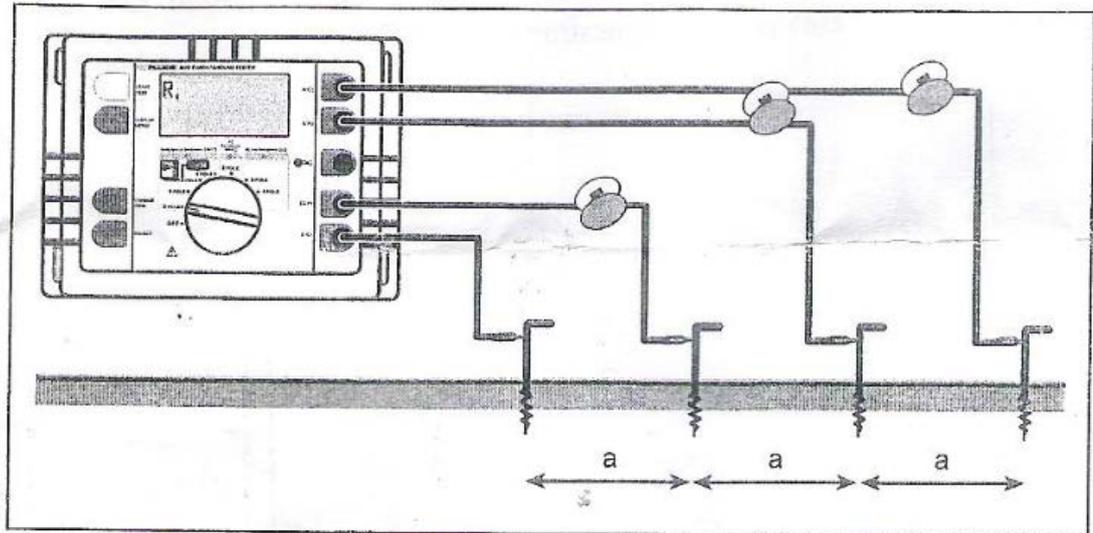


Figura 4.3. Medición de la resistividad del terreno

Fuente: Manual Fluke 1625 Kit.

1) Cuatro puntas de masa de la misma longitud se colocan en el terreno en línea recta y separados a distancias iguales entre sí. Las puntas de masa no deben enterrarse más profundamente que un máximo de $1/3$ de "a".

2) Gire el selector giratorio central hasta la posición "R_E 4pole".

El cableado del instrumento debe realizarse de acuerdo con la imagen y las advertencias que aparezcan en la pantalla.

Un destello de los símbolos de conexión , señala una conexión incorrecta o incompleta del cable que se está midiendo.

3) Presione el botón "START TEST".

4) Lea el valor medido de R_E

5) A partir del valor de resistencia R_E, se calcula la resistividad del terreno según la ecuación:

$$\rho = 2 * \pi * a * R$$

donde:

ρ : Resistividad aparente del terreno en Ohmios-metros

a: Espaciamiento en metros de electrodos de prueba

R: Resistencia aparente del suelo

El método de medición según Wenner determina la resistividad del terreno a una profundidad de, aproximadamente, la distancia “a” entre dos puntas de masa. Si se aumenta “a”, se pueden medir y comprobar la homogeneidad de estratos más profundos. Cambiando “a” varias veces, se puede medir un perfil a partir del cual es posible determinar un electrodo de masa adecuado.

6) Y los resultados fueron los siguientes:

a	Primera Prueba		Segunda Prueba		Tercera Prueba		Resistividad Promedio
	R (Ω)	$\rho(\Omega \text{ m})$	R (Ω)	$\rho(\Omega \text{ m})$	R (Ω)	$\rho(\Omega \text{ m})$	$\rho(\Omega \text{ m})$
1	9,71	61,00987	9,75	61,2612	9,7	60,94704	61,072704
1,5	6,47	60,97846	6,42	60,50722	6,4	60,31872	60,601464
2	3,09	38,83018	3,05	38,32752	3,08	38,70451	38,620736
2,5	1,83	28,74564	1,8	28,2744	1,8	28,2744	28,43148
3	0,72	13,57171	0,68	12,81773	0,73	13,76021	13,383216
3,5	0,4	8,79648	0,45	9,89604	0,41	9,016392	9,236304
4	0,27	6,785856	0,25	6,2832	0,28	7,037184	6,70208
4,5	0,18	5,089392	0,16	4,523904	0,19	5,372136	4,995144
5	0,15	4,7124	0,14	4,39824	0,16	5,02656	4,7124

Tabla 4.1. Relación entre distancia, resistencia y resistividad

Fuente: Autor

4.2. Cálculo Teórico de la Resistividad por el Modelo de Suelo a Dos Capas

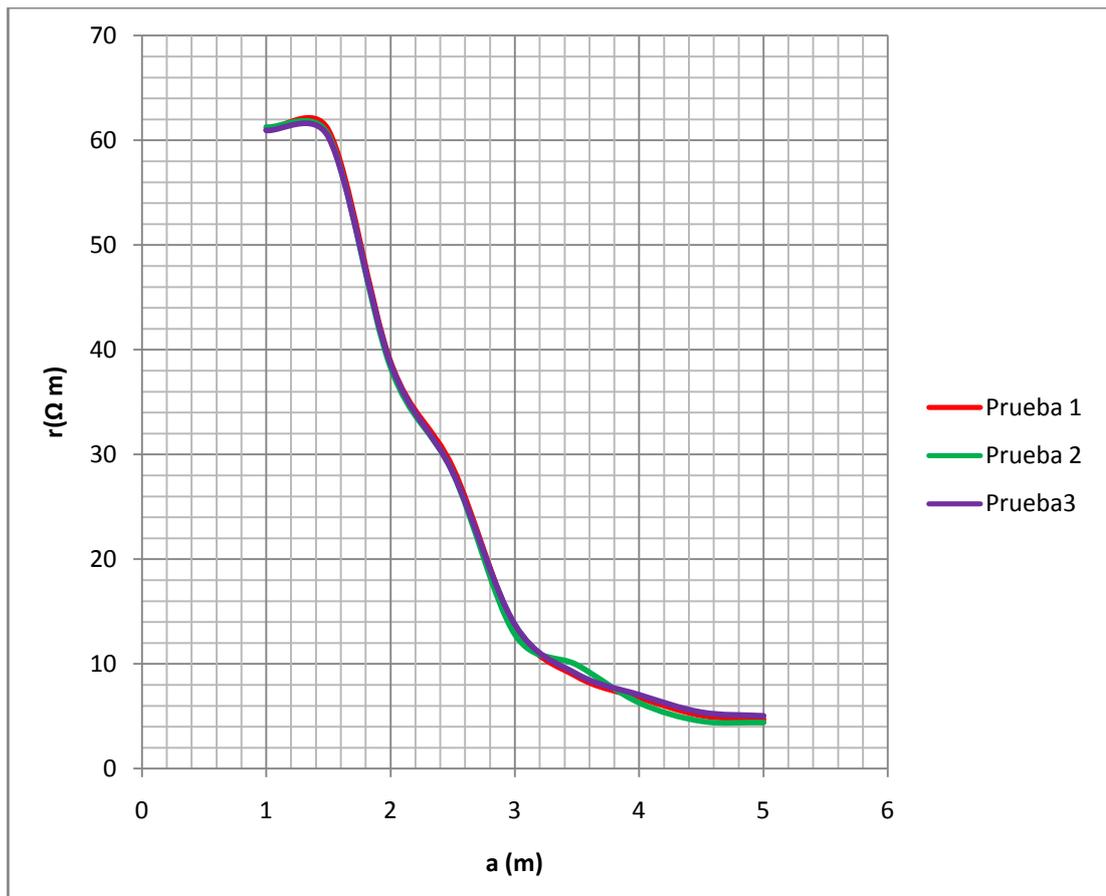
Un modelo 2 capas representa al suelo conformado por una capa superior de resistividad ρ_1 y profundidad h y una capa inferior de resistividad ρ_2 y profundidad infinita.

ρ_1 : Resistividad de la capa superficial en ohm-m

ρ_2 : Resistividad de la capa inferior en ohm-m

El procedimiento de cálculo fue el siguiente:

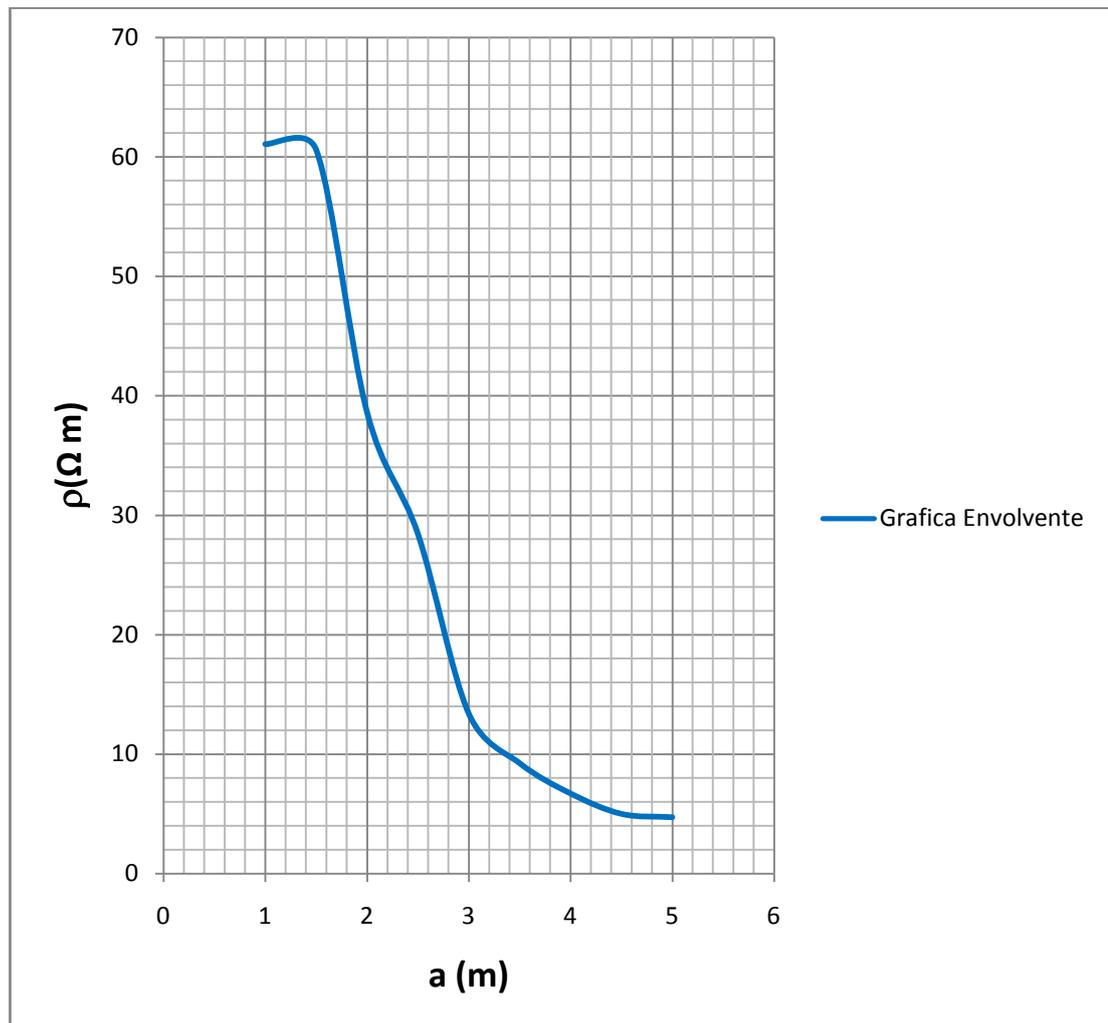
- 1) Graficar las curvas de la 3 pruebas de Resistividad vs. Espaciamiento (Ver Tabla 4.1).



Grafica 4.1. Curva de Resistividad vs. Espaciamiento

Fuente: Autor

2) Graficar la curva promedio de Resistividad vs. Espaciamiento (Ver Tabla 4.1)



Gráfica 4.2. Curva de Resistividad Promedio vs. Espaciamiento

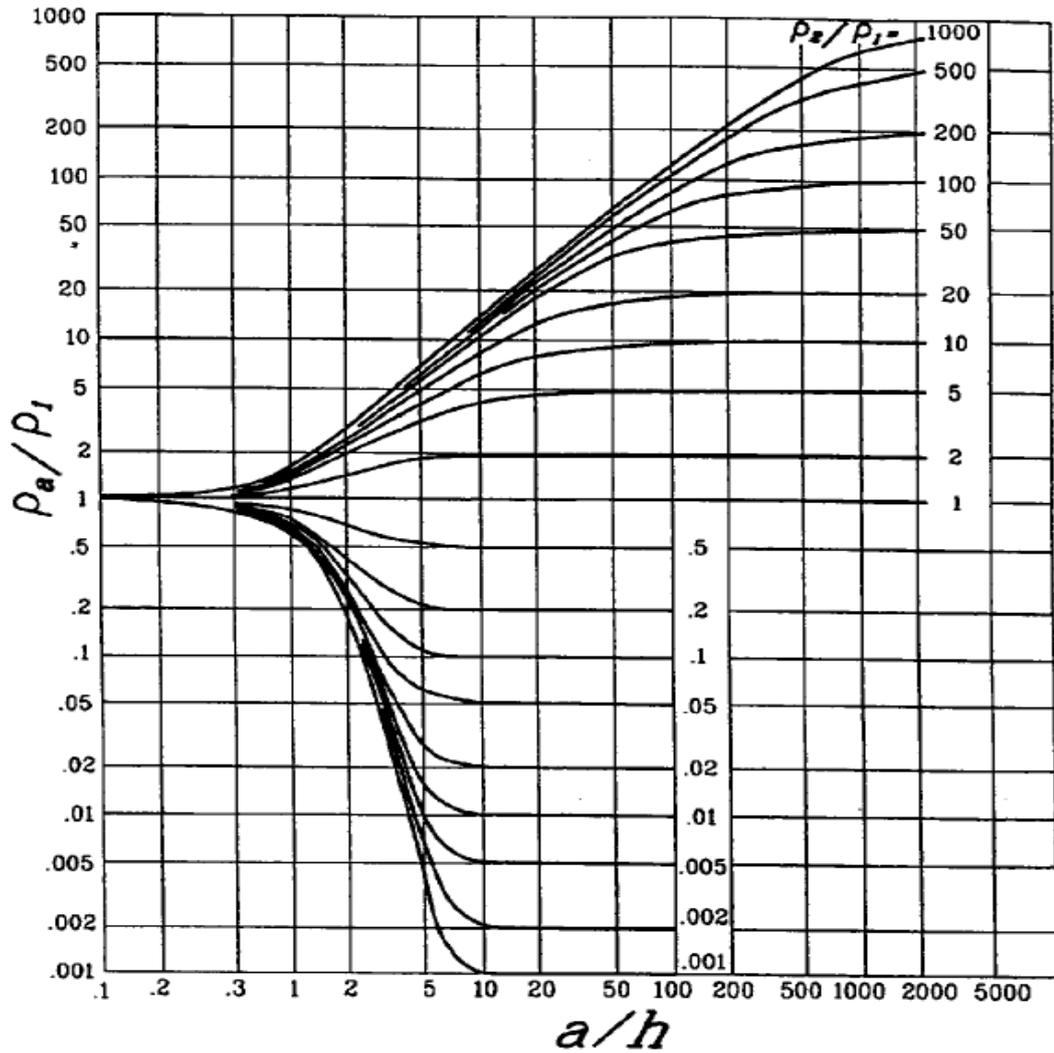
Fuente: Autor

3) El valor de ρ_1 es asignado al valor de menor espaciamiento y ρ_2 al valor de mayor espaciamiento

$$\rho_1 = 61,07 \Omega\text{m}$$

$$\rho_2 = 4,71 \Omega\text{m}$$

4) Se calcula la relación ρ_2 / ρ_1 y se selecciono una curva la cual coincida con el resultado.



Gráfica 4.3. Relación ρ_2/ρ_1 .

Fuente: Ing. Juvencio Molina A. "Aspectos Teóricos y Prácticos de Sistemas de Puesta a Tierra".

5) Se selecciono el valor de ρ_a / ρ_1 sobre el eje "y" de la nueva curva asociada a la relación ρ_2 / ρ_1 . El valor que se seleccionó debió obtenerse en la región de pendiente de curva.

$$\rho_a / \rho_1 = 0,4$$

6) Se obtuvo, sobre el eje "x" el valor de la relación a/h sobre el eje "x"

$$a/h = 2$$

7) Se calculo ρ_a multiplicando el valor obtenido de ρ_a / ρ_1 por ρ_1

$$\rho_a = \rho_a / \rho_1 * \rho_1$$

$$\rho_a = (0.4) * (61,07)$$

$$\rho_a = 24,50 \Omega m$$

8) Se obtuvo el espaciamento “a” sobre la curva de resistividad promedio (Ver Grafica 4.2)

$$a = 2,6 \text{ m}$$

9) Calculando el valor de la relación a/h se calculo la profundidad “h” de la capa superficial.

$$a/h = 2$$

$$h = a/2$$

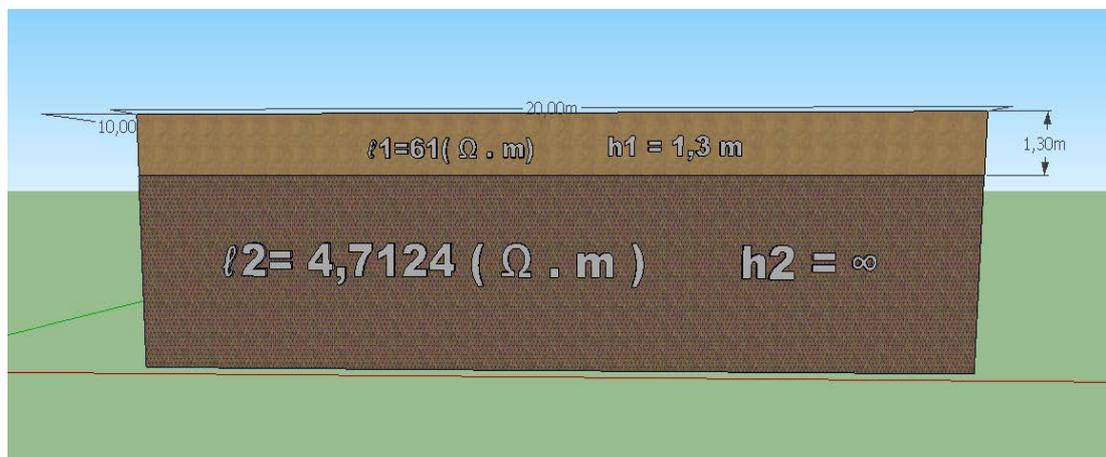
$$h = 2,6m/2$$

$$h = 1,3m$$

Entonces:

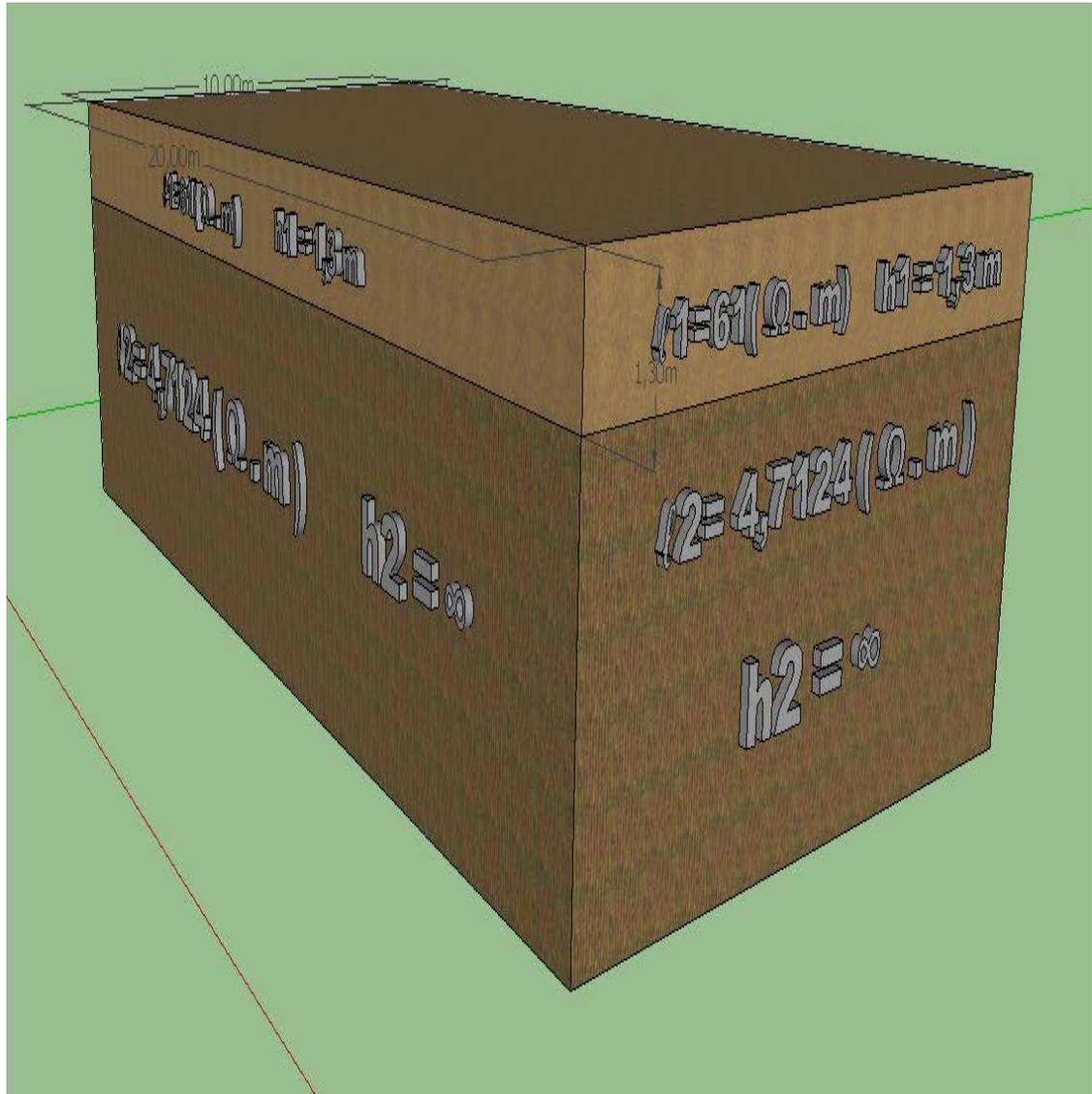
$$\rho_1 = 61,07 \Omega m; h = 1,3m$$

$$\rho_2 = 4,71 \Omega m; h = \text{indefinida}$$



Diseño en 3D 4.1. Modelo de Suelo a Dos Capas (Subestación Eléctrica UPS-G)

Fuente: Software Google SketchUp 7.



Diseño en 3D 4.2. Modelo de Suelo a Dos Capas (Subestación Eléctrica UPS-G)

Fuente: Software Google SketchUp 7.

4.3. Calculo Teórico de la Corriente de Corto Circuito (Icc)

Calcular la corriente de corto circuito para un transformador de 500KVA trifásico, con impedancia de un 4,82% y un voltaje de 208V en el secundario.

La corriente máxima en el secundario (Isec) será:

$$I_{sec} = \frac{KVA \times 1000}{KK \sqrt{3} \times E}$$

$$I_{sec} = (500 * 1000) \div (KK \sqrt[2]{3} * 208)$$

$$I_{sec} = 1387,861 \text{ A}$$

En donde:

KVA= Potencia del Transformador

E = Voltaje del Transformador

La corriente de cortocircuito simétrica máxima ($I_{cc\text{máx}}$) será:

$$I_{cc\text{máx}} = ((100\%) \div (Z\%)) * I_{sec}$$

$$I_{cc\text{máx}} = ((100\%) \div (4,82\%)) * 1387,861 \text{ A}$$

$$I_{cc\text{máx}} = 28793,79 \text{ Amp Simétricos}$$

La corriente de cortocircuito asimétrica máxima ($I_{cc\text{asím}}$) será:

$$I_{cc\text{asím}} = I_{cc\text{máx}} * \text{Fasím}$$

Fasím = Factor de asimetría = 1.25 (factor que depende de la relación X/R en el punto de falla).

$$I_{cc\text{asím}} = I_{cc\text{máx}} * 1.25$$

$$I_{cc\text{asím}} = 28793,79 * 1,25$$

$$I_{cc\text{asím}} = 35992,24 \text{ Amp asimétricos}$$

4.4. Calculo de la Malla de Puesta a Tierra

Realizamos un pequeño software en Excel para sacar los resultados.

Tenemos los siguientes datos:

Dimensiones del Area = 200m^2

Corriente Maxima de Falla = 28793,79 A

Nivel de Tension (primario) = 13,2 KV

Resistividad del Suelo = 61 ($\Omega * \text{m}$)

Tiempo Maximo de Falla = 0,0005 seg

Resistividad de la Superficie = 2500 ($\Omega * \text{m}$)

1) Selección del conductor (Ac)

$$Ac = I \left(\frac{33t}{\log \left(\frac{T_m - T_a}{234 + T_a} + 1 \right)} \right)^{1/2}$$

Sea $T_a = 30^\circ$ (Temperatura ambiente)

$T_m = 450^\circ$ (Temperatura máxima en los nodos de la malla)

$$Ac = 5867,843133 \text{ CM}$$

$$1 \text{ cm} = 5 \cdot 10^{-4}, \quad 5867,843133 = 2,933921567 \text{ mm}^2$$

La norma ANSI/IEEE Std 80-1986 recomienda como calibre mínimo el AWG número 4/0.

$$\phi \text{ 4/0 AWG} = 13,3 \text{ mm}$$

$$\phi \text{ 4/0 AWG} = 0,0113 \text{ m}$$

$$r \text{ 4/0 AWG} = 0,00665 \text{ m}$$

2) Elección de la malla

Se tiene cuadrados de 2 metros por lo tanto:

$$A = 20 \text{ m}$$

$$B = 10 \text{ m}$$

$$n = 6$$

$$m = 11$$

$$D = 2 \text{ m}$$

El conductor se enterrará a 0,70 m

$$h = 0,7 \text{ m}$$

La longitud total del conductor esta dada por:

$$L = (n \cdot A) + (m \cdot B)$$

$$L = 230\text{m}$$

3) Cálculo del factor K_m

$$K_m = \frac{1}{2\pi} \ln \left(\frac{D^2}{16hd} \right) + \frac{1}{\pi} \ln \left[\frac{3}{4} \times \frac{5}{6} \times \frac{7}{8} \dots \frac{2n-3}{2(n-1)} \right]$$

$$K_m = 0,298030483$$

4) Cálculo del factor K_i

$$K_i = 0.656 + 0.172n$$

$$K_i = 1,182$$

5) Cálculo del factor K_s

$$k_s = \frac{1}{\pi} \left(\frac{1}{2h} + \frac{1}{D+h} + \frac{1}{2D} + \frac{1}{3D} + \dots \right)$$

$$K_s = 0,549505598$$

6) Cálculo de las Tensiones Permisibles de Paso (V_p) y Toque (V_t)

$$V_p = 119182,423\text{V}$$

$$V_t = 35329,874 \text{ V}$$

Los valores reales son:

$$V_p = 7058,28101 \text{ V}$$

$$V_t = 3828,13734 \text{ V}$$

Si se cumple que $V_{preal} < V_{ppermissible}$ se continua con el calculo de malla

Si se cumple que $V_{treal} < V_{tpermissible}$ se continua con el calculo de malla

7) Método de Laurent y Niema

$$R = 0,443\rho \left(\frac{1}{\sqrt{A\gamma}} + \frac{1}{L} \right)$$

Donde:

R = Resistencia en ohmios

$A\gamma$ = Area de la malla de puesta a tierra en m^2

L = Longitud total del conductor en m

ρ = Resistividad del suelo (Ω -m)

$$R = 2,02830596 \Omega$$

8) Cálculo de Resistencia por Método de Dwight (Rs)

$$R_s = \frac{\rho}{2\pi L'} \left(\ln\left(\frac{2L'}{r}\right) + \ln\left(\frac{L'}{h}\right) + \frac{2h}{L'} - \frac{h^2}{(L')^2} - 2 \right)$$

Donde:

R_s = Resistencia de puesta a tierra de un solo conductor en Ω

ρ = Resistividad del suelo (Ω -m)

L' = Longitud del conductor en m

h = Profundidad de enterramiento del conductor en m

r = Radio del conductor en m

$$R_s = 5,57664891 \Omega$$

$$E = 2,191D = 2,191 \cdot 2 = 4,382\text{m}$$

9) Cálculo de Resistencia (Ra)

$$R_a = \frac{\rho}{2\pi L'} \left(\ln \left(\frac{4L'}{E} \right) + \ln \left(\frac{E}{2L} \right) \frac{E^2}{16(L')^2} - 1 \right)$$

Donde:

Ra = Resistencia mutua en Ω

E = Espaciamiento equivalente entre un conductor y los demás en m

$$R_a = 0,92127701 \Omega$$

10) Cálculo de Resistencia Real (Rc)

$$R_c = R_s + (n-1)R_a$$

Donde:

Rc = Resistencia total de un conductor

$$R_c = 10,1830339 \Omega$$

11) Cálculo de Resistencia de n Conductores (Rcn)

$$R_{cn} = \frac{R_c}{n}$$

Donde:

R_{cn} = Resistencia de n conductores en Ω

$$R_{cn} = 1,69717232 \Omega$$

12) Cálculo de Resistencia de un Solo Conductor (R_{su})

$$R_s = \frac{\rho}{2\pi L'} \left(\ln\left(\frac{2L'}{r}\right) + \ln\left(\frac{L'}{h}\right) + \frac{2h}{L'} \frac{h^2}{(L')^2} - 2 \right)$$

Donde:

R_{su} = Resistencia de un solo conductor de unión en Ω

ρ = Resistividad del suelo (Ω-m)

L' = Longitud del conductor en m

h = Profundidad de enterramiento del conductor en m

r = Radio del conductor en m

$$R_{su} = 8,43531933 \Omega$$

$$E = 2,430D = 2,430 * 2 = 4,86 \text{ m}$$

13) Cálculo de Resistencia Mutua de Conductores de Unión (R_{au})

$$R_a = \frac{\rho}{2\pi L'} \left(\ln\left(\frac{4L'}{E}\right) + \ln\left(\frac{E}{2L}\right) \frac{E^2}{16(L')^2} - 1 \right)$$

Donde:

R_{au} = Resistencia mutua de conductores de unión en Ω

E = Espaciamiento equivalente entre un conductor y los demás en m

$$R_{au} = 1,05526689 \Omega$$

14) Cálculo de Resistencia Mutua de Conductores y Conductores Transversales de Unión (Ram)

$$R_{am} = (m-1)R_{au} + (n-1)R_a$$

Donde:

Ram = Resistencia Mutua de Conductores y Conductores Transversales de Unión en (Ω)

$$R_{am} = 15,1590539 \Omega$$

15) Cálculo de Resistencia Total de un Solo Conductor de Unión (Rcu)

$$R_{cu} = R_{su} + R_{am}$$

Donde:

Rcu = Resistencia total de un solo conductor de unión en Ω

$$R_{cu} = 23,5943732 \Omega$$

16) Cálculo de Resistencia de m Conductores (Rcm)

$$R_{cm} = \frac{R_{cu}}{m}$$

Donde:

Rcm = Resistencia de m conductores en Ω

$$R_{cm} = 2,14494302 \Omega$$

17) Cálculo de Resistencia Total de la Malla (Rmalla)

$$R = \frac{R_{cn} * R_{cm}}{R_{cn} + R_{cm}}$$

$$R_{malla} = 0,94748273 \Omega$$

Por lo tanto la disposición asumida de garantía tanto de tener los voltajes de paso y toque dentro de los permisibles como de que su resistencia es menor que el máximo aceptado

4.5. Cálculo de la Malla Realizado en Excel

A continuación el software realizado en Excel:

DATOS	
Dimensiones del Area (m ²)	200
Corriente Maxima de Falla (Amp)	28793,79
Nivel de Tension (primario) (KV)	13,2
Resistividad del Suelo (Ω*m)	61
Resistividad de la Superficie (Ω*m)	2500
Tiempo Maximo de Falla (mseg)	0,0005

Tabla 4.2. Datos del Calculo de Malla a Tierra

Fuente: Autor.

1) SELECCION DEL CONDUCTOR (AC)	
AC=	5867,843133 CM
1cm=	0,0005 mm ²
AC=	2,933921567 mm ²
Conductor a Utilizar es el 4/0 AWG	
Ø 4/0 AWG=	13,3 mm
Ø 4/0 AWG=	0,0133 m
r 4/0 AWG=	0,00665 m

Tabla 4.3. Selección del conductor de Malla a Tierra

Fuente: Autor.

2) ELECCION DE LA MALLA	
Tenemos cuadrados de 2 metros	
Por lo tanto:	
A=	20 m
B=	10 m
n=	6
m=	11
D=	2 m
h=	0,7 m
d=	0,0133 m
L=	230 m

Tabla 4.4. Elección de la Malla a Tierra

Fuente: Autor.

3) CALCULO DEL FACTOR Km	
Km=	0,298030483

Tabla 4.5. Factor Km de la Malla a Tierra

Fuente: Autor.

4) CALCULO DEL FACTOR Ki	
Ki=	1,682

Tabla 4.6. Factor Ki de la Malla a Tierra

Fuente: Autor.

5) CALCULO DEL FACTOR Ks	
Ks=	0,549505598

Tabla 4.7. Factor Ks de la Malla a Tierra

Fuente: Autor.

6) CALCULO DE LAS TENSIONES PERMISIBLES DE PASO (Vp) Y TOQUE (Vt)	
Vp=	119182,423 V
Vt=	35329,874 V
Los valores reales son:	
Vp=	7058,28101 V
Vt=	3828,13734 V

Tabla 4.8. Voltajes de Paso y Toque de la Malla a Tierra

Fuente: Autor.

7) METODO DE LAURENT Y NIEMANN	
R=	2,02830596 Ω

Tabla 4.9. Metodo de Laurent y Niemann de la Malla a Tierra

Fuente: Autor.

8) CALCULO DE RESISTENCIA POR METODO DE DWIGHT (Rs)	
Rs=	5,57664891 Ω
E=	4,382 m

Tabla 4.10. Resistencia por Metodo de Dwinght de la Malla a Tierra

Fuente: Autor.

9) CALCULO DE RESISTENCIA (Ra)	
Ra=	0,92127701 Ω

Tabla 4.11. Resistencia Ra de la Malla a Tierra

Fuente: Autor.

10) CALCULO DE RESISTENCIA REAL (Rc)	
Rc=	10,1830339 Ω

Tabla 4.12. Resistencia Real de la Malla a Tierra

Fuente: Autor.

11) CALCULO DE RESISTENCIA DE n CONDUCTORES (Rcn)	
Rcn=	1,69717232 Ω

Tabla 4.13. Resistencia de n Conductores de la Malla a Tierra

Fuente: Autor.

12) CALCULO DE RESISTENCIA DE UN SOLO CONDUCTOR (Rsu)	
Rsu=	8,43531933 Ω
E=	4,86 m

Tabla 4.14. Resistencia de un Solo Conductor de la Malla a Tierra

Fuente: Autor.

13) CALCULO DE RESISTENCIA MUTUA DE CONDUCTORES DE UNION (Rau)					
Rau=	1,05526689	Ω			

Tabla 4.15. Resistencia Mutua de Conductores de Unión de la Malla a Tierra

Fuente: Autor.

14) CALCULO DE RESISTENCIA MUTUA DE CONDUCTORES Y CONDUCTORES TRANSVERSALES DE UNION (Ram)					
Ram=	15,1590539	Ω			

Tabla 4.16. Resistencia Mutua de Conductores y Conductores Transversales de Unión de la Malla a Tierra

Fuente: Autor.

15) CALCULO DE RESISTENCIA TOTAL DE UN SOLO CONDUCTOR DE UNION (Rcu)					
Rcu=	23,5943732	Ω			

Tabla 4.17. Resistencia Total de un Solo Conductor de Unión de la Malla a Tierra

Fuente: Autor.

16) CALCULO DE RESISTENCIA DE m CONDUCTORES (Rcm)					
Rcm=	2,14494302	Ω			

Tabla 4.18. Resistencia de m Conductores de la Malla a Tierra

Fuente: Autor.

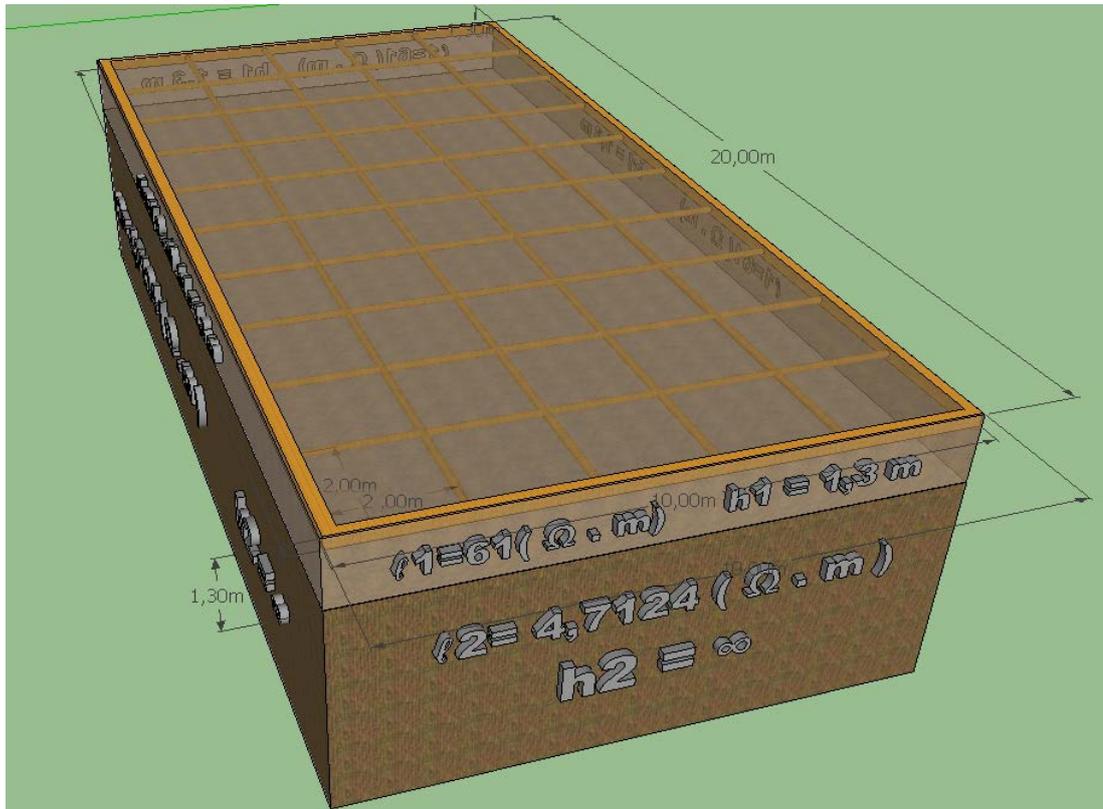
17) CALCULO DE RESISTENCIA TOTAL DE LA MALLA (Rmalla)					
Rmalla	0,94748273	Ω			

Tabla 4.19. Resistencia Total de la Malla a Tierra

Fuente: Autor.

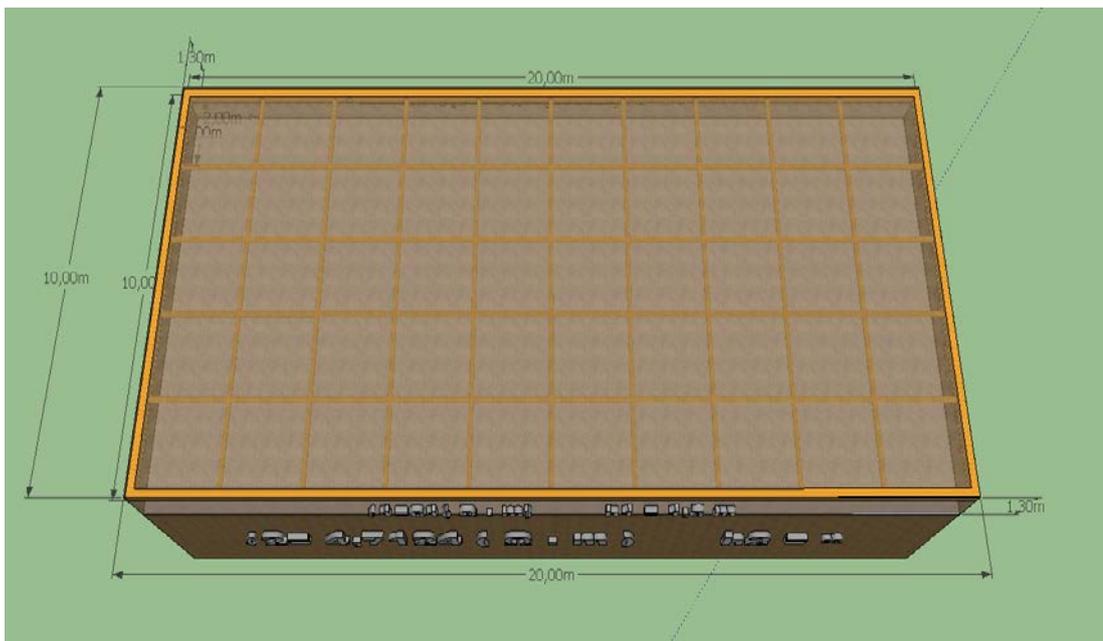
Por lo tanto la disposicion asumida de garantia tanto de tener los voltajes de paso y toque dentro de los permisibles como de que su resistencia es menor que el maximo aceptado

4.6. Diseño de la Malla de Puesta a Tierra



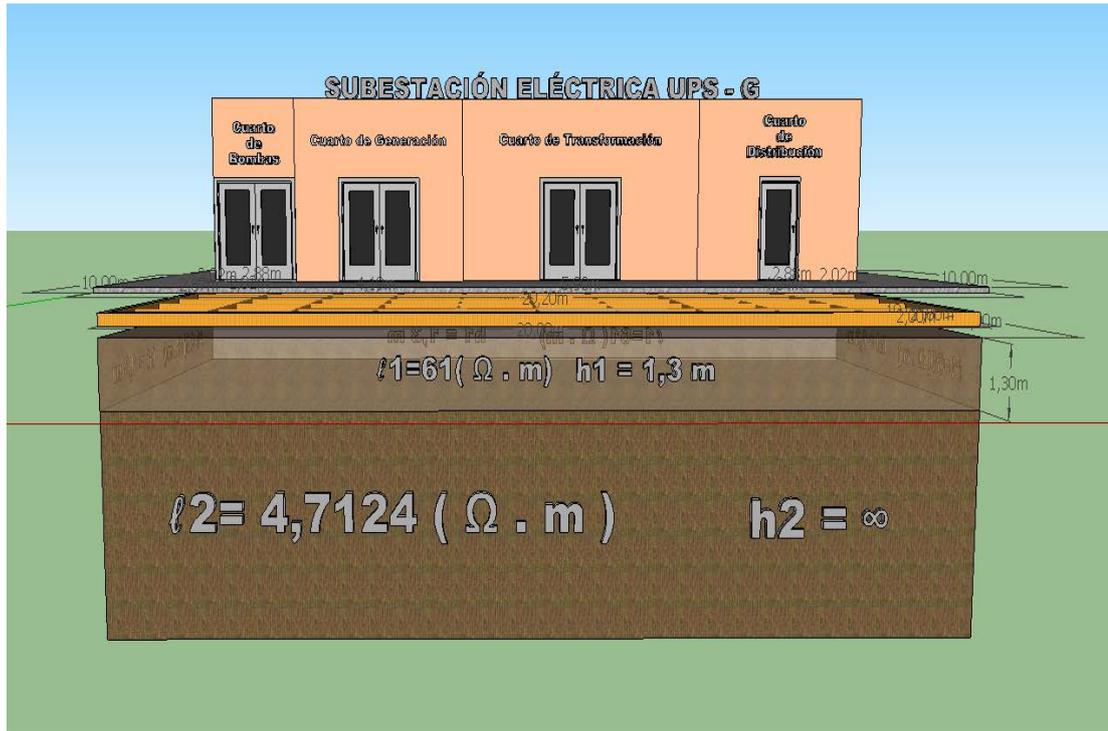
Diseño en 3D 4.3. Diseño de la Malla Puesta a Tierra (Subestación Eléctrica UPS-G)

Fuente: Software Google SketchUp 7.



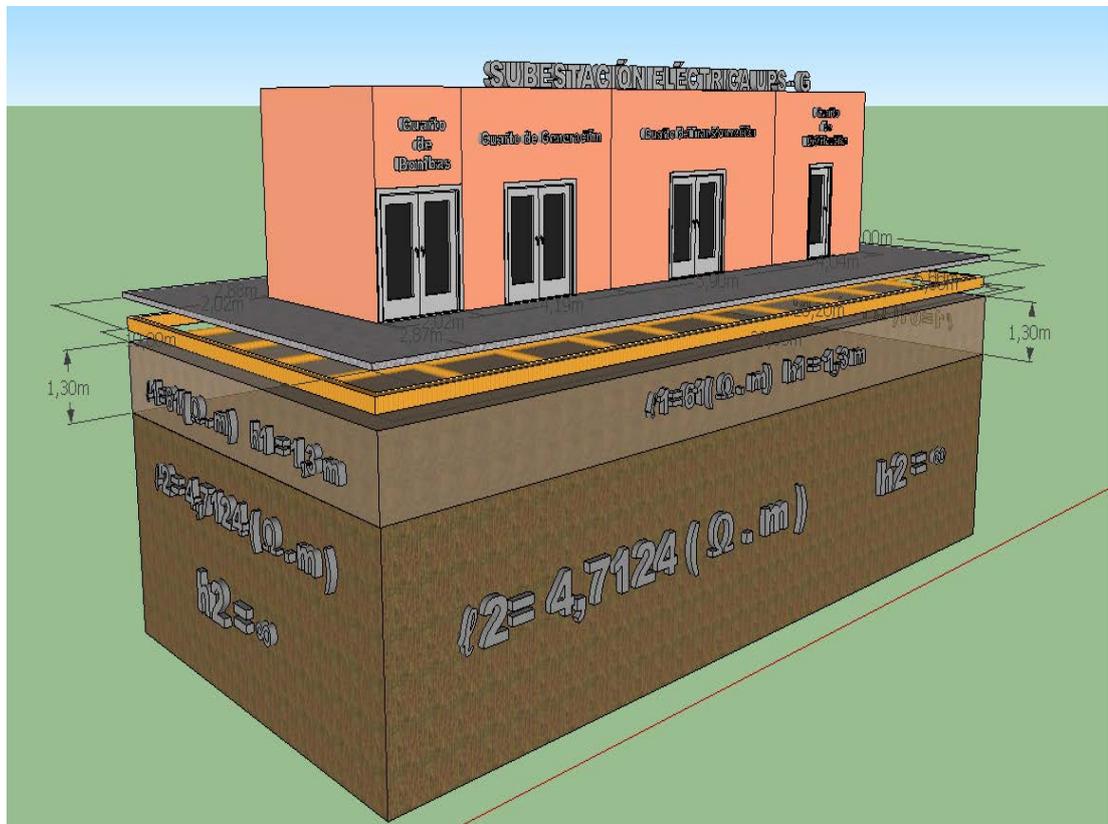
Diseño en 3D 4.4. Diseño de la Malla Puesta a Tierra (Subestación Eléctrica UPS-G)

Fuente: Software Google SketchUp 7.



Diseño en 3D 4.5. Diseño de la Malla Puesta a Tierra (Subestación Eléctrica UPS-G)

Fuente: Software Google SketchUp 7.



Diseño en 3D 4.6. Diseño de la Malla Puesta a Tierra (Subestación Eléctrica UPS-G)

Fuente: Software Google SketchUp 7.

CAPÍTULO 5

5. Conclusiones y Recomendaciones

5.1. Conclusiones

1. Las condiciones del terreno, del medio ambiente o temperatura y principalmente de la estacionalidad del año influyen directamente en el valor medido de la resistividad del suelo, es decir se comporta muy variable con respecto a estas características, así en días calurosos (valores altos), con humedad o lluviosos (valores bajos).
2. El sector del nuevo Campus tiene suelos con valores de resistividad relativamente medios, con un promedio de resistividad de $61\Omega\cdot m$, determinados en 3 casos de mediciones distribuidos alrededor de la orilla del Río Guayas.
3. Al efectuar las mediciones de resistividad se pudo observar también que mientras se aumentó la distancia entre cada pica de medición, disminuyó la resistividad del terreno, esta acción es inversamente proporcional.
4. El diseño y el cálculo de la resistencia realizado para la Subestación Eléctrica presenta una resistencia de puesta a tierra de $0,95\ \Omega$ cumpliendo con la norma según CEN Covenin 200 para puestas a tierra que debe ser menor a 25Ω .
5. Para una Subestación Eléctrica la máxima resistencia de tierra no debe de pasar los 5 ohmios.
6. Con la finalidad de disminuir los picos de voltajes (ya sean de contacto o de paso), reduciendo así el peligro en el área de la malla se aumentan el número de varillas, elevándose al mismo tiempo los costos de diseño, es así que en este caso los costos son sumamente superiores a los calculados para pequeñas puestas a tierra.

5.2. Recomendaciones

1. Se sugiere realizar cursos de capacitación en sistemas de puesta a tierra ya que es necesario conocer las diversas técnicas de medición de resistividad o de resistencia y también para poder manejar los nuevos instrumentos de medida que están en el mercado para la correcta utilización de los mismos.
2. Un bajo valor de resistencia de puesta a tierra es siempre deseable para disminuir el máximo potencial de tierra, por tanto al diseñar un sistema de puesta a tierra, es fundamental determinar tensiones máximas aplicadas al ser humano en caso de falla.
3. Para las mediciones de resistividad es recomendable utilizar el método de Wenner, debido a que sus resultados son confiables siempre y cuando los electrodos auxiliares estén enterrados a una profundidad aceptable entre 30 y 50 cm.
4. Al efectuar mediciones de campo en áreas sumamente extensas es recomendable conseguir la ayuda de un ayudante, con el fin conseguir mejores resultados y también para agilizar el proceso.
5. Para tener un error menos significativo y tener menos inconvenientes en las mediciones de los suelos es necesario reemplazar los equipos analógicos por equipos digitales.
6. Un sistema de puesta a tierra se debe diseñar para la condición de resistividad del suelo más alta, sin embargo la no existencia de ésta información limita las exigencias del sistema de puesta a tierra, razón por la cual se sugiere la realización de un mapa de resistividades más detallado del que se ha elaborado y con líneas de equirresistividad como complemento al análisis realizado.

BIBLIOGRAFÍA

- [1] SEARS, F.; ZEMANSKY, M. University Physics. Tercera edición.
- [2] MARTÍNEZ R, Juan. “Puesta a Tierra en Edificios y en Instalaciones Eléctricas”.
- [3] <http://www.procainsa.com/noticias/iberia-actualidad> (La corrosión).
- [4] Pablo Díaz, “Soluciones Prácticas para la Puesta a Tierra de Sistemas Eléctricos de Distribución”, Editorial Mc Graw Hill 2001.
- [5] Dr. Paulo M. De Oliveira- De Jesús, “Introducción a Sistemas de Puesta a Tierra de Sistemas Eléctricos de Potencia Aspectos Teóricos”, Universidad Simón Bolívar-Caracas-Venezuela, Enero 2010.
- [6] Ing. Juvencio Molina A. “Aspectos Teóricos y Prácticos de Sistemas de Puesta a Tierra”, Caracas-Venezuela, Enero 2010.
- [7] CELCO LTDA, Manual de Seccionadores Para Alta Tensión de 17.5KV.
- [8] Natsim, Normas Eléctricas (Unidad Eléctrica de Guayaquil).
- [9] www.fluke.com, Medidor de Resistencia de Tierra Fluke 1625 Kit.