



**ESCUELA SUPERIOR POLITECNICA DEL LITORAL**  
**Facultad de Ingeniería en Electricidad y Computación**

**"PUESTA A TIERRA EN SISTEMAS DE DISTRIBUCIÓN."**

**INFORME DE MATERIA DE GRADUACIÓN**

Previo a la obtención del Título de:

**INGENIERO EN ELECTRICIDAD ESPECIALIZACION  
POTENCIA**

Presentada por:

Dalton Omar Quichimbo Calderón.

Marcos Andrés Ordeñana Moscoso.

**GUAYAQUIL – ECUADOR**

**AÑO: 2010**

## AGRADECIMIENTO

A nuestros padres y sobre todo a Dios.

Un agradecimiento muy especial al Ing. Gustavo Bermúdez que aportó con sus conocimientos en la elaboración de este informe.

## DEDICATORIAS

A mis padres por haberme formado, guiado y apoyado en toda mi vida. A mi hermana por estar a mi lado incondicionalmente; este informe es dedicado de manera especial para MARIO RAMIRO CALDERÓN SUÁREZ, quien fue un gran padre, hermano y tío; siempre te llevaré en mis pensamientos.

A todos sinceramente muchas gracias

**Dalton Quichimbo Calderón**

Dedico este trabajo a mis padres y hermano, quienes han sido mi fuente de inspiración en todo momento y los responsables de que haya cumplido con un objetivo más en mi vida, este es el comienzo de muchos logros y esto se los debo a ellos. Sin su apoyo hubiera sido muy difícil llegar hasta aquí

Para ellos va dedicada esta obra: Victoria, Mario, Manuel e Ivette. Mi familia

**Marcos Andrés Ordeñana Moscoso**

# TRIBUNAL DE SUSTENTACIÓN

---

Ing. Juan Gallo Galarza.  
DIRECTOR DE MATERIA DE GRADUACIÓN

---

Ing. Gustavo Bermúdez.  
DELEGADO DEL DECANO

## **DECLARACION EXPRESA**

La responsabilidad del contenido de este informe de materia de graduación nos corresponde exclusivamente; y el patrimonio intelectual de la misma a la Escuela Superior Politécnica del Litoral.

(Reglamento de Graduación de la ESPOL)

---

Dalton Quichimbo Calderón

---

Marcos Ordeñana Moscoso

## **RESUMEN**

El presente informe de la materia de graduación cubre la evaluación de los riesgos asociados a la instalación del sistema de puesta a tierra en un sistema de distribución y a los elementos asociados de la alimentadora Santa Cecilia de la Subestación Cumbres ubicada en la ciudadela Ceibos. La aplicación de las distintas metodologías en este informe han sido elaboradas en base a normas estandarizadas de construcción, diseño, seguridad y mantenimiento, como es el caso del NEC, NORMAS CATEG PARA REDES ÁEREAS, NFPA70E y NOM MEXICANAS.

El CAPÍTULO I se orienta al marco teórico de la investigación basándose como puntos principales: la formulación, la descripción del sistema a ser analizado, la importancia del sistema de puesta a tierra, haciendo énfasis en el estudio preliminar de riesgos y las diferentes metodologías investigativas.

El CAPÍTULO II se basa principalmente en el marco legal con las leyes correspondientes a seguridad laboral, instalaciones eléctricas y código de trabajo, el cual enuncia los estándares nacionales e internacionales en

cuanto a instalación, operación y mantenimiento de los sistemas de puesta a tierra en redes de distribución.

El CAPÍTULO III se enfoca en la aplicación de las metodologías estudiadas en el marco teórico fundamentándose principalmente en el análisis de los check-list, la valorización de los riesgos a través del método FINE y la aplicación de la metodología de HAZOP a los sistemas de puesta a tierra.

El CAPÍTULO IV encamina a brindar soluciones prácticas con el fin de mitigar los distintos riesgos y fallas encontradas en los análisis preliminares de riesgos para la alimentadora Santa Cecilia.

# ÍNDICE GENERAL

|                        |       |
|------------------------|-------|
| RESUMEN.....           | VII   |
| ÍNDICE GENERAL.....    | IX    |
| ABREVIATURAS.....      | XIII  |
| SIMBOLOGÍA.....        | IX    |
| ÍNDICE DE FIGURAS..... | XVI   |
| ÍNDICE DE TABLAS.....  | XVIII |
| INTRODUCCIÓN.....      | XIX   |

## CAPÍTULO 1

|  |    |
|--|----|
| 1. FUNDAMENTACIÓN TEÓRICA.....   | 1  |
| 1.1. Importancia de una conexión de puesta a tierra en un sistema de distribución .....                | 1  |
| 1.2. Análisis del sistema de distribución Ventajas .....   | 2  |
| 1.2.1. Descripción del sistema   |    |
| 1.3. Riesgos presentados en un sistema eléctrico.....  | 5  |
| 1.3.1. Riesgo asociado a las fallas eléctricas a tierra .....  | 10 |
| 1.3.2. Voltaje de paso, voltaje de contacto y voltaje de transferencia .....                           | 12 |
| 1.4. Análisis descriptivo y cuantitativo de un sistema de distribución aterrizado y no aterrizado..... |    |



|   |    |
|---|----|
| 1.5. Identificación y evaluación de riesgos aplicando el método de Hazop..... | 23 |
| 1.5.6.1. Aplicación de la matriz de riesgos.....                              | 25 |
| 1.5.6.2. Metodología de identificación de riesgos                             |    |
| 1.5.2.1. Lista de verificación de los peligros eléctricos (Check-list).....   | 26 |
| 1.5.6.3. Valorización del riesgo.....   | 27 |
| 1.5.3.1. Metodología de Valorización FINE...27                                |    |
| 1.5.3.2. Grado de severidad de las consecuencias.....                         | 28 |
| 1.5.3.3. Grado de exposición.....   | 28 |
| 1.5.3.4. Grado de probabilidad.....   | 29 |
| 1.5.3.5. Factor de ponderación.....   | 30 |
| 1.5.6.4. Cálculo del grado de afectación y de la gravedad de riesgo.....      | 31 |
| 1.5.6.5. Tabla de evaluación del riesgo.....                                  | 32 |
| 1.5.6.6. Metodología de Hazop.....  | 33 |
| 1.5.6.1. Campo de aplicación.....   | 34 |
| 1.5.6.2. Guía de procedimientos.....  | 35 |
| 1.5.6.3. Terminología de Hazop.....   | 36 |

## **CAPÍTULO 2**

|                              |    |
|------------------------------|----|
| 2. NORMAS Y MARCO LEGAL..... | 37 |
|------------------------------|----|

|       |   |    |
|-------|---|----|
| 2.1.  | Disposiciones reglamentarias en el Ecuador.....   | 38 |
| 2.1.1 | Registro Oficial N° 249 del año 1998.....   | 38 |
| 2.1.2 | Ministerio de Trabajo y Empleo, Régimen Laboral Ecuatoriano.....  | 41 |
| 2.1.3 | Código de Trabajo, Legislación Conexa, Concordancias, Jurisprudencia.....   | 42 |
| 2.2.1 | Normas para la aprobación de proyectos eléctricos de urbanizaciones de la ciudad de Guayaquil, Redes aéreas, CORPORACION PARA LA ADMINISTRACION ELECTRICA DE GUAYAQUIL, octubre del 2008..... | 44 |
| 2.2.  | Disposiciones internacionales.....  | 47 |
| 2.2.2 | National Electric Code (NFPA 70) Código Eléctrico Nacional Americano, sección 250, última actualización año 2008.....   | 47 |
| 2.2.3 | IEEE Guide for the Application of Neutral Grounding in Electrical Utility Systems, Part IV – Distribution, ANSI/IEEE C62.92.4-1991.....   | 48 |
| 2.2.4 | IEEE Guide for Measuring Earth Resistivity, Ground Impedance, and Earth Surface Potentials of a Ground System, ANSI/IEEE Std. 81-1983.....  | 49 |

|       |   |    |
|-------|---|----|
| 2.2.5 | IEEE Guide for protective grounding of power lines,<br>IEEE Std. 1048-2003.....                       | 50 |
| 2.2.6 | Normas OHSAS 18001:2007. Requisitos –<br>Sistemas de Gestión De Seguridad y Salud<br>Ocupacional..... | 50 |

### **CAPÍTULO 3**

|       |   |    |
|-------|---|----|
| 3.    | APLICACIONES METODOLÓGICAS.....   | 51 |
| 3.1   | Cálculo de la corriente de falla en un sistema de<br>distribución.....                | 51 |
| 3.2   | Aplicación del check-list a una puesta a tierra de un<br>sistema de distribución..... | 53 |
| 3.2.1 | Histograma y evaluación de los check-<br>list.....                                    | 57 |
| 3.3   | Valorización de riesgos a través del método<br>FINE.....                              | 58 |
| 3.4   | Aplicación de la metodología de<br>HAZOP.....   | 62 |

### **CAPÍTULO 4**

|    |   |    |
|----|---|----|
| 4. | MEDIDAS PARA MITIGAR LOS RIESGOS EN UNA PUESTA A<br>TIERRA EN UN SISTEMA DE DISTRIBUCIÓN..... | 64 |
|----|---|----|

|   |    |
|---|----|
| 4.1. Mal estado de la conexión del terminal del conductor de puesta a tierra con el electrodo de puesta a tierra del poste..... | 65 |
| 4.2. Ausencia del sistema de puesta a tierra de seguridad.....  | 66 |
| 4.3. Descargas atmosféricas.....  | 67 |
| 4.4. Presencia de corrosión.....  | 67 |
| 4.5. Neutro del secundario está abierto o tiene una conexión pobre.....   | 68 |
| 4.6. Múltiples conexiones de neutro a tierra.....   | 69 |

## **CONCLUSIONES**

## **RECOMENDACIONES**

## **ANEXOS**

## **BIBLIOGRAFÍA**

## ABREVIATURAS

|                  |  |
|------------------|--|
| ACSR             | Conductor de aluminio con refuerzo de acero.       |
| ACS              | Conductor de acero con revestimiento de aluminio.  |
| ANSI             | Instituto Nacional de Normalización Estadounidense |
| CEE              | Código Eléctrico Ecuatoriano.                      |
| CPT              | Configuración de la puesta a tierra.               |
| CSP              | Transformador auto-protégido.                      |
| E <sub>o</sub>   | Potencial de tierra.                               |
| FP               | Factor de ponderación.                             |
| GA               | Grado de afectación.                               |
| GC               | Grado de severidad de las consecuencias.           |
| GE               | Grado de exposición.                               |
| GP               | Grado de probabilidad                              |
| IEEE             | Instituto de Ingenieros Eléctricos y Electrónicos. |
| I <sub>F*T</sub> | Corriente de falla a tierra.                       |
| I <sub>k</sub>   | Corriente admisible por el cuerpo humano           |
| K <sub>r</sub>   | Coeficiente de resistencia de puesta a tierra.     |
| K <sub>v</sub>   | Kilovoltios  |

|          |  |
|----------|--|
| mA       | Miliamperios   |
| MCM      | Miles de circular mils.  |
| MCOV     | Máximo voltaje continuo de operación.                                  |
| MVA      | Mega voltio-amperios.  |
| NEC      | Código Nacional de Electricidad.                                       |
| NFPA     | Asociación Nacional para la protección contra incendios.               |
| NOM      | Norma Oficial Mexicana   |
| OSHA     | Administración de Salud y Seguridad en el Trabajo.                     |
| PHA      | Análisis de los peligros de los procesos                               |
| $R_{a1}$ | Resistencia equivalente del calzado de un pie cuya suela sea aislante. |
| $R_{a2}$ | Resistencia a tierra del punto de contacto con el terreno de un pie.   |
| $R_x$    | Resistencia media  |
| S/E      | Subestación eléctrica  |
| $U_c$    | Voltaje de contacto  |
| $U_{ca}$ | Tensión de contacto aplicada admisible                                 |
| $U_n$    | Tensión nominal de la red.   |
| XLTH     | Reactancia equivalente.  |
| $Z_B$    | Impedancia del cuerpo humano.  |
| ZnO      | Oxido de zinc.   |

## ÍNDICE DE FIGURAS

|                |  |    |
|----------------|--|----|
| FIGURA No. 1.1 | : Ubicación geográfica del predio de la Subestación Cumbres y del recorrido de la alimentadora Santa Cecilia .....                               | 3  |
| FIGURA No. 1.2 | : Caída de un rayo a una línea de distribución...  | 6  |
| FIGURA No. 1.3 | : Pararrayos .....   | 9  |
| FIGURA No. 1.4 | : Potenciales en régimen permanente .....  | 15 |
| FIGURA No. 1.5 | : Potenciales en régimen transitorio .....   | 16 |
| FIGURA No. 1.6 | : Corrientes admisibles según el tiempo de aplicación .....  | 17 |
| FIGURA No. 1.7 | : Equivalente Thévenin para el cálculo IFT máxima con neutro puesto a tierra por reactancia.....   | 19 |
| FIGURA No. 1.8 | : Equivalente Thévenin para el cálculo IFT máxima con neutro puesto a tierra por reactancia en la S/E y con resistencia de puesta a tierra ..... | 21 |
| FIGURA No. 1.9 | : Equivalente Thévenin para el cálculo IFT máxima con neutro puesto a tierra por reactancia en la S/E sin resistencia de puesta a tierra .....   | 21 |
| FIGURA No. 3.1 | : Equivalente Thévenin para el cálculo IFT máxima con neutro puesto a tierra por reactancia sin resistencia de puesta a tierra...                | 51 |

|                |   |    |
|----------------|---|----|
| FIGURA No. 3.2 | : Equivalente Thévenin para el cálculo IFT máxima con neutro puesto a tierra por reactancia y con resistencia de puesta a tierra..... | 52 |
| FIGURA No. 4.1 | : Entorches aéreas de conexión a tierra del poste 7 .....   | 66 |
| FIGURA No. 4.2 | : Electrodo vertical y su conector .....  | 68 |



## ÍNDICE DE TABLAS

|                 |   |    |
|-----------------|---|----|
| TABLA No. 1.1 : | Elementos de la puesta a tierra .....   | 4  |
| TABLA No. 1.2 : | Clasificación de los pararrayos .....   | 8  |
| TABLA No. 1.3:  | Niveles de corriente y efectos sus colaterales en el cuerpo.....  | 18 |
| TABLA No. 1.4:  | Coefficiente de resistencia de puesta a tierra $K_r$ para cada tipo de electrodo utilizado en líneas aéreas con apoyos frecuentados con calzado.. | 19 |
| TABLA No. 1.5:  | Intensidades máximas de puesta a tierra e impedancias equivalentes para cada nivel de tensión y tipo de puesta a tierra de la ST. ....            | 20 |
| TABLA No. 1.6:  | Grado de severidad de las consecuencias .....   | 28 |
| TABLA No. 1.7:  | Grado de exposición .....   | 29 |
| TABLA No. 1.8:  | Grado de probabilidad .....   | 30 |
| TABLA No. 1.9:  | Factor de ponderación .....   | 31 |
| TABLA No. 1.10: | Evaluación de riesgos .....   | 32 |
| TABLA No. 1.11: | Guía de procedimientos .....  | 35 |
| TABLA No. 3.1:  | Check-list, Subsistema 1: Localización de los postes de distribución. ....  | 53 |

|                 |   |    |
|-----------------|---|----|
| TABLA No. 3.2:  | Check-list, Subsistema 2: Estructura física de los conductores, postes, herrajes, aisladores y crucetas . . . . . | 54 |
| TABLA No. 3.3:  | Check-list, Subsistema 3: Transformador . . . . .   | 55 |
| TABLA No. 3.4:  | Check-list, Subsistema 4: Puesta a tierra . . . . .   | 56 |
| TABLA No. 3.5:  | Check-list, Subsistema 4: Puesta a tierra. . . . .  | 57 |
| TABLA No. 3.6:  | valorización de riesgos de subsistema 1. . . . .  | 58 |
| TABLA No. 3.7:  | valorización de riesgos de subsistema 2. . . . .  | 59 |
| TABLA No. 3.8:  | valorización de riesgos de subsistema 3. . . . .  | 60 |
| TABLA No. 3.10: | valorización de riesgos aplicados a Hazop. ....   | 61 |

# INTRODUCCIÓN

La conexión de puesta a tierra de un sistema eléctrico es uno de los temas que los ingenieros encargados del diseño, planificación y operación de los sistemas de distribución eléctrica deben tomar en consideración.

Es bien sabido que los sistemas eléctricos deben tener un sistema de puesta a tierra y que estos realizan varias funciones similares a través de todas las etapas de suministro de electricidad, es decir, en la central generadora, en las subestaciones eléctricas, industrias y hasta en la instalación eléctrica residencial u oficinas.

En sistemas eléctricos que no posean la conexión de puesta a tierra, los efectos de las fallas a tierra producen sobrevoltajes severos que reducen la vida útil del aislamiento y en consecuencia del equipo. Se ha demostrado que el uso de sistemas eléctricos con puesta a tierra presentan significativas ventajas técnico-económicas, debido a que permite controlar las sobretensiones causadas por fallas a tierra en el sistema eléctrico, en otras palabras la puesta a tierra de instalaciones eléctricas está relacionada en primer lugar con la seguridad

Es esencial considerar la puesta a tierra en una instalación global como un sistema completo, y por lo tanto, diseñarla e instalarla correctamente.

# CAPÍTULO 1

## 1. FUNDAMENTACIÓN TEÓRICA.

### 1.1 Importancia de una conexión de puesta a tierra en un sistema de distribución.

La conexión del sistema de puesta a tierra depende de los entes involucrados en un sistema eléctrico, los cuales pueden ser los usuarios, empresas de suministro eléctrico y los organismos de regulación.

Estos entes están limitados principalmente por las condiciones de seguridad a las que se encuentran expuestas las personas que están relacionadas, directa o indirectamente, con el sistema eléctrico a través de los equipos conectados a la red, las operaciones del sistema, operadores de red, usuarios, etc.

Para que un sistema de energía eléctrica funcione correctamente con una adecuada continuidad en el servicio, es necesario que posea una operación apropiada de los sistemas de protección, siendo necesario que el sistema eléctrico en su conjunto posea un sistema de puesta a tierra.

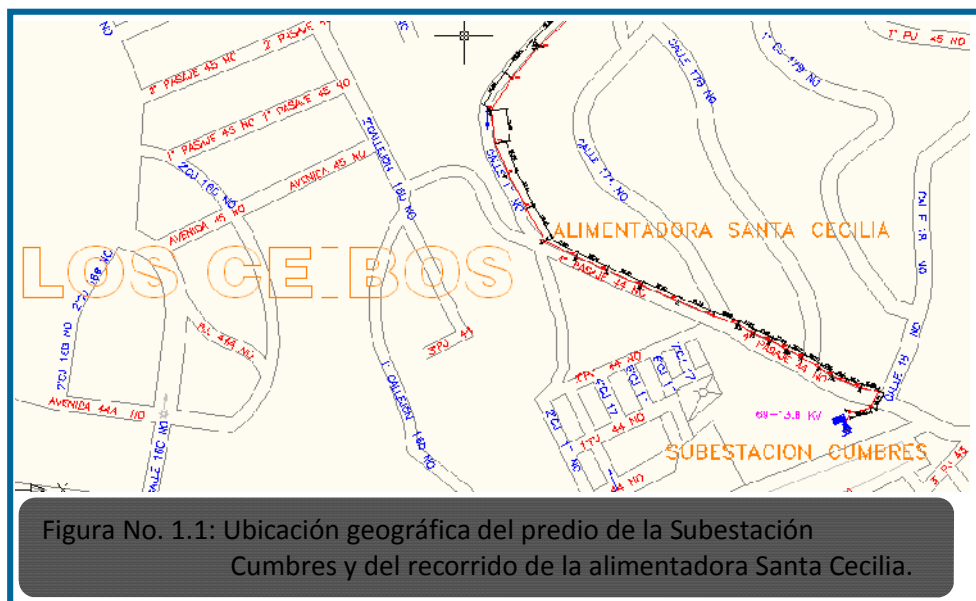
La necesidad de conexión del sistema de puesta a tierra es establecida por los límites operacionales de las aplicaciones industriales, comerciales o residenciales proporcionados por la red, de manera que la operación normal de un sistema sin fallas o perturbaciones, asegure características deseables tales como:

- Preservación del aislamiento eléctrico de equipos.
- Evitar que aparezcan tensiones peligrosas para la vida humana en las carcasas metálicas de los equipos eléctricos.
- Balance en los voltajes y corrientes.
- Permitir que la protección del circuito eléctrico, despeje la falla inmediatamente haya ocurrida ésta.

Para lograr que el sistema de puesta a tierra suministre protección, es necesario establecer un medio a través del cual sea posible entrar en contacto con el terreno propiciando un camino de baja impedancia a menor costo, para la operación correcta de los equipos de protección, manteniendo los potenciales referenciales en un nivel adecuado.

## 1.2 Análisis del sistema de distribución.

La conexión del sistema de puesta a tierra de un sistema eléctrico permite controlar las sobretensiones en la red. Con ello también, se disminuyen los esfuerzos dieléctricos en el aislamiento y facilita aumentar la vida útil del equipo. Al disponerse del control de sobretensiones en la red eléctrica es posible reducir el riesgo de descarga eléctrica a las personas que pudieran entrar en contacto con los conductores energizados. El sistema a analizar es la alimentadora Santa Cecilia de la Subestación Cumbres en la ciudadela los Ceibos del sistema de distribución de la ciudad de Guayaquil, la ubicación geográfica de la Subestación Cumbres y del recorrido de la alimentadora a analizar, se presenta en la figura 1.1:



### 1.2.1. Descripción del sistema.

En este caso el neutro del sistema es conectado de manera directa y sólidamente al electrodo de tierra existente para cada poste de hormigón del sistema de distribución.

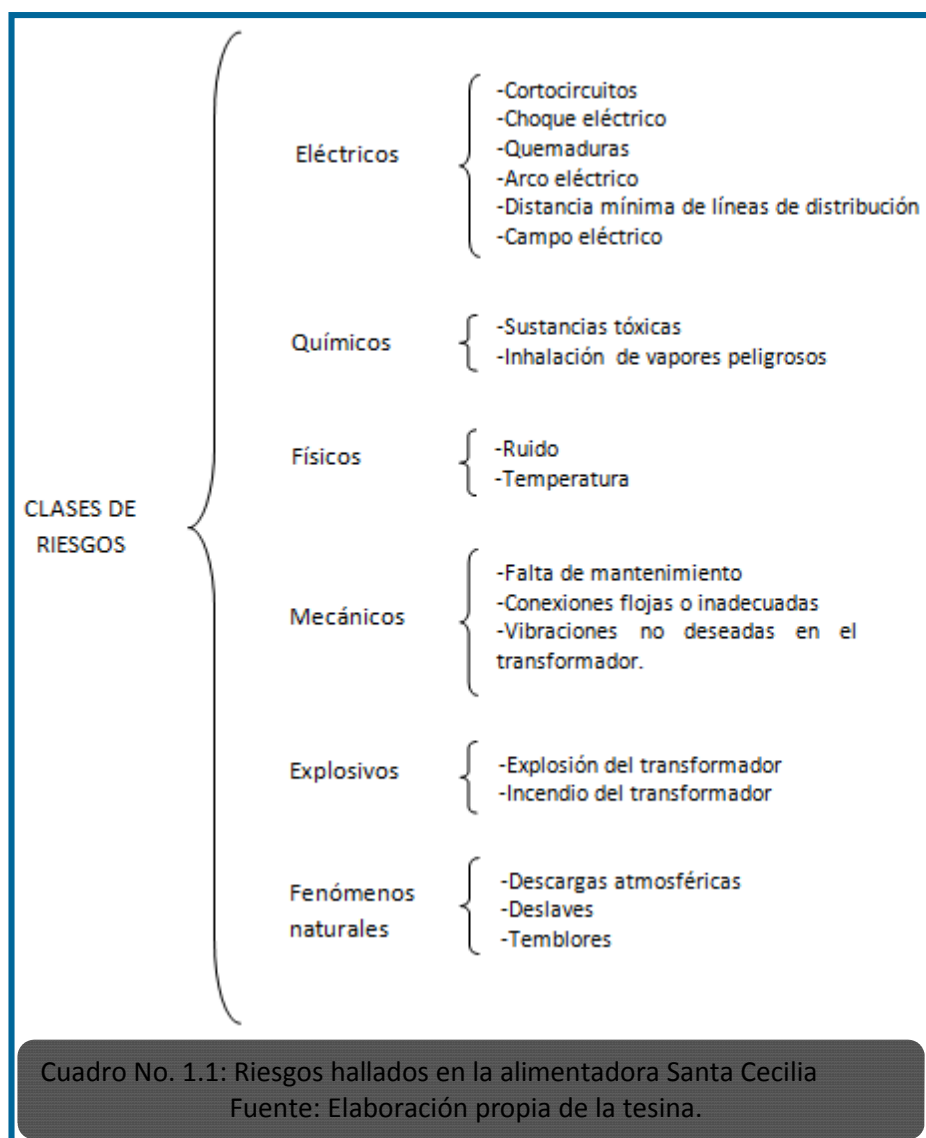
La alimentadora tiene una distancia aproximada de 1200 metros, la cual posee un conductor #4/0 ACSR, con un sistema de puesta a tierra en cada uno de los postes analizados en los que se está empleando varillas de cobre de 5/8" por 8" (16mm x 2,40 metros) a un nivel de voltaje de 13,8 KV/240V-120V. Los elementos del sistema de puesta a tierra que se detallan a continuación cuentan con las siguientes características y especificaciones que se detallan en la tabla 1.1:

| Sistema de puesta a tierra                |          |
|---|----------|
| Conexión en los transformadores y neutros |          |
| Descripción                               | Cantidad |
| Barra de tierra, con conector             | 1 u      |
| Cable de acero galvanizado                | 20 mts   |
| Protector para cable de puesta a tierra   | 1 u      |
| Cable para fijación de protector          | 14 u     |
| Grapa para fijación de cable              | 15 u     |

Tabla No. 1.1: Elementos de la puesta a tierra.

### 1.3 Riesgos presentados en un sistema eléctrico.

En el sector eléctrico existen diversos peligros que es necesario tomar en cuenta antes de realizar un análisis preliminar de riesgos. A continuación el cuadro 1.1 muestra las clases de riesgos encontradas en la alimentadora Santa Cecilia:





El propósito de la conexión de puesta a tierra, es evitar riesgos eléctricos eliminando los potenciales de toque y choques eléctricos que se pudieran presentar y poner en peligro la vida de las personas; canalizar la energía de los rayos a tierra sin provocar mayores daños a personas y propiedades teniendo la máxima continuidad del servicio del sistema de distribución. Esto se logra mediante dispositivos y sistemas que conduzcan a tierra la corriente del rayo directo en forma controlada, limitando los efectos indirectos de la descarga. La primera fase de la acción de protección contra el rayo directo la constituye el impacto al elemento del sistema de protección destinado a recibirlo o captarlo, elemento que llamamos comúnmente pararrayos.

Los pararrayos protegen contra las caídas de rayos directos. Los rayos por lo general causan graves daños a las personas e instalaciones. Pero no solamente el problema que generan los rayos son por caídas directas, también se da por las graves consecuencias al caer en zonas cercanas o sobre conductores eléctricos.



La descarga del rayo sobre cualquier cable conductor, tanto en líneas eléctricas (redes de alta, media y baja tensión) , líneas de datos (telefónicas, internet e informáticas), líneas de alta frecuencia (antenas, cables coaxiales de radio frecuencia y transmisión), conductores de conexión de sistemas de puestas a tierra; provocan lo que se denomina sobrevoltajes o transitorios electromagnéticos, los mismos que se caracterizan por su corta duración, crecimiento rápido y con valores de cresta muy elevados (varios cientos de kV), dañando todos los equipos electrónicos, digitales de comunicaciones o computo que encuentre a su paso.

La selección del pararrayos es basada en tres consideraciones principales:

- Valor nominal del pararrayos
- Clase del pararrayos
- Ubicación del pararrayos.

Las tres variables importantes que definen los valores nominales de pararrayos de óxido de metal son el máximo voltaje continuo de operación (MCOV), nivel de protección y la capacidad de absorción de energía.

El MCOV es el voltaje continuo de 60 Hz que el pararrayos puede soportar sin recalentarse. El nivel de protección de voltaje es el voltaje nominal de frente de onda máximo equivalente, basado en el denominado prueba de

ciclo de, trabajo definido en los estándares y la tercer variable es la cantidad de energía que el pararrayos puede absorber sin daño.

Hay tres clases de pararrayos y típicamente son usados como se indica a continuación:

|                       |   |
|-----------------------|---|
| Clase de estación     | Equipos con valores nominales de 7.5 MVA y mayores                              |
| Clase intermedia      | Usados en subestaciones de 1 a 20 MVA   |
| Clase de distribución | Usado en equipos de clase de distribución, máquinas rotantes y transformadores. |

Tabla No. 1.2: Clasificación de los pararrayos.

Fuente: Protección contra sobrevoltajes y disturbios.  
Materia Diseño de Sistemas Eléctricos Basado en Computadoras.

Además, hay tres tipos de pararrayos que por sus características constructivas se producen para aplicación en redes de distribución: pararrayos de carburo de silicio (SiC), pararrayos de óxido de zinc (ZnO). La figura siguiente ilustra los detalles constructivos de pararrayos de distribución, montados en revestimientos de porcelana y polímero [1]. El nivel de protección es tal que los pararrayos mantienen estos sobrevoltajes como mínimo de 15 a 20% abajo del voltaje de soporte de aislamiento. Cuando se utilizan pararrayos de óxido de zinc (ZnO) el porcentaje de margen es comúnmente el 40%.

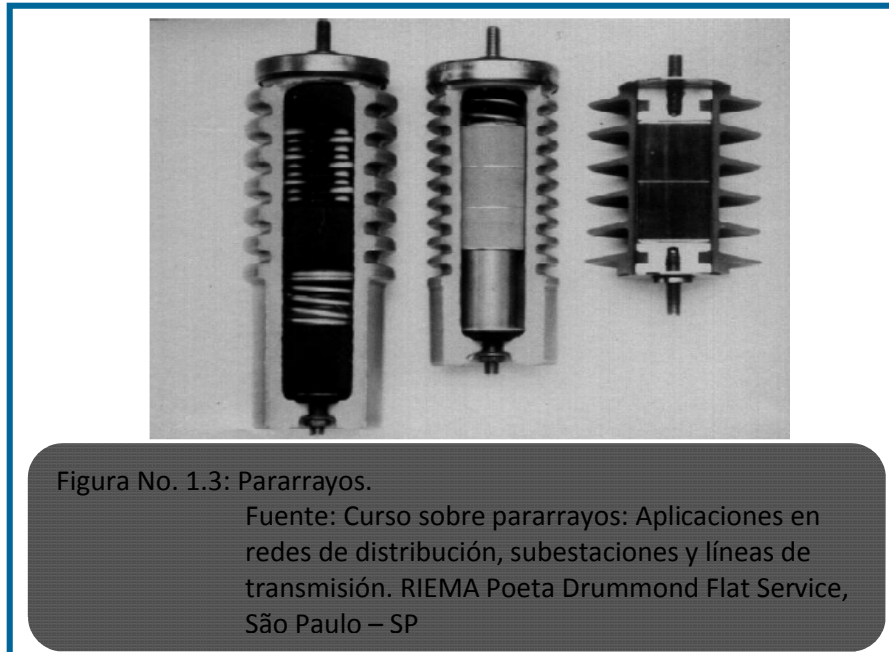


Figura No. 1.3: Pararrayos.

Fuente: Curso sobre pararrayos: Aplicaciones en redes de distribución, subestaciones y líneas de transmisión. RIEMA Poeta Drummond Flat Service, São Paulo – SP

La tercera consideración importante en la aplicación de los pararrayos es su ubicación con respecto al equipo. La ubicación ideal es en los terminales del equipo a ser protegido. El pararrayos debe ser montado en el transformador de poder o en una plataforma montada en la carcasa; a medida que se aleja el pararrayos del equipo, su efectividad es grandemente reducida porque la longitud del cable conectado al pararrayos se vuelve una línea de transmisión para el frente de onda.

Un sistema de protección contra descargas atmosféricas está compuesto esencialmente por el sistema captor del impacto, el conductor de bajada y la conexión a tierra.

El sistema captor del impacto o interceptor del rayo consiste en uno o más elementos metálicos previstos para recibir la descarga de manera que el

impacto no se produzca en partes vulnerables de la estructura o sistema a proteger. Su efectividad depende fundamentalmente de su posición en la estructura a proteger y es independiente de detalles de forma o estructura en una escala de hasta algunas decenas de centímetros [2]. En particular la evidencia experimental de los últimos años indica que la terminación en punta no mejora la efectividad [3].

El sistema de puesta a tierra consiste en una interconexión de electrodos verticales y horizontales enterrados, y de partes conductoras enterradas de la estructura a proteger.

### **1.3.1. Riesgo asociado a las fallas eléctricas a tierra.**

Las consideraciones de diseño de la red, en los sistemas eléctricos en el Ecuador, deben tomar en cuenta de manera obligatoria no solamente los aspectos operacionales requeridos por la instalación. Adicional a esto, son de obligatorio cumplimiento los requerimientos de seguridad, para conexiones y puestas a tierra previstas en las normas ecuatorianas, que serán desarrolladas en el capítulo siguiente.

La seguridad del sistema eléctrico ante fallas a tierra es afectada, en forma determinante, por la magnitud de la corriente de falla que circula por el sistema de electrodos de puesta a tierra, por la duración del evento, así como

los circuitos que actúan como retornos y como divisores de la corriente de falla.

La magnitud de la corriente de falla a tierra es determinada principalmente por:

- Conexiones de los transformadores.
- Calidad de la interface del neutro del sistema eléctrico – sistema de electrodos de tierra.
- Método de conexión a tierra del neutro.
- Eficiencia operativa del sistema de electrodos de tierra para mantener en valores seguros los gradientes de potenciales de toque y de paso.
- En sistemas de distribución, las corrientes de cortocircuito para fallas de fase a fase estarán limitadas únicamente por las impedancias de la fuente, de la línea, y de la propia falla, así que mientras mayor potencia mayor corriente de cortocircuito habrá en la línea.
- Las corrientes de cortocircuito de fase a tierra, están limitadas por todas las razones mencionadas en el ítem anterior pero además por el sistema de puesta a tierra del neutro de la red.

### 1.3.2. Voltaje de paso, voltaje de contacto y voltaje de transferencia.

Un sistema de puesta a tierra puede estar expuesto a considerables corrientes de falla que se difunden en el terreno, por lo que hay que tomar en cuenta que una persona puede quedar expuesta a los siguientes voltajes.

**Voltaje de paso (Up)**, es la diferencia de potencial que puede existir entre dos puntos cualesquiera sobre la superficie del terreno. Se define como: “la diferencia de potencial experimentada por una persona cuando se encuentra con los pies separados un metro entre sí, sin contacto con ningún otro objeto conectado a tierra” [4].

$$U_p = U_{pa} + \frac{I_f R_{a1} R_{a2}}{R_{a1} + R_{a2}} \quad [V] \quad (1.1)$$

De donde:

$U_{pa}$  = Es la tensión de paso aplicada admisible; tensión a la que puede estar sometida el cuerpo humano entre los dos pies.

$$U_{pa} = 10 - \frac{K}{n} \quad (1.2)$$

$K = 72$  y  $n = 1$  para tiempos inferiores a 0.9 segundos

$K = 78.5$  y  $n = 0.18$  para tiempos inferiores a 0.9 e inferiores a 3 segundos

$t$  = duración de la falla en segundos

$R_{a1}$  = Resistencia equivalente del calzado de un pie cuya suela sea aislante  $\approx 2000\Omega$ .

$R_{a2}$  = Resistencia a tierra del punto de contacto con el terreno de un pie.

$$R_{a2} = 3\rho_s \quad (1.3)$$

$\rho_s$  = Resistividad del suelo cerca de la superficie  
 $Z_B$  = Impedancia del cuerpo humano  $\approx 1000\Omega$

Para control de voltajes de paso, una opción ampliamente aceptada es colocar capas superficiales de elementos de alta resistividad, tal como piedra picada, lo cual contribuye a aumentar la resistencia de contacto entre el piso de la red de tierra y el pie de la persona.

**Voltaje de contacto o de toque ( $U_c$ )**, se define como: “La diferencia entre el potencial de tierra ( $E_o$ ) y el potencial sobre la superficie del suelo, cuando una persona de pie establece contacto mediante sus manos con alguna superficie metálica conectada a la red de tierra” [4].

$$U_c = U_{ca} \left( 1 + \frac{R_{a1}}{R_{a2}} \right) \quad [V] \quad (1.4)$$

De donde:

$U_{ca}$  = Es la tensión de contacto aplicada admisible; tensión a la que puede estar sometida el cuerpo humano entre la mano y los pies.

$R_{a1}$  = Resistencia equivalente del calzado de un pie cuya suela sea aislante  $\approx 2000\Omega$ .

$R_{a2}$  = Resistencia a tierra del punto de contacto con el terreno de un pie.

$$R_{a2} = 3\rho_s \quad (1.5)$$

$\rho_s$  = Resistividad del suelo cerca de la superficie

$Z_B$  = Impedancia del cuerpo humano  $\approx 1000\Omega$



Una alternativa para el control de voltajes de toque es: “el uso de redes de tipo equipotencial, mediante el empleo de conductores desnudos los cuales unirán la red principal de tierra con la carcasa o cerramiento metálico de los equipos. Esta acción, en esencia, asegura la eliminación de las diferencias de potencial entre la red de tierra y los equipos” [5].

**Apoyos frecuentados:** Son los situados donde existe presencia de personas ajenas a la instalación eléctrica, donde se espera que las personas se queden por un tiempo largo. Por ejemplo: cerca de áreas residenciales o campos de juego. No incluye bosques ni campos abiertos.

Los apoyos frecuentados se clasifican en:

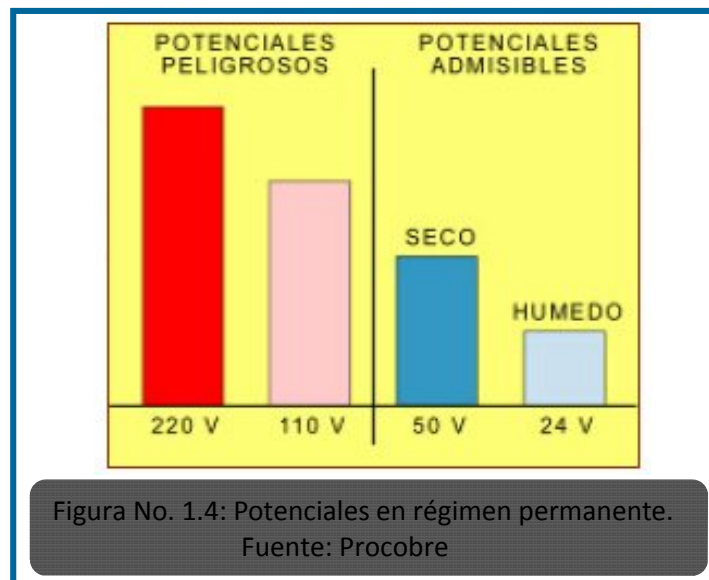
- Apoyos frecuentados con calzado: para el presente informe de graduación se emplea como valor de la Resistencia de calzado para cada pie  $2000\Omega$ . Se aplica a pavimentos de carreteras públicas, aceras, etc.
- Apoyos frecuentados sin calzado: la resistencia adicional del calzado será nula es decir  $0\Omega$ . Se aplica a jardines y áreas recreativas.
- Apoyos no frecuentados: son los que no son de acceso público o donde el acceso de las personas es poco frecuente.

En cualquier caso los potenciales eléctricos desarrollados deben ser analizados, debido a que representan condiciones de riesgo a la integridad física de las personas.

La diferencia de potencial, considerada admisible por el cuerpo humano se calcula a partir de  $I_K = 0.05$  A (corriente admisible) y  $R_X = 1000$  ohm (Resistencia media), según la duración (t) del contacto.

En régimen permanente, tal como se muestra en la figura 1.6, hasta por (t = 3 segundos) el potencial no peligroso en seco está definido por:

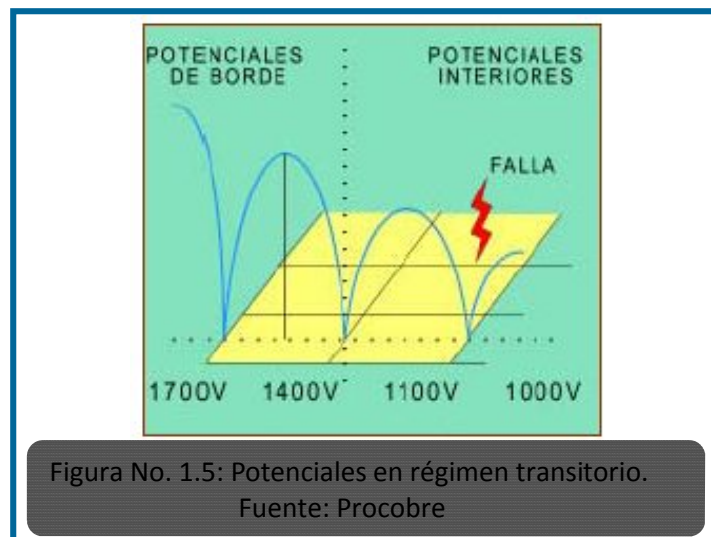
$$\begin{aligned} V_K &= R_K * I_K && (1.6) \\ V_K &= (1000)*(0.05) \\ V_K &= 50 \text{ V (Potencial no peligroso en seco)} \end{aligned}$$



En régimen transitorio, tal como se muestra en la figura 1.5, el tiempo (t) de exposición es controlado por la protección eléctrica (fusibles, interruptores), y se define según la relación (Dalziel):

$$V_K = (1000) * (0.116) / (t)^{1/2} \quad (1.7)$$

$$V_K = 116 / (t)^{1/2} \quad (\text{Potencial soportable} > 50 \text{ V})$$



Las corrientes susceptibles de circular por el cuerpo humano comprometiendo el corazón y sin peligro para la salud, se denominan corrientes admisibles tal como se muestra en el gráfico 1.5 y se han establecido (Dalziel) para intervalos de hasta 3 segundos según el peso medio de la persona (70 Kg asignado para los hombres y 50 Kg para las

mujeres); éstas son relativamente pequeñas y según su intensidad, producen diferentes sensaciones.

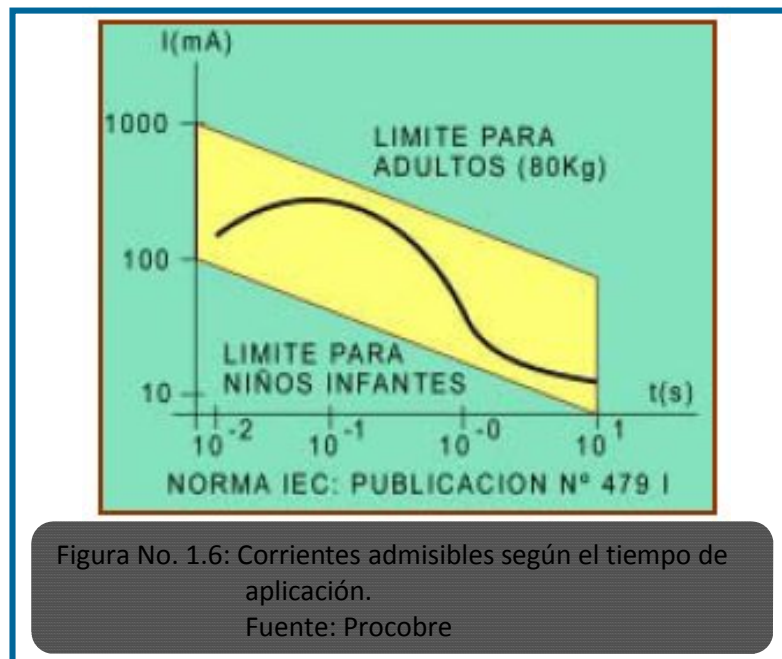


Figura No. 1.6: Corrientes admisibles según el tiempo de aplicación.  
Fuente: Procobre

Para los voltajes permisibles, una referencia reconocida a nivel mundial, especialmente en nuestro continente es el estándar IEEE-80-2000 [5]. Esta norma da los siguientes valores para cada efecto de la corriente eléctrica sobre las personas

| Nivel de corriente | Sensación en el cuerpo humano  |
|--------------------|--|
| Menor a 1 mA       | Ligera sensación de hormigueo  |
| 1 - 6 mA           | Desagradable. No se pierde el control muscular   |
| 9 - 25 mA          | Dolor. Dificultad o imposibilidad de soltar un objeto energizado agarrado con la mano  |
| 25 - 60 mA         | Aparecen contracciones musculares que pueden dificultar la respiración   |
| 60 - 100 mA        | Puede ocurrir fibrilación ventricular, paro cardíaco, paro respiratorio. Los daños causados son severos y puede morir la persona |

Tabla No. 1.3: Niveles de corriente y efectos sus colaterales en el cuerpo.

#### 1.4 Análisis descriptivo y cuantitativo de un sistema de distribución aterrizado y no aterrizado.

Según las normas técnicas de la CORPORACIÓN PARA LA ADMINISTRACIÓN ELÉCTRICA DE GUAYAQUIL para redes aéreas establece que se emplearán varillas de Copperweld de 5/8" (16mm.) x 8' (2.40 m).

Las configuraciones de electrodos que se utilizan en el presente informe se designan mediante siglas y números, tal como se indica en el ejemplo siguiente:

CPT- LA – 24/0.5 (1.8)

De donde:

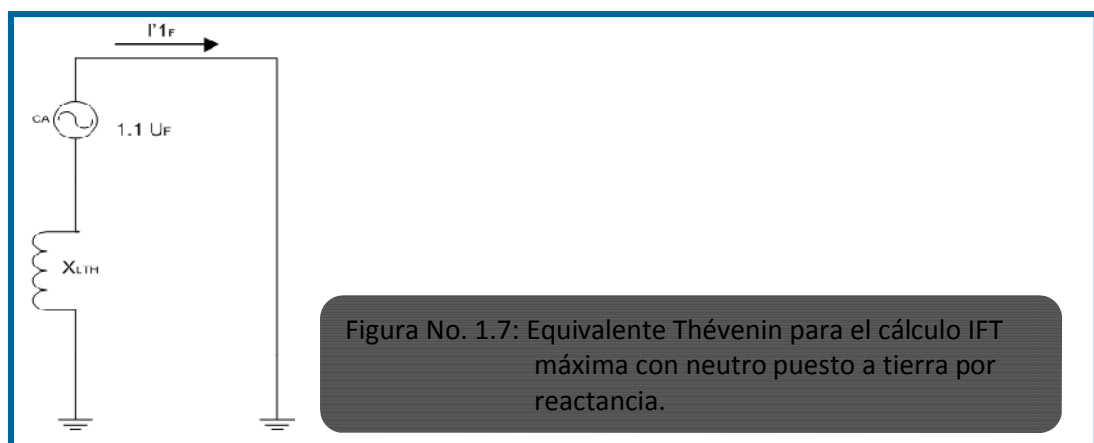
CPT: Configuración de la puesta a tierra  
 LA: Línea aérea  
 24: Dimensión del electrodo 2.4m x 2.4 m  
 0.5: Profundidad de enterramiento

Este es el tipo de electrodos utilizados en líneas aéreas con apoyos frecuentados con calzado. Los valores de resistencia de puesta a tierra se pueden obtener multiplicando el coeficiente  $K_r$  por el valor de la resistividad del terreno en  $\Omega.m$ .

| Designación del electrodo | $K_r$<br>( $\Omega/\Omega.m$ ) |
|---------------------------|--------------------------------|
| CPT – LA – 24/0.5         | 0.135                          |

Tabla No. 1.4: Coeficiente de resistencia de puesta a tierra  $K_r$  para cada tipo de electrodo utilizado en líneas aéreas con apoyos frecuentados con calzado.  
 Fuente: Iberdrola. MT 2.23.35

Para el cálculo de las intensidades máximas de corriente de falla a tierra se tiene en cuenta que el tipo de falla a tierra es monofásico y para calcular dicha intensidad, hay que considerar la impedancia de puesta a tierra de servicio de la Subestación y del apoyo, por lo tanto es necesario conocer el equivalente Thévenin para fallo monofásico de la red.



Se considerará que la corriente de puesta a tierra es igual a la corriente de falla, es decir, que toda la corriente de falla circula por el electrodo de puesta a tierra, despreciando la corriente que se deriva por las pantallas de los cables o los hilos de guarda, si estos existieran.

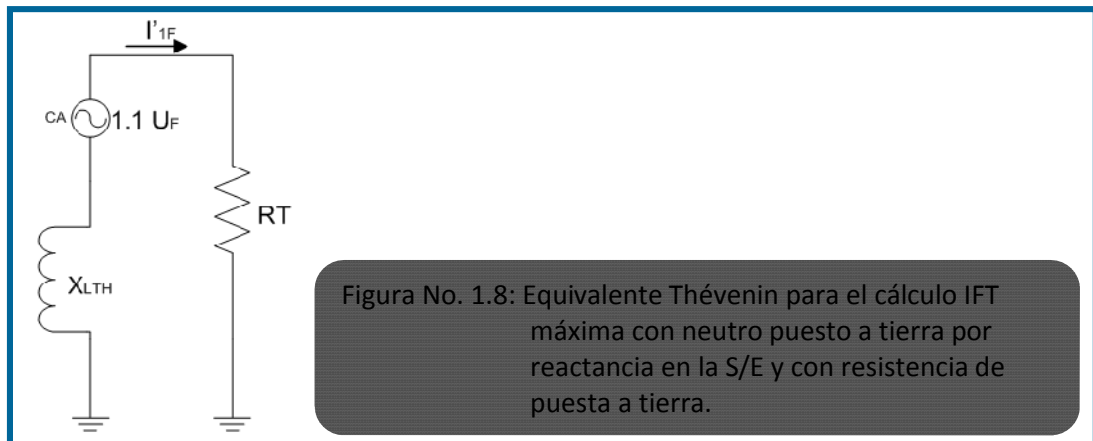
A continuación se define para el sistema de puesta a tierra adoptado por la CORPORACIÓN PARA LA ADMINISTRACIÓN ELÉCTRICA DE GUAYAQUIL en cada una de las subestaciones, los valores adoptados para la corriente máxima de falla a tierra:

| <b>Tensión nominal de la red Un (Kv)</b> | <b>Tipo de puesta a tierra</b> | <b>Reactancia eq. XLTH en (<math>\Omega</math>)</b> | <b>Intensidad max. De IF-T en (A)</b> |
|--|--------------------------------|---|---------------------------------------|
| 13.2                                     | Sólidamente aterrizado         | 1.87  | 4500                                  |
| 13.2                                     | Reactancia $4\Omega$           | 4.5   | 1863                                  |

Tabla No. 1.5: Intensidades máximas de puesta a tierra e impedancias equivalentes para cada nivel de tensión y tipo de puesta a tierra de la ST.  
Fuente: CORPORACIÓN PARA LA ADMINISTRACIÓN ELÉCTRICA DE GUAYAQUIL

Para el cálculo de las intensidades de las IFT y de puesta a tierra ( en este caso es la misma), se tiene que tener en cuenta la forma de conexión del neutro a tierra en la S/E, la configuración y características de la red durante el período sub-transitorio y la resistencia de puesta a tierra del electrodo

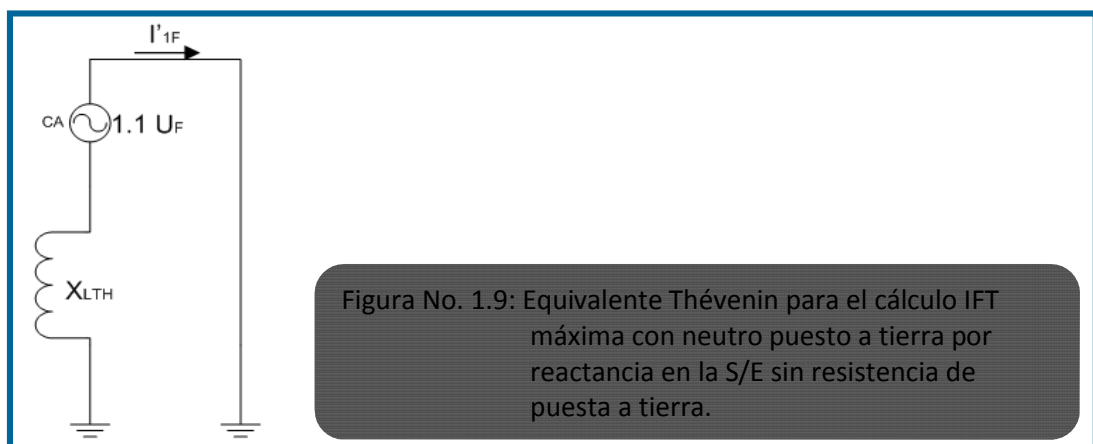
considerado. A continuación se hará el análisis para cuando se tiene la resistencia de puesta a tierra.



La corriente es determinada por la siguiente expresión:

$$I' = \frac{1.1 U_F}{\sqrt{X_{LTH}^2 + R_T^2}} \quad (1.9)$$

Ahora si no se tiene la resistencia de puesta a tierra, el estudio es el siguiente:





La corriente sin la resistencia de puesta a tierra es determinada por la siguiente expresión:

$$I' = \frac{I}{\sqrt{\rho}} \quad (1.10)$$

Para el cálculo de la tensión de contacto máxima para el electrodo considerado, se conoce que es la tensión de contacto admisible en la instalación. Se puede obtener multiplicando el valor de la resistencia del terreno en ( $\Omega \cdot m$ ) por el valor del coeficiente  $K_c$  y por el valor máximo de la IF-T en amperios. Para el caso del electrodo escogido el coeficiente  $K_c = 0.036$   $[V/(\Omega \cdot m)A]$ .

$$U = K \rho I' \quad (1.11)$$

En cuanto al cálculo de la tensión de contacto aplicada se tiene:

$$U = \frac{I' \rho}{\sqrt{\rho}} \quad (1.12)$$

En el capítulo 3 se comprobará cuantitativamente que la corriente de falla sin resistencia de puesta a tierra es mucho mayor que cuando se usa una resistencia de puesta a tierra. Por lo tanto existen beneficios para el uso de la puesta a tierra, entre los cuales se pueden mencionar:

- Seguridad tanto para los equipos conectados a la red evitando así que estos se dañen o presenten deterioros en el aislamiento de los mismos y para las personas, porque si existe una mala conexión de puesta a tierra o si en su defecto no existe, puede haber contactos eléctricos indeseados lo que afectaría la salud de los mismos debido al paso de la corriente por el cuerpo humano.
- La ausencia del sistema de puesta a tierra produce pérdidas económicas por mantenimiento correctivo y por tiempo fuera de operación de los equipos electrónicos e industriales.
- Provee protección ante descargas atmosféricas con ayuda de los pararrayos, permitiendo que la corriente del rayo se descargue a través del sistema de puesta a tierra reduciendo los problemas de sobrevoltaje, la presencia de los transitorios electromagnéticos y la variación en la frecuencia del sistema.

### **1.5 Identificación y evaluación de riesgos aplicando el método de Hazop**

Toda operación productiva tiene riesgos, y si bien éstos no pueden ser eliminados completamente, hay técnicas que permiten identificarlos, delimitarlos y minimizarlos. Las metodologías de análisis de riesgos, conocidas generalmente como PHA (Process Hazards Analysis), se están convirtiendo rápidamente en un estándar de la industria a nivel mundial.

Algunas metodologías PHA se utilizan para identificar riesgos (métodos cualitativos) y otras para evaluar riesgos (generalmente de naturaleza cuantitativa). En el estudio se limitará a emplear exclusivamente al HAZOP como método PHA para identificar riesgos.

La selección de la técnica PHA de identificación de riesgos a aplicar se realiza en función del propósito del análisis, resultados deseados, información disponible, complejidad de la instalación, etapa de desarrollo de la instalación y otros factores. De todas las metodologías, el HAZOP es el método más completo y riguroso; en secciones posteriores se definirá los objetivos de este método.

El método de identificación y evaluación de riesgos se ha usado con mucho éxito durante años en una gran variedad de aplicaciones. Este método cubre sistemáticamente todos los aspectos relacionados con la ingeniería, las adquisiciones, la construcción, montaje, puesta en marcha, la operación y los aspectos económicos de un proyecto. Su amplio campo de aplicación hace que sea una herramienta confiable, y permite una participación multidisciplinaria, en donde se suman los conocimientos y experiencias individuales.

### **1.5.1. Aplicación de la matriz de riesgos.**

Este método utiliza una matriz de riesgos y eventos que se han preparado bajo un análisis previo. Vinculado a eventos relacionados con fuentes externas, con toda la clase de suministros para un adecuado proceso, con las operaciones de las áreas a estudiar y relacionado con terceras personas.

En primera instancia se identifica si los riesgos y eventos antes mencionados pueden estar presentes en el área a evaluar. Luego de esto, tomando en cuenta que el riesgo está presente, se deberá cuestionar cada una de las premisas identificadas en el debido proceso.

### **1.5.2. Metodología de identificación de riesgos.**

La elección del método que se usará para la identificación de riesgos, dependerá del tipo de proyecto y en la fase que se aplique, además de la experiencia del equipo de trabajo que desarrollará las tareas. Debido a esto se fundamentará en la aplicación de métodos de análisis, con la utilización de check-list basados en las normas de seguridad.

Se especificarán medidas y procedimientos de prevención y protección de riesgos para evitar la ocurrencia o mitigar las consecuencias de los accidentes. Por lo tanto se elaborará las siguientes actividades:

- Se realizará un levantamiento eléctrico de la alimentadora a estudiar para verificar el estado de los componentes que forman dicha alimentadora.
- Se analizará los diagramas unifilares del sistema de distribución eléctrica para determinar si hay alguna diferencia entre el levantamiento realizado y la información proporcionado por la Eléctrica de Guayaquil.
- Se elaborará un análisis previo, entre los cuales tenemos un registro de las fuentes de peligros y riesgos existentes en las instalaciones eléctricas de algunos sectores de la alimentadora.

#### **1.5.2.1. Listado de verificación de los peligros eléctricos.**

Las listas de verificación (check-list) es una técnica que se usará como guía en el reconocimiento de las condiciones de las instalaciones eléctricas, sistema de puesta a tierra, sistemas de iluminación y todo lo referente al diseño y construcción de la alimentadora, con el objetivo de valorar el nivel mínimo admisible de riesgo de las instalaciones, para tal efecto, se hará uso de las normas nacionales e internacionales descritas en el siguiente capítulo.

### **1.5.3. Valorización del riesgo.**

En el análisis de riesgos, uno de los aspectos de mayor dificultad, es la valoración de los riesgos identificados. Para el estudio e investigación de este tema se escogió el método FINE como método de cuantificación de riesgos.

#### **1.5.3.1. Metodología de Valorización FINE.**

Es un método matemático de carácter cuantitativo para la evaluación de un riesgo en el cual permite implantar prioridades entre las diferentes situaciones de riesgos que se pueden presentar en función del peligro que lo causa. Este consiste en la determinación del Nivel Estimado de Riesgo Potencial a partir del producto de tres factores (Consecuencias, Exposición, Probabilidad), cada factor tiene un valor dependiendo de las características del puesto, los sistemas de seguridad instalados, equipos de protección utilizados, tiempos de exposición al riesgo y gravedad de la posible lesión para cada uno de los riesgos a valorar.

### 1.5.3.2. Grado de severidad de las consecuencias (GC).

Es el valor numérico que puede revestir los daños a las personas, bienes y perjuicios por paralización del flujo de la energía eléctrica como consecuencia de un incidente en función de la tabla 1.6 mostrada a continuación. En éste, se tomara en cuenta lo siguiente:

|  |   |            |
|--|---|------------|
| <b>GRADO DE SEVERIDAD DE LAS CONSECUENCIAS</b> | <b>Catastrófico:</b> Muerte de numerosas personas.  | <b>100</b> |
|  | <b>Grave/Muy serio:</b> Varias muertes. Pérdida de energía en la alimentadora.  | <b>50</b>  |
|  | <b>Muerte:</b> De una persona por exposición al riesgo laboral  | <b>25</b>  |
|  | <b>Grave/Serio:</b> Lesiones graves en uno o varios trabajadores. Destrucción parcial de la alimentadora; incapacidad permanente causada por accidentes de trabajo                          | <b>15</b>  |
|  | <b>Importante:</b> Lesiones o enfermedades que requieren atención externa (amputación, invalidez permanente) ausentismo desde 3 días a 3 meses. Amputación de una mano, sordera profesional | <b>5</b>   |
|  | <b>Leve:</b> Lesiones y/o enfermedades tratadas con medios propios, ausentismo de hasta 3 días.   | <b>1</b>   |

Tabla No. 1.6: Grado de severidad de las consecuencias.

Fuente: Departamento de seguridad industrial CELEC-EP  
TRANSELECTRIC

### 1.5.3.3. Grado de exposición (GE).

Es la frecuencia con que se presenta la situación de riesgo, siendo tal, que el primer acontecimiento indeseado iniciaría la secuencia del accidente. La valoración se la realiza de acuerdo a la tabla 1.7 mostrada a continuación:

|                            |  |            |
|----------------------------|--|------------|
| <b>GRADO DE EXPOSICION</b> | <b>Continuamente:</b> Muchas veces al día por tiempo prolongado, 6 a 8 horas de exposición   | <b>10</b>  |
|                            | <b>Frecuentemente:</b> Varias veces en su jornada laboral, aunque sea en tiempos cortos, 4 a 5,9 horas de exposición                                     | <b>6</b>   |
|                            | <b>Ocasionalmente:</b> Personal expuesto alguna vez en su jornada laboral con tiempos cortos de exposición de 1 a 3,9 horas de exposición                | <b>3</b>   |
|                            | <b>Irregularmente:</b> Personal expuesto irregularmente en una semana con tiempos cortos de exposición, 4 horas a la semana expuesto al factor de riesgo | <b>2</b>   |
|                            | <b>Raramente:</b> Se ha sabido que ocurre, varias veces a la semana expuesto por periodos cortos.  | <b>1</b>   |
|                            | <b>Remotamente:</b> No se sabe que haya ocurrido pero no se descarta   | <b>0,5</b> |

Tabla No. 1.7: Grado de exposición.

Fuente: Departamento de seguridad industrial CELEC-EP TRANSELECTRIC

#### 1.5.3.4. Grado de probabilidad (GP).

Es la posibilidad de que, una vez presentada la situación de riesgo, se origine el accidente. Hay que tener en cuenta la secuencia completa de acontecimientos que desencadenan el accidente. La valoración se la realiza de acuerdo a la tabla 1.8 mostrada a continuación:



|                              |   |            |
|------------------------------|---|------------|
| <b>GRADO DE PROBABILIDAD</b> | <b>Frecuente:</b> es el resultado “más probable y esperado” si se presenta la situación de riesgo. Se producen cortes, quemaduras frecuentes (11 al año)  | <b>10</b>  |
|                              | <b>Moderado:</b> Es completamente posible, no será nada extraño tiene una posibilidad del 50%. Ocurre al menos una vez al mes. Ocurre en más de la mitad de las veces que se realiza una actividad (la mitad más 1). Al menos una vez al mes hay un corte por uso inadecuado de herramientas    | <b>6</b>   |
|                              | <b>Ocasional:</b> Sería una secuencia o coincidencia “rara”. Ocurre entre 4 y 6 veces al año. Al menos una vez a los tres meses hay un corte o quemadura por manejo inadecuado de herramientas o un contacto directo o indirecto eléctrico (sin pérdida humana)                                 | <b>3</b>   |
|                              | <b>Remoto:</b> Sería una coincidencia remotamente posible. Ocurre al menos 1 hasta 3 veces al año.<br>Contacto con partes móviles produce amputación (Ha ocurrido en el pasado cercano a (1año)). Caída de personas produce muerte (Ha ocurrido en otras empresas y es una situación peligrosa) | <b>1</b>   |
|                              | <b>Improbable:</b> Extremadamente remota pero concebible. No ha sucedido nunca en muchos años de exposición.  | <b>0,5</b> |
|                              | <b>Prácticamente imposible:</b> Secuencia o coincidencia prácticamente imposible, posibilidad una en un millón. Contacto directo o indirecto con la energía eléctrica que produce la muerte.  | <b>0,1</b> |

Tabla No. 1.8: Grado de probabilidad.

Fuente: Departamento de seguridad industrial CELEC-EP TRANSELECTRIC

#### 1.5.3.5. Factor de ponderación.

Es una estimación relacionada con el número de personas afectadas y/o involucradas en un accidente por exposición al riesgo en su actividad laboral.

La valoración se la realiza de acuerdo a la tabla 1.9 mostrada a continuación:

| FACTOR DE PONDERACIÓN |        |
|-----------------------|--------|
| NÚMERO DE AFECTADOS   | FACTOR |
| 1 a 5                 | 1      |
| 6 a 15                | 2      |
| 16 a 25               | 3      |
| Mayor a 26            | 4      |

Tabla No. 1.9: Factor de ponderación.

Fuente: Departamento de seguridad industrial CELEC-EP  
TRANSELECTRIC

#### 1.5.4. Cálculo del grado de afectación y de la gravedad de riesgo.

El Grado de afectación que existe por la exposición a la actividad laboral se la calcula de la siguiente manera:

$$GA = GP * GE * GC \quad (1.13)$$

De donde:

GA= Grado de afectación

GP = Grado de probabilidad

GE = Grado de exposición

GC = Grado de severidad de las consecuencias

El Grado de Riesgo (GR), es una estimación que permite evaluar y ponderar el riesgo en forma cuantitativa en función de su grado de afectación y el factor de ponderación; este se lo obtiene de la siguiente manera:

$$GR = GA * FP \quad (1.14)$$

De donde:

GR = Grado de riesgo

GA = Grado de afectación

FP = Factor de ponderación

### 1.5.5. Tabla de evaluación de riesgos.

En la tabla 1.10 se resume los posibles rangos de resultados del grado de riesgo que se puede encontrar por la exposición a la actividad laboral.

| Riesgo           |                        | Recomendaciones   |
|------------------|------------------------|---|
| <b>ACEPTABLE</b> | <b>MENOS DE 20</b>     | Es aceptable en el momento actual, puede omitirse la corrección   |
| <b>MODERADO</b>  | <b>ENTRE 20 - 69</b>   | No se necesita mejorar las medidas de control pero deben considerarse soluciones o mejoras de bajo costo y se deben hacer comprobaciones periódicas para asegurar que el riesgo aun es tolerable  |
| <b>NOTABLE</b>   | <b>ENTRE 70 - 199</b>  | Se deben hacer esfuerzos por reducir el riesgo y en consecuencias debe diseñarse un proyecto de mitigación o control. Como está asociado a lesiones muy graves debe revisarse la posibilidad y debe ser de mayor prioridad que el moderado con menores consecuencias (se necesita control propuesto). |
| <b>ALTO</b>      | <b>ENTRE 200 - 399</b> | En presencia de un riesgo así no debe realizarse ningún trabajo. Este es un riesgo en el que se deben establecer estándares de seguridad o listas de verificación para asegurarse que el riesgo está bajo control antes de iniciar cualquier tarea (Se requiere control propuesto)                    |
| <b>MUY ALTO</b>  | <b>MAYOR DE 400</b>    | Si no es posible controlar este riesgo deben suspenderse cualquier operación o debe prohibirse su iniciación.   |

Tabla No. 1.10: Evaluación de riesgos.

Fuente: Departamento de seguridad industrial CELEC-EP  
TRANSELECTRIC

### **1.5.6. Metodología de Hazop**

El objetivo de la técnica HAZOP es identificar los potenciales riesgos en las instalaciones y evaluar los problemas de operabilidad. Aunque la identificación de riesgos es el objetivo principal del método, los problemas de operatividad deben ser revelados cuando éstos tienen impacto negativo en la rentabilidad de la instalación o conducen también a riesgos.o9

Se determinan así los escenarios peligrosos para el personal, instalaciones, terceras partes y medio ambiente, y las situaciones que derivan en una pérdida de producción.

HAZOP se basa en analizar en forma metódica y sistemática el proceso, la operación, la ubicación de los equipos y del personal en las instalaciones, la acción humana (de rutina o no) y los factores externos, revelando las situaciones riesgosas.

Se enfoca en determinar cómo un proceso puede apartarse de sus condiciones normales de diseño y operación, planteando las posibles desviaciones que pudieran ocurrir

Para cada riesgo identificado, se determina su probabilidad y severidad de ocurrencia y se realizaron recomendaciones para mitigar o eliminar dichas situaciones peligrosas.

La técnica del HAZOP es el método disponible de análisis de riesgos más riguroso, pero no puede proporcionar la seguridad completa de que todos los riesgos han sido identificados ya que el resultado del estudio depende fundamentalmente de la capacidad de síntesis y experiencia del equipo de trabajo.

#### **1.5.6.1. Campo de aplicación.**

Se puede aplicar indistintamente a todo tipo de instalaciones ya sean nuevas, existentes o en caso de modificaciones de unidades de operación.

En el caso de nuevas instalaciones el estudio se puede realizar en cualquiera de las etapas del proyecto, puede ser: diseño conceptual, durante la ingeniería básica o de detalle, o antes de la puesta en marcha.

Para el caso de estudio propuesto que se trata de una alimentadora existente, que tiene algunos años de funcionamiento. Para realizar la aplicación de Hazop en una alimentadora de un sistema de distribución es necesario conocer algunos parámetros tales como:

- La corriente que circula a través de la alimentadora.
- El voltaje a la que se encuentra trabajando la alimentadora.
- El tipo de conexión a tierra que tiene la alimentadora.

- El estado de los componentes que forman la alimentadora, tales como: transformadores de distribución; calibre y estado del conductor, tipos de postes, tipos de herrajes, etc.
- La capacidad de cortocircuito de la alimentadora.
- El esquema de protección para analizar el comportamiento del sistema ante fallas.

#### 1.5.6.2. Guía de procedimientos.

Para el efecto de la aplicación de la metodología de Hazop se debe identificar y analizar las causas y consecuencias vinculadas a los imprevistos que se pueden presentar en el sistema a evaluar, por medio de la guía de procedimientos descrita a continuación:

|                          |   |
|--------------------------|---|
| <b>No - Nada</b>         | No realiza el paso u operación. Un paso u operación importante en el proceso se omite (Ejemplo: <b>No</b> flujo de corriente).  |
| <b>Más - Sobre</b>       | Se hace más de lo especificado o requerido en un sentido cuantitativo de una variable (Ejemplo: <b>Más</b> flujo de corriente). |
| <b>Menos Disminución</b> | – Se hace menos de lo especificado o requerido en un sentido cuantitativo (Ejemplo: <b>Menos</b> voltaje)                       |
| <b>Además de</b>         | Se hace más de lo especificado en un sentido cualitativo  |
| <b>Parte de</b>          | Se realiza una parte de un paso en un sentido cualitativo   |
| <b>Reversa</b>           | Se hace lo opuesto a lo especificado  |
| <b>Otro que</b>          | Se hace algo totalmente distinto a lo requerido   |

Tabla No. 1.11: Guía de procedimientos.

### **1.5.6.3. Terminología de Hazop.**

El análisis de HAZOP se basa en identificar cuatro elementos clave:

- La fuente o causa del riesgo.
- La consecuencia, impacto o efecto resultante de la exposición a este riesgo.
- Las salvaguardas existentes o controles, destinados a prevenir la ocurrencia de la causa o mitigar las consecuencias asociadas.
- Las recomendaciones o acciones que pueden ser tomadas si se considera que las salvaguardas o controles son inadecuados o directamente no existen.

# CAPÍTULO 2

## 2. NORMAS Y MARCO LEGAL

Como regla general, las normas proporcionan los límites de diseño que deben satisfacerse y (conjuntamente con los reglamentos de práctica), explican cómo pueden diseñarse los sistemas de puesta a tierra para ajustarse a ellos. Las normas generalmente incluyen formulaciones para realizar los cálculos necesarios o una guía detallada sobre aspectos prácticos – por ejemplo, cómo conectar partes de un equipo o dónde ubicar los electrodos.

Las normas intentan tomar en cuenta factores para prevenir daños y establecer límites, bajo los cuales el diseño se considera aceptable. El mayor riesgo de estos potenciales es que ellos sean suficientes para provocar un choque eléctrico que provoque fibrilación ventricular del corazón.

Al diseñar el sistema de puesta a tierra, el ingeniero deberá usar las ecuaciones y técnicas descritas en las normas o reglamentos para lograr un diseño que tenga potenciales de contacto inferiores a los límites aplicables.



## **2.1. Disposiciones reglamentarias en el Ecuador.**

La Autoridad administrativa sectorial en el área eléctrica tiene a su cargo el Código Eléctrico Ecuatoriano (C.E.E.) como instrumento de Normativa Técnica, cuya aplicación de pautas y recomendaciones se considera para el otorgamiento de Licencias de Construcción por parte de las Municipalidades, con la participación de organismos especializados como el Colegio de Ingenieros Eléctricos del Ecuador.

### **2.1.1 Registro oficial N° 249 de año 1998.**

A través del Ministro de Trabajo y Recursos Humanos acuerdan: Aprobar sin modificaciones el “Reglamento de Seguridad del Trabajo contra Riesgos en Instalaciones de Energía Eléctrica”, elaborado por el Comité Interinstitucional de Seguridad e Higiene del Trabajo el 28 de febrero de 1996.

Para la elaboración de este capítulo solamente se tomarán en cuenta de este Registro oficial, las siguientes disposiciones reglamentarias:

- **Capítulo II:** Normas de Seguridad para el personal que interviene en la operación y mantenimiento de instalaciones eléctricas; de esto se tiene:

- **Artículo 11.- NORMAS GENERALES:** En resumen dice que toda persona que intervenga en la operación y mantenimiento de instalaciones eléctricas den tener credenciales que acredite su conocimiento técnico sobre la actividad que va a realizar, además de estar autorizado por la institución en la cual presta sus servicios y de poseer conocimientos sobre primeros auxilios. Además se dispone que todo trabajo que se realice en una instalación eléctrica se efectuará en presencia y bajo la dirección de un técnico designado por la institución responsable. Se deben colocar barreras protectoras que indique el lugar de trabajo en forma clara y visible.
  
- **Artículo 14.- INTERVENCIÓN EN INSTALACIONES ELÉCTRICAS ENERGIZADAS:** En resumen dice que los trabajos en instalaciones eléctricas energizadas se realizarán cumpliendo un programa diseñado por un técnico autorizado por la empresa y bajo su vigilancia, además de que el personal que intervenga en este tipo de trabajos deberá estar formado para aplicar el procedimiento de trabajo que corresponda. Se deben usar herramientas y equipos de protección según el valor de la tensión de servicio de la instalación en la que se va intervenir. No se deben realizar trabajos en instalaciones energizadas en lugares donde

existan sustancias inflamables o explosivas y cuando hayan precipitaciones, descargas atmosféricas, viento o insuficiente visibilidad.

➤ **Capítulo III:** Normas para intervención en equipos, instalación y casos especiales; de esto se tiene:

- **Artículo 16.- TRANSFORMADORES:** Se tomarán en cuenta:
  - **Disposición 1:** Para considerar sin tensión a un transformador es necesario que estén desconectados los devanados primario y secundario.
  - **Disposición 2:** No se permitirá que un transformador desconectado en el lado de alta tensión, reciba corriente por el lado de baja tensión.
  - **Disposición 5:** Se prohíbe fumar y utilizar cualquier clase de llama en las proximidades de un transformador refrigerado con aceite.
  - **Disposición 6:** Cuando se realicen trabajos de manipulación de aceite a un transformador, se dispondrá de los elementos adecuados para la extinción de incendios.

- **Artículo 24.- TRABAJOS CON VEHÍCULOS, CABRESTANTES, GRÚAS Y SIMILARES** : Se tomarán las siguientes precauciones:
  - La distancia mínima que debe haber entre los conductores de una línea aérea y los extremos de las masas fijas o móviles, sean o no metálicas, será:
    - De 1 metro, hasta 1 kV.
    - De 3 metros, de 1 kV a 69 kV.
    - De 5 metros, de 69 kV en adelante.
  - Prohibir la presencia del personal sobre dichos vehículos durante la realización de los trabajos con excepción de quienes los manejan.
  - En caso de que un aparato o vehículo haga contacto accidental con una línea aérea energizada, el operario no lo abandonará hasta que haya eliminado el contacto, o la corriente.

### **2.1.2 Ministerio de Trabajo y Empleo, Régimen Laboral Ecuatoriano**

**Capítulo V:** De la prevención de los riesgos, de las medidas de seguridad e higiene, de los puestos de auxilio, y de la disminución de la capacidad para el trabajo

**Art. 410.- Obligaciones respecto de la prevención de riesgos.-** Los empleadores están obligados a asegurar a sus trabajadores condiciones de trabajo que no presenten peligro para su salud o su vida. Los trabajadores están obligados a acatar las medidas de prevención, seguridad e higiene determinadas en los reglamentos y facilitadas por el empleador. Su omisión constituye justa causa para la terminación del contrato de trabajo.

**Art. 427.- Trabajadores que operen con electricidad.-** Los trabajadores que operen con electricidad serán aleccionados de sus peligros, y se les proveerá de aisladores y otros medios de protección.

### **2.1.3 Código de Trabajo, Legislación Conexa, Concordancias, Jurisprudencia**

#### **Sección I, Artículo 26, Reglamento de Seguridad y Salud de los Trabajadores y Mejoramiento del Medio Ambiente de Trabajo.**

A través del Decreto Ejecutivo 2393 León Febres-Cordero Ribadeneyra Presidente Constitucional de la República, decreta el siguiente: Reglamento de Seguridad y Salud de los Trabajadores y Mejoramiento del Medio Ambiente de Trabajo, a través del Título VI Protección Personal, para efectos

de la elaboración de esta sección, se enlistan los siguientes artículos relacionados a seguridad:

- Artículo 175.- Disposiciones Generales.
- Artículo 176.- Ropas de trabajo.
- Artículo 177.- Protección del cráneo.
- Artículo 178.- Protección de cara y ojos.
- Artículo 179.- Protección auditiva.
- Artículo 181.- Protección de las extremidades superiores.
- Artículo 183.- Cinturones de seguridad.
- Artículo 184.- Otros elementos de protección.

En resumen estos artículos mencionan la utilización de los medios de protección personal de carácter obligatoria a todo tipo de trabajador que tenga relación a algún proceso productivo de cualquier tipo sea eléctrico, industrial, etc.

**2.1.4 Normas para la aprobación de proyectos eléctricos de urbanizaciones de la ciudad de Guayaquil, Redes aéreas, CORPORACION PARA LA ADMINISTRACION ELECTRICA DE GUAYAQUIL, octubre del 2008.**

Las presentes normas tienen por objeto establecer mecanismos y procedimientos para la elaboración de proyectos eléctricos de urbanizaciones, su aprobación y seguimiento durante su construcción, hasta la energización de la red de distribución eléctrica, siempre que se encuentre ubicada dentro del área de servicio de la Empresa Distribuidora de la Ciudad de Guayaquil.

Las Normas están dirigidas a los Ingenieros Eléctricos y demás profesionales que tienen participación directa o indirecta en la electrificación de la obra que se construye y su relación con la Empresa Distribuidora. Además, será la guía que utilizarán los funcionarios de la Distribuidora para la atención al usuario. Este Reglamento está basado en:

- La Ordenanza Municipal de Urbanizaciones y Parcelaciones;
- La Ley de Ejercicio Profesional de la Ingeniería.

En el capítulo 5: Descripción de las especificaciones técnicas, se tienen las siguientes normas:

**Postes:** En caso de que los postes a colocar sean del tipo no unificado, estos serán tubulares centrifugados de hormigón armado. Para la red primaria se especificarán postes de 11 metros de altura con una resistencia a la rotura transversal de 500 Kg. o más, medido a 20 cm de la punta del poste. [6].

**Conductores:** La sección de los conductores será dimensionada según lo establecido en el inciso 4.6.2 de las normas en mención con excepción de las troncales de alimentadores que serán conductores clase ACSR de calibre 336.4 MCM 26/7, [6].

**Conductor del neutro:** Para el neutro se utilizará conductor clase ASC. El conductor para el neutro deberá ser continuo y conectado sólidamente a tierra en diferentes puntos de la red y obligatoriamente en donde hay algún equipo especial como transformadores, capacitores, pararrayos, etc., [6].

**Transformadores:** Deberá especificarse transformadores tipo poste, CSP (auto protegidos), de 13.200-7620/120-240 voltios, cuatro derivaciones de 2,5%, cada una, dos por encima y dos por debajo de la tensión nominal, con bobinas de cobre en media y baja tensión. Las capacidades a utilizarse serán 25 y 50 KVA para las redes de distribución y 10 KVA para circuitos exclusivos de alumbrado público, en caso de ser necesario [6].



Los transformadores deberán ubicarse, en lo posible, de tal forma que contrarresten los esfuerzos producidos por los conductores, evitándose puentes excesivamente largos. El neutro del transformador deberá conectarse al neutro del sistema mediante conductor de cobre desnudo #6 AWG y grapa de compresión 150 YHD [6].

**Puesta a tierra:** Se emplearán varillas de Copperweld de 5/8" (16 mm.) x 8' (2.40 m), el conductor a instalarse será de cobre, con un calibre mínimo número 6 AWG. Los terminales de puesta a tierra se deberán conectar sólidamente a tierra por medio de grapas de compresión. (Ver Anexo B) [6].

Para proteger el conductor a emplearse se utilizará el orificio de 5/8" (16 mm.) ubicado en la parte superior del poste, de ahí continuará el cable de puesta a tierra por el interior del poste y saldrá por el orificio ubicado en la parte inferior del poste [6].

## **2.2 Disposiciones Internacionales.**

En el ámbito internacional, es muy conocido y empleado el grupo de estándares del Instituto de Ingenieros Eléctricos y Electrónicos (IEEE – Institute of Electrical and Electronics Engineers), entre las normas aplicables a la puesta a tierra tenemos las siguientes:

### **2.2.1 National Electric Code (NFPA 70) Código Eléctrico Nacional Americano, sección 250, última actualización año 2008**

Es un estándar estadounidense para la instalación segura de alumbrado y equipos eléctricos. Es parte de la serie de normas de prevención de incendios publicada por la National Fire Protection Association (NFPA). El propósito y el objetivo del artículo 250 que es la conexión a tierra, es para asegurar que el sistema eléctrico sea seguro contra choques eléctricos e incendios, al limitar la tensión soportada por un rayo, los sobrevoltajes, o al ponerse en contacto accidental con las líneas de alto voltaje provocando fallas a tierra (falla de línea a línea si es el caso). Las normas contenidas en el artículo 250, identifican los métodos de instalación que se deben seguir para asegurar que una instalación eléctrica sea segura.

Se toman en cuenta para esta sección los siguientes artículos:

- Artículo 250.1, Resumen.
- Artículo 250.2, Definiciones.
- Artículo 250.4, Requerimientos generales para puesta a tierra
- Artículo 250.20, Sistemas de corriente alterna a ser aterrizados.
- Artículo 250.26, Conductor de puesta a tierra en sistemas de corriente alterna.
- Artículo 250.36, Sistemas de neutro aterrizados de alta impedancia.
- Artículo 250.50, Sistemas de electrodos de tierra.
- Artículo 250.52, Electrodos de tierra.

### **2.2.2 IEEE Guide for the Application of Neutral Grounding in Electrical Utility Systems, Part IV – Distribution, ANSI/IEEE C62.92.4-1991**

En este estándar se resume la puesta a tierra del neutro de sistemas monofásicos y trifásicos de corriente alterna de servicios eléctricos de distribución primarios para voltajes nominales que estén en el rango de 2.4 a 34.5 kV. También se definen las clases de puesta a tierra en los sistemas de distribución así como consideraciones básicas sobre la economía de la puesta a tierra en sistemas de distribución, el control de sobretensiones temporales y el control de las corrientes de falla a tierra. También se

considera el uso de la conexión a tierra de transformadores, la puesta a tierra del neutro en alta tensión de los transformadores de distribución en conexión estrella-triángulo y la interconexión primaria y secundaria de los neutros de los transformadores de distribución.

### **2.2.3 IEEE Guide for Measuring Earth Resistivity, Ground Impedance, and Earth Surface Potentials of a Ground System, ANSI/IEEE Std. 81, 1983.**

En este estándar se resume la técnica de medición de resistencia y de la impedancia de tierra, la resistividad del terreno, gradientes de potencial de las corrientes en la tierra, y la predicción de la magnitud de la resistencia de tierra y los gradientes de potencial de las pruebas de modelo a escala. Se refiere también a los factores que influyen en la elección de los instrumentos y las técnicas para diversos tipos de medidas; estos incluyen los efectos de la medición, la precisión deseada, el tipo de instrumentos disponibles, posibles fuentes de error, y la naturaleza de la tierra o de puesta a tierra del sistema bajo prueba. La norma tiene por objeto ayudar al ingeniero en la obtención e interpretación de datos precisos y confiables. En él se describen los procedimientos de prueba que promueven la seguridad del personal y los bienes, y evitar las interferencias con el funcionamiento de las instalaciones vecinas.

#### **2.2.4 IEEE Guide for protective grounding of power lines, IEEE Std. 1048-2003.**

El propósito principal de la protección de la puesta a tierra consiste en limitar la diferencia de voltaje entre dos puntos accesibles en el sitio de trabajo a un valor seguro. Esta guía tiene por objeto proporcionar directrices para la puesta a tierra, métodos seguros para las personas que trabajan en la desenergización de líneas aéreas de transmisión y distribución, así como su respectivo mantenimiento.

#### **2.2.5 Normas OHSAS 18001:2007. Requisitos – Sistemas de Gestión De Seguridad y Salud Ocupacional.**

Son normas reconocidas en Seguridad y Salud Ocupacional (S&SO) y tiene el propósito de proporcionar a las organizaciones los elementos de un sistema de gestión de S&SO efectivo que se pueda integrar con otros requisitos de gestión y ayude a las organizaciones a alcanzar sus objetivos económicos y de S&SO. El objetivo general de la Norma OHSAS es apoyar y promover buenas prácticas de S&SO, en equilibrio con las necesidades socioeconómicas.

# CAPÍTULO 3

## 3. APLICACIONES METODOLÓGICAS

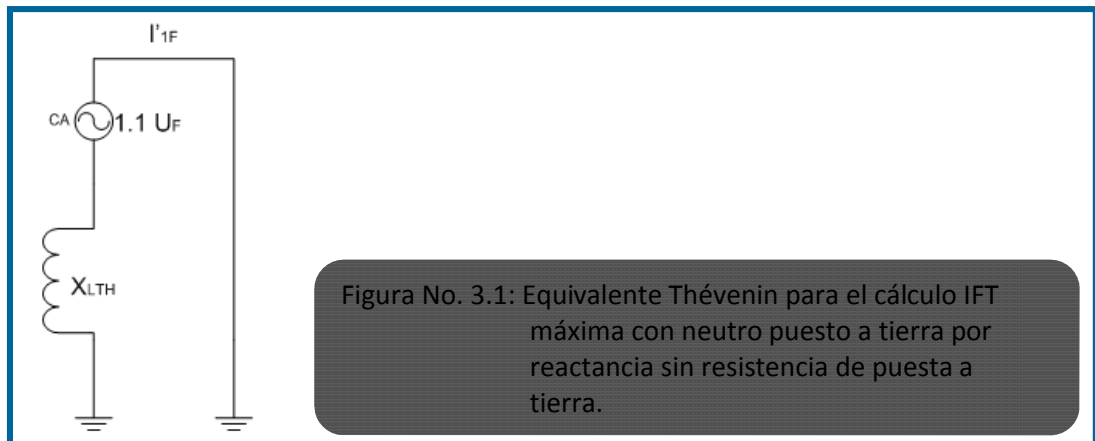
### 3.1. Cálculo de la corriente de falla en un sistema de distribución.

➤ Sin resistencia de puesta a tierra.

Datos:

$U_n = 13.2 \text{ Kv}$

$X_{LTH} = 1.87 \Omega$



$$I' = \frac{\dot{U}_F}{\sqrt{X_{LTH}^2}} = \frac{1.1 \cdot U_n}{\sqrt{1.87^2}} = 4488 \text{ Amp}$$

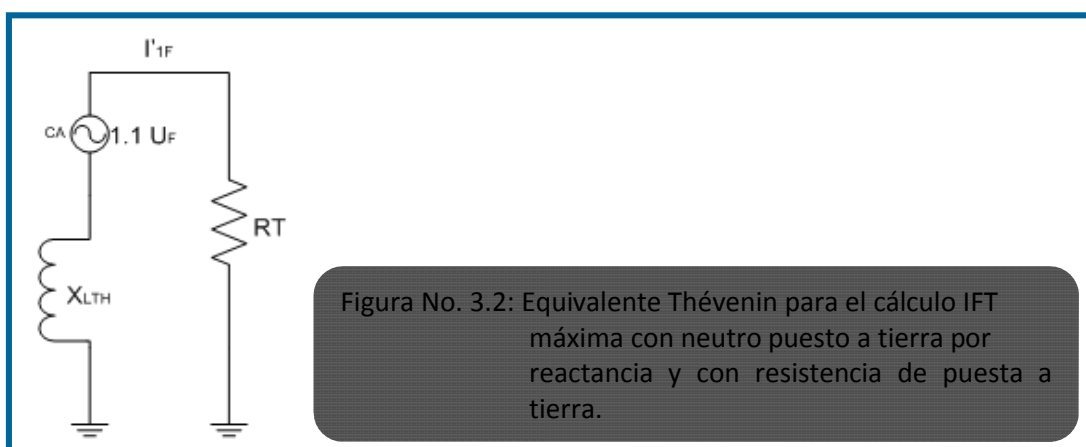
➤ Con resistencia de puesta a tierra.

Datos:

$$U_n = 13.2 \text{ Kv}$$

$$X_{LTH} = 1.87 \ \Omega$$

$P = 1000$  Resistividad del terreno



$$R_T = (1000)(0.135) = 135 \ \Omega$$

$$I' = \frac{1.1 U}{\sqrt{3} X + R} = \frac{1.1(13200)}{\sqrt{3}\sqrt{1.87} + 135} = 62.16 \text{ Amp}$$

Para el cálculo de la tensión de contacto admisible en la instalación:

$$K_C = 0.036 \frac{\text{V}}{(\Omega)}$$

$$U_C = K_C \rho I'_{1F} = (0.036)(1000)(62.16) = 2237.77 \text{ V}$$

Para el cálculo de la tensión de contacto aplicada:

$$U = \frac{U_C}{1 + \frac{1}{2}} = \frac{2237.77}{1 + \frac{2000(3 \cdot 1000)}{2(1000)}} = 639.36 \text{ V}$$

### 3.2. Aplicación del Check-list a una puesta a tierra de un sistema de distribución.

#### IDENTIFICACIÓN DE RIESGOS.

|  |
|--|
| Area de análisis: Alimentadora Santa Cecilia             |
| Fecha:   |
| Subsistema 1: Localización de los postes de distribución |
| Hoja N° 1  |
| Responsable:   |

| Prevención de los riesgos   | Cumple | No cumple | No aplica | Observaciones |
|---|--------|-----------|-----------|---------------|
| La localización de los postes no representa un riesgo para viviendas, edificios o estructuras civiles cercanas al lugar que no tengan vínculos con la empresa auditada.   |        |           |           |               |
| Se encuentran los postes de la alimentadora en un lugar alejado o libre de la población residencial.  |        |           |           |               |
| Ausencia de árboles en los alrededores de las instalaciones de los postes de distribución y que representen un riesgo para los conductores y demás elementos.<br><a href="#">NOM Art- 922-6</a> ; <a href="#">NOM Art- 922-73</a> ; <a href="#">NEC Art- 225.26</a> |        |           |           |               |
| El área donde se encuentra localizada la alimentadora con sus respectivos postes está lejos de carreteras o vías con automotores que puedan ocasionar accidentes de tránsito que atenten contra los soportes de los postes.   |        |           |           |               |
| La situación de los postes en las calles no representa un riesgo para los trabajadores de la empresa eléctrica.   |        |           |           |               |
| El terreno en la cual están ubicados los postes de distribución presenta problemas de deslizamiento.  |        |           |           |               |
| <b>RESUMEN DE TOTALES</b>   |        |           |           |               |

Tabla No. 3.1: Check-list, Subsistema 1: Localización de los postes de distribución.



|   |
|---|
| Area de análisis: Alimentadora Santa Cecilia  |
| Fecha:  |
| Subsistema 2: Estructura Física de los conductores, postes, herrajes, aisladores y crucetas |
| Hoja N° 2   |
| Responsable:  |

| Prevención de los riesgos   | Cumple | No cumple | No aplica | Observaciones |
|---|--------|-----------|-----------|---------------|
| La altura con respecto al suelo de los postes de distribución cumple con las medidas estandarizadas.<br>Normas Categ Art. 5.1.1               |        |           |           |               |
| El tipo de estructura es el adecuado para los postes analizados.<br>Normas Categ Art. 5.1.1   |        |           |           |               |
| Los materiales que se utilizaron en la infraestructura son los correctos para este tipo de postes de distribución.<br>Normas Categ Art. 5.1.1 |        |           |           |               |
| Los postes, herrajes y crucetas son capaces de soportar movimientos telúricos.  |        |           |           |               |
| Los materiales y dimensiones de las crucetas y de los herrajes cumplen con las normas estandarizadas<br>Normas Categ Art. 5.1.2; Art. 5.1.3   |        |           |           |               |
| Los aisladores pin cumplen con la norma ANSI 55-4 y los aisladores de suspensión con la norma ANSI 55-5<br>Normas Categ Art. 5.1.5            |        |           |           |               |
| Los conductores el tamaño necesario y la capacidad para suministrar energía a las cargas<br>NOM Art.- 215-2; Normas Categ 5.1.6.1             |        |           |           |               |
| Los alimentadores están protegidos contra sobrecorriente<br>NOM Art.- 215-3; NOM Art.- 240 literal A  |        |           |           |               |
| El conductor del neutro es de clase ASC y está sólidamente conectado a tierra.<br>Normas Categ 5.1.6.2  |        |           |           |               |
| Existe oxidación en los herrajes  |        |           |           |               |
| Los herrajes y/o demás elementos ubicados en el poste de distribución están conectados al electrodo de puesta a tierra.                       |        |           |           |               |
| <b>RESUMEN DE TOTALES</b>   |        |           |           |               |

Tabla No. 3.2: Check-list, Subsistema 2: Estructura física de los conductores, postes, herrajes, aisladores y crucetas.

|  |
|--|
| Area de análisis: Alimentadora Santa Cecilia |
| Fecha:                                       |
| Subsistema 3: Transformador                  |
| Hoja N° 3                                    |
| Responsable:                                 |

| Prevención de los riesgos  | Cumple | No cumple | No aplica | Observaciones |
|--|--------|-----------|-----------|---------------|
| Existen las distancias apropiadas para su debida operación y mantenimiento<br><a href="#">NEC Art. 450.13; NOM 922-8, Literal B.</a>   |        |           |           |               |
| La parte más baja de transformador, instalado en el poste está a una altura mínima de 4,60m<br><a href="#">NOM 922-8, Literal D.</a>   |        |           |           |               |
| El transformador no presenta ruido u operación fuera de lo normal  |        |           |           |               |
| Las cajas porta fusibles de 15 KV tienen una capacidad nominal de 100 Amperios<br><a href="#">Normas Categ 5.1.7</a>   |        |           |           |               |
| Está ubicado, de tal forma que contrarresta los esfuerzos producidos por los conductores evitando que se produzcan puentes excesivamente largos<br><a href="#">Normas Categ Art. 5.1.5</a> |        |           |           |               |
| La conexión del transformador con la bajante conectada al electrodo de puesta a tierra es adecuada.  |        |           |           |               |
| <b>RESUMEN DE TOTALES</b>  |        |           |           |               |

Tabla No. 3.3: Check-list, Subsistema 3: Transformador

|  |
|--|
| Area de análisis: Alimentadora Santa Cecilia |
| Fecha:                                       |
| Subsistema 4: Puesta a tierra                |
| Hoja N° 4                                    |
| Responsable:                                 |

| Prevención de los riesgos   | Cumple | No cumple | No aplica | Observaciones |
|---|--------|-----------|-----------|---------------|
| El terreno es de tipo arenoso o se encuentra cerca del mar  |        |           |           |               |
| El sistema actual instalado cumple con la resistividad del terreno adecuada para la resistencia de la varilla   |        |           |           |               |
| El sistema de puesta a tierra cuenta con una varilla Copperweld 5/8" (16mm.) x 8" (2,40m)<br><a href="#">Normas Categ Art. 5.1.9</a>  |        |           |           |               |
| Los demás equipos complementarios están conectados a tierra   |        |           |           |               |
| El sistema de puesta a tierra está diseñado para soportar corrientes de corto circuito, de falla y de los transientes que pueda soportar el sistema.                                |        |           |           |               |
| El tamaño de los conductores (cobre) de puesta a tierra a los equipos es superior a 6 AWG.<br><a href="#">Normas Categ Art. 5.1.9</a>   |        |           |           |               |
| La varilla de puesta a tierra debe enterrarse a una profundidad mínima de 0,6 m del nivel de piso terminado. <a href="#">NOM Art.- 922-22</a> ; <a href="#">Normas Categ Anexos</a> |        |           |           |               |
| En caso de existir empalmes en el conductor de puesta a tierra, no deben existir puntos que incrementan la resistividad eléctrica del conductor<br><a href="#">NOM Art.- 921-7</a>  |        |           |           |               |
| <b>RESUMEN DE TOTALES</b>   |        |           |           |               |

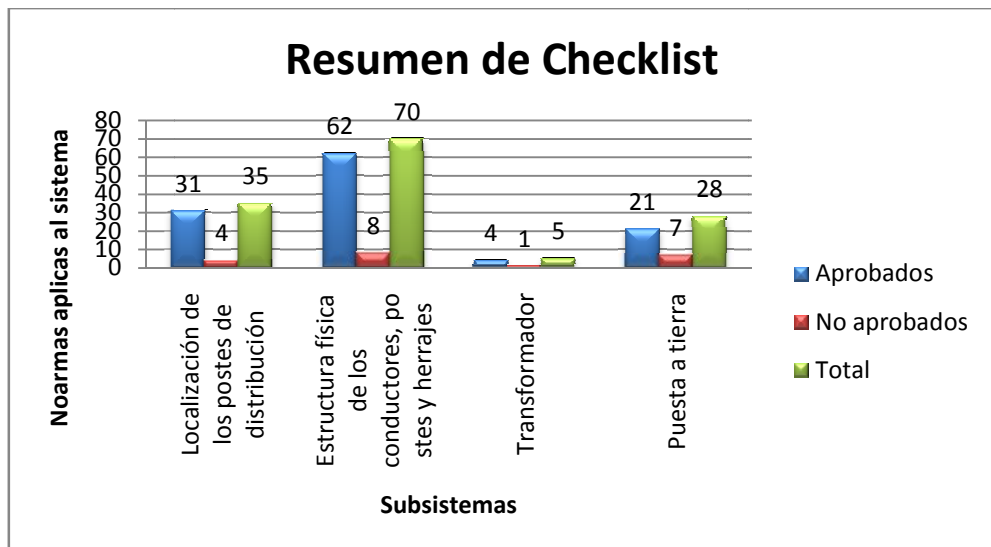
Tabla No. 3.4: Check-list, Subsistema 4: Puesta a tierra

### 3.2.1 Histograma y evaluación de los check list.

A continuación se presenta un resumen del análisis realizado en el check-list a través de una tabla y del respectivo histograma. El respectivo estudio detallado de cada subsistema se encuentra en los anexos.

| Evaluación del Checklist                                |           |       |                  |
|---|-----------|-------|------------------|
| Subsistemas   | Aprobadas | Total | Calificación (%) |
| Localización de los postes de distribución              | 31        | 35    | 88,57            |
| Estructura física de los conductores, postes y herrajes | 62        | 70    | 88,57            |
| Transformador   | 4         | 5     | 80               |
| Puesta a tierra   | 21        | 28    | 75               |

Tabla No. 3.5: Check-list, Subsistema 4: Puesta a tierra








Cuadro No. 3.1: Resumen de Check-list

### 3.3 Valorización de riesgos a través del método FINE.






| SUBSISTEMA #1                              | IDENTIFICACIÓN CHECKLIST                           |  | VALORIZACIÓN CON EL MÉTODO FINE |    |    |    |     | INTERVENCION     |
|--|--|--|---------------------------------|----|----|----|-----|------------------|
|  | FACTOR DE RIESGO                                   | RIESGO   | GP                              | GE | GC | FP | GR  |                  |
| LOCALIZACIÓN DE LOS POSTES DE DISTRIBUCIÓN | Presencia de edificaciones cerca de los postes     | Posibles daños a viviendas debido a incumplimiento de las distancias de seguridad                                  | 1                               | 3  | 5  | 1  | 15  | Riesgo aceptable |
|  | Circulación de vehículos cerca de los postes       | Choque contra las estructuras de los postes de distribución  | 3                               | 3  | 5  | 1  | 45  | Riesgo moderado  |
|  | Presencia de vegetación cerca de las de los postes | Corto circuito entre fases en la acometida (líneas de media tensión) originado por movimiento de ramas de árboles. | 1                               | 5  | 10 | 1  | 50  | Riesgo moderado  |
|  |  | Perdida de la energía eléctrica ocasionada por una falla eléctrica   | 3                               | 10 | 3  | 4  | 360 | Riesgo alto      |
|  |  | Accidentes al efectuar labores de mantenimiento en la acometida producida por las ramas de árboles                 | 0,5                             | 10 | 10 | 1  | 50  | Riesgo moderado  |

**Tabla 3.6 Valorización de riesgos (MÉTODO FINE) del subsistema # 1**

| Abreviación | GP = Grado de probabilidad  | GE = Grado de exposición  | GC = Grado de consecuencias  | FP = Factor de ponderación  | GR = Grado de riesgo   |
|-------------|---|---|--|---|--|
| Colores     |  Riesgo muy alto |  Riesgo alto |  Riesgo notable |  Riesgo moderado |  Riesgo aceptable |






| SUBSISTEMA # 2    | IDENTIFICACIÓN CHECK LIST   |  | VALORIZACIÓN CON EL MÉTODO FINE |    |    |    |     |                  |
|-------------------|---|--|---------------------------------|----|----|----|-----|------------------|
|                   | FACTOR DE RIESGO  | RIESGO   | GP                              | GE | GC | FP | GR  | INTERVENCION     |
| ESTRUCTURA FÍSICA | Complejidad para realizar trabajos de mantenimiento                     | Accidentes laborales, caídas, malas maniobras.   | 0,5                             | 2  | 10 | 1  | 10  | Riesgo aceptable |
|                   | Materiales usados en las estructuras y accesorios                       | Desmoronamiento del poste junto a todos los accesorios instalados en el mismo  | 0,5                             | 6  | 15 | 1  | 45  | Riesgo moderado  |
|                   |   | Caída de los herrajes instalados en los postes debido a movimientos telúricos.   | 1                               | 10 | 5  | 1  | 50  | Riesgo moderado  |
|                   | Incumplimiento con las normas estandarizadas de los postes y accesorios | Reducción en la confiabilidad de la alimentadora   | 0,5                             | 1  | 5  | 1  | 2,5 | Riesgo aceptable |
|                   |   | Disminución del periodo de vida de los elementos y herrajes  | 0,5                             | 3  | 5  | 1  | 7,5 | Riesgo aceptable |
|                   | Aislamiento de los conductores en mal estado                            | Sobrecalentamiento del conductor lo que llevaría a la cocción o incluso al calcinamiento del mismo con el deterioro completo del aislamiento | 3                               | 6  | 5  | 1  | 90  | Riesgo notable   |
|                   | Aisladores de suspensión de los conductores en mal estado               | Perdida de alguna de las líneas de alimentación  | 3                               | 10 | 5  | 1  | 150 | Riesgo notable   |

Tabla 3.7 Valorización de riesgos (MÉTODO FINE) del subsistema # 2

| Abreviación | GP= Grado de probabilidad   | GE = Grado de exposición  | GC = Grado de consecuencias  | FP= Factor de ponderación   | GR = Grado de riesgo   |
|-------------|---|---|--|---|--|
| Colores     |  Riesgo muy alto |  Riesgo alto |  Riesgo notable |  Riesgo moderado |  Riesgo aceptable |

| SUBSISTEMA # 3                             | IDENTIFICACIÓN CHECKLIST  |   | VALORIZACIÓN CON EL MÉTODO FINE |    |    |    |                | INTERVENCION     |
|--|---|---|---------------------------------|----|----|----|----------------|------------------|
|  | FACTOR DE RIESGO  | RIESGO  | GP                              | GE | GC | FP | GR             |                  |
| TRANSFORMADOR                              | Derrame de aceite en el transformador                                       | Posibilidad de incendio                                       | 0,5                             | 10 | 8  | 1  | 40             | Riesgo moderado  |
|  |   | Sobre - calentamiento del Transformador                       | 3                               | 10 | 5  | 1  | 150            | Riesgo notable   |
|  |   | Posibilidad de generación de arcos eléctricos en el interior. | 0,5                             | 10 | 8  | 1  | 40             | Riesgo moderado  |
|  | Aumento en la temperatura en el transformador                               | Recalentamiento del equipo y producción de gases              | 3                               | 6  | 5  | 1  | 90             | Riesgo notable   |
|  |   | Sobrecarga temporal del transformador                         | 6                               | 10 | 5  | 1  | 300            | Riesgo alto      |
|  |   | Sobrecalentamientos localizados o puntos calientes            | 3                               | 10 | 5  | 1  | 150            | Riesgo notable   |
|  | Presencia de ruido por operación fuera de lo normal                         | Efecto corona   | 6                               | 6  | 1  | 1  | 36             | Riesgo moderado  |
|  | Carcasa del transformador no aterrizada.                                    | Contactor indirecto   | 0,5                             | 3  | 8  | 1  | 12             | Riesgo aceptable |
|  | Presencia de mezcla de aceite con polvo en la superficie del transformador. | Arco eléctrico entre los bushing del transformador            | 0,5                             | 10 | 8  | 1  | 40             | Riesgo moderado  |
| Aumento de la demanda de energía eléctrica | Sobrecarga del transformador y pérdida en su vida útil                      | 3   | 10                              | 3  | 1  | 90 | Riesgo notable |                  |






Tabla 3.8 Valorización de riesgos (MÉTODO FINE) del subsistema # 3

| Abreviación | GP = Grado de probabilidad  | GE = Grado de exposición  | GC = Grado de consecuencias  | FP = Factor de ponderación  | GR = Grado de riesgo   |
|-------------|---|---|--|---|--|
| Colores     |  Riesgo muy alto |  Riesgo alto |  Riesgo notable |  Riesgo moderado |  Riesgo aceptable |

### 3.3.1 Valorización de riesgos a través del método FINE aplicado a Hazop.

| PUESTA A TIERRA           | RIESGOS APLICADOS A HAZOP<br>Factor de riesgo                                | VALORIZACIÓN CON EL MÉTODO FINE |    |    |    |     | INTERVENCIÓN   |
|---------------------------|--|---------------------------------|----|----|----|-----|----------------|
|                           |  | GP                              | GE | GC | FP | GR  |                |
| Nodo 2 (Más-resistividad) | Alta resistencia al pasa de un corriente de falla del sistema                | 10                              | 3  | 5  | 1  | 150 | Riesgo notable |
| Nodo 2 (Más-resistencia)  | Alta resistencia del poste   | 6                               | 10 | 5  | 1  | 300 | Riesgo alto    |
| Nodo 2 (Sobre-voltaje)    | Presencia de óxido en el empate de la varilla y la bajante del transformador | 3                               | 3  | 8  | 1  | 72  | Riesgo notable |

**Tabla 3.10 Valorización de riesgos (MÉTODO FINE) aplicados a Hazop**

| Abreviación | GP = Grado de probabilidad  | GE = Grado de exposición  | GC = Grado de consecuencias  | FP = Factor de ponderación  | GR = Grado de riesgo   |
|-------------|---|---|--|---|--|
| Colores     |  Riesgo muy alto |  Riesgo alto |  Riesgo notable |  Riesgo moderado |  Riesgo aceptable |



### 3.3 Aplicación de la metodología de HAZOP.

**SISTEMA DE PUESTA A TIERRA EN SISTEMA DE DISTRIBUCIÓN  
POSTES DE DISTRIBUCION  
INFORME TECNICO  
FORMATO DE RIESGOS UTILIZANDO HAZOP**

| <b>Nodo 2: Sistema de Puesta a tierra</b> |                     |                      |   |  |
|---|---------------------|----------------------|---|--|
| <b>Variable</b>                           | <b>Palabra guía</b> | <b>Desviación</b>    | <b>Procedencias</b>   | <b>Consecuencias</b>   |
| RESISTIVIDAD                              | Más                 | Más-<br>Resistividad | -Naturaleza del terreno<br>-Contacto entre el electrodo y el terreno  | -Mayor resistividad indica mayor menor conductividad por lo tanto existirá una alta resistencia al paso de la corriente de falla del sistema.  |
|   | Nada                | No-<br>Resistividad  | No aplica   |  |
| RESISTENCIA                               | Más                 | Más-<br>Resistencia  | -Los terminales de puesta a tierra no están conectados debidamente a los conectores y/o grapas.<br>-Electrodo de puesta a tierra no enterrado en su totalidad.<br>-Cable de Puesta a tierra sin sus respectivos terminales.<br>-Electrodo en estado de corrosión.<br>-Conductor no apropiado (bajante del transformador), | -Alta resistencia al paso de la corriente de falla.<br>-Choque eléctrico por contacto indirecto en el caso de ocurrir alguna falla eléctrica.<br>- Aumento de temperaturas.<br>-Cortocircuito fortuito provocado por desprendimiento de elementos conductores, teniendo también como factores preponderantes la humedad y corrosión. |

|         |       |               |  |  |
|---------|-------|---------------|--|--|
|         |       |               | <p>sección transversal muy pequeña.</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>-Resistencia muy alta del poste.</li> <li>-Ruptura del conductor de puesta a tierra.</li> <li>-Una pobre unión entre terreno y el electrodo.</li> </ul> | <p>-Aceleración del deterioro del electrodo.</p>   |
| TENSIÓN | Sobre | Sobre-voltaje | <p>Falla en el sistema de puesta a tierra por aumento en el nivel de resistencia por presencia de óxido en el empate de la varilla y el conductor (bajante del transformador)</p>  | <ul style="list-style-type: none"> <li>-Falla el sistema de puesta a tierra como sistema de descarga de sobre-voltaje dañando a los respectivos equipos.</li> <li>-Presencia persistente de una corriente de defecto a tierra que provoca la falla del dispositivo de sobrecarga del transformador.</li> </ul> |

# CAPÍTULO 4

## 4. MEDIDAS PARA MITIGAR LOS RIESGOS EN UNA PUESTA A TIERRA EN UN SISTEMA DE DISTRIBUCIÓN.

En la valorización de riesgos, se obtuvo la clasificación de los mismos acorde a la amenaza que estos han presentado, consecuentemente se emplearán acciones necesarias que permitan mitigar dichos riesgos.

A través de la Lista de verificación de los peligros eléctricos (Check-list) y del análisis de HAZOP se mostrará las disposiciones según las normas en cada una de las desviaciones encontradas.

Por lo tanto es necesario clasificar las consecuencias encontradas, a través del análisis efectuado en el Check-list, siendo estudiado los diversos factores de riesgo y sus respectivos motivos se encontraron las siguientes anomalías para el subsistema de puesta a tierra:

- Pérdida de la conexión de puesta a tierra.
- Variaciones de voltaje.

- Fallos en dispositivos de maniobra o protección.
- Electrocuación por contactos indirectos.
- Problemas de sobrevoltaje, transitorios electromagnéticos y variación de la frecuencia.

Se procederá a analizar detalladamente cada riesgo mencionado anteriormente por lo que para mitigar estas desviaciones se fundamentará en el estudio de los artículos de las normas NEC 2008, NFPA 70E, NOM 199 y otras normas internacionales.

### **Puesta a tierra.**

#### **4.1 Mal estado de la conexión del terminal del conductor de puesta a tierra con el electrodo de puesta a tierra del poste.**

Este problema se presenta en el poste 7 de la alimentadora Santa Cecilia y se deben realizar uniones sólidas y seguras con conectores en las conexiones varilla – conductor – transformador y evitar entorches aéreos tal como se muestra en la figura, pues, en condiciones transitorias se genera una reactancia elevada y por ende una impedancia de puesta a tierra de alto valor además de pérdida de conductividad para corrientes de falla a tierra.



#### **4.2 Ausencia del sistema de puesta a tierra de seguridad.**

Actualmente el sistema se encuentra aterrizado mediante la respectiva varilla de tierra, pero en todos los sectores de Guayaquil no es así. Existen zonas más densamente pobladas en la cual el hurto del conductor de tierra es común y para mitigar dicho efecto se debe colocar el alambre desnudo de cobre que sirve como conexión del neutro en el interior del poste de hormigón. Se puede encontrar una ilustración de lo explicado en el anexo B.

### **4.3 Descargas atmosféricas.**

Se instalarán pararrayos en todas las troncales de alimentadoras, espaciados a un kilómetro de distancia y en el punto de entrega de energía. Los pararrayos se deberán conectar a la línea primaria mediante un puente con conductor # 6 Cu, un estribo y grapa de línea viva. También se deberán conectar sólidamente a tierra. Los pararrayos deberán ser de 10 Kv.

Esto ayudará a solucionar los problemas de sobrevoltaje, transitorios electromagnéticos y variación de la frecuencia ya que la mayoría de los ordenadores trabajan satisfactoriamente a frecuencias de 60 Hz.

### **4.4 Presencia de corrosión.**

Este problema fue encontrado en los postes 1, 2, 3, 4 y 7 de la alimentadora Santa Cecilia. En el poste 7 mencionado, la conexión de la puesta a tierra resulta afectada por dicho problema pudiendo causar la ruptura del conductor de puesta a tierra o desgaste en las uniones apernadas o en las grapas de compresión de soldadura exotérmica y soldadura por fusión autógena. Se recomienda conectar el electrodo vertical, preferentemente de borne simple en anillo con diámetro interior variable desde  $(0.013 \pm 0.025)$  metros que unen el conductor de la puesta a tierra con el transformador. Para los postes 1, 2, 3 y 4 de la alimentadora Santa Cecilia se pudo detectar la presencia de

corrosión en los herrajes por lo que es necesario realizar una inspección visual y darle el respectivo mantenimiento preventivo con pintura anticorrosiva o realizar el cambio respectivo del elemento corroído por uno nuevo.



#### **4.5 Neutro del secundario está abierto o tiene una conexión pobre.**

En todos los postes analizados el secundario tiene una buena conexión por lo que el cliente no sufre variaciones de voltaje. Normalmente, los incrementos o disminuciones graduales en la carga de los sistemas de distribución eléctrica pueden causar cambios graduales en intervalos entre 15 segundos a varios minutos.

#### **4.6 Múltiples conexiones de neutro a tierra.**

En todos los postes analizados no existe múltiple aterrizamiento de neutro a tierra pero este riesgo produciría una operación inapropiada de los dispositivos de protección durante condiciones de falla, debido a que la corriente de falla se dividiría entre la tierra y el neutro por lo que se recomienda instalar dispositivos de protección de buena calidad y realizar bien la coordinación de protecciones.

Además de forma general, es necesario siempre tener el personal adecuado y capacitado para realizar los respectivos mantenimientos. El electricista debe ser una persona calificada para la realización de los trabajos donde existan riesgos eléctricos, entrenado en el uso correcto de equipos y herramientas así como de equipos de protección personal. Ésta calificación es obtenida de la revisión de su hoja de vida o de los requisitos de entrenamiento establecidos en el estándar OSHA 29 CFR 1910.331 a 1910.339.

Todos los tipos de instalaciones deben ser objeto de dos tipos de mantenimiento:

- Inspección a intervalos frecuentes de aquellas componentes que son accesibles o que pueden fácilmente hacerse accesibles.
- Examen, incluyendo una inspección rigurosa y, posiblemente prueba.



La inspección del sistema de tierra en una instalación normalmente ocurre asociada con la visita para otra labor de mantenimiento. Consiste de una inspección visual sólo de aquellas partes del sistema que pueden verse directamente, particularmente observando evidencia de desgaste, corrosión, vandalismo o robo.

## **CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES.**

Las conclusiones son las siguientes:

1. Es muy importante conocer la resistividad del terreno, ya que de ello depende que un sistema de puesta a tierra sea el adecuado para un sistema de distribución.
2. Es primordial conocer y controlar los riesgos de una puesta a tierra haciendo referencia al nivel de gravedad de cada riesgo con el fin de asegurar la integridad física de las personas involucradas en el mantenimiento y operación de un sistema de distribución.
3. La conservación e inspección de la puesta a tierra debe realizarse periódicamente, con el objetivo de controlar el valor de la resistencia de puesta a tierra, para ello no sólo basta la medición de la resistencia sino también verificar el estado del electrodo y de las uniones.
4. La frecuencia del mantenimiento y la práctica recomendada en cualquiera instalación depende del tipo y tamaño de la instalación, su función y su nivel de voltaje.

Las recomendaciones son las siguientes:

1. En el posible caso de que la resistencia de puesta a tierra se encuentre por debajo del valor límite, se debe efectuar el tratamiento del terreno, eso se logra: con sales, con geles o con abonado electrolítico.
2. Se recomienda que las uniones o conexiones bajo tierra, del electrodo con el conductor de cobre deben tener una soldadura exotérmica.
3. Es recomendable enterrar el electrodo de puesta a tierra a una distancia del poste de 1m, esto es para tener una zona de influencia mínima de resistencia mutua con el armazón de hierro del poste; de las pruebas realizadas por la IEEE en sus normas indicadas en el capítulo 2 se concluye que disminuye un 15% el valor de la resistencia de puesta a tierra.
4. El mantenimiento se lo deberá realizar en la época en que el terreno esté más seco y después de cada descarga eléctrica.
5. Es aconsejable la elaboración de un programa para el cálculo de un sistema de puesta a tierra.
6. Se recomienda tener una base de datos de los respectivos mantenimientos realizados a un sistema de puesta a tierra.



# **ANEXO A**

**TABLA 1****CAPACIDAD DE CONDUCTORES DE ALUMINIO TIPO ACSR, SIN VIENTO**

| <b>CALIBRE<br/>MCM/<br/>AWG</b> | <b>No. DE<br/>HILOS</b> | <b>CAPACIDADES TÉRMICAS<br/>(AMPS)</b> |               |               |
|---------------------------------|-------------------------|--|---------------|---------------|
|                                 |                         | <b>* 70°C</b>                          | <b>* 80°C</b> | <b>* 90°C</b> |
| 477                             | 26/7                    | 417                                    | 483           | 553           |
| 336,4                           | 26/7                    | 327                                    | 387           | 442           |
| 336,4                           | 18/1                    | 320                                    | 380           | 425           |
| 266,8                           | 26/7                    | 271                                    | 320           | 360           |
| 266,8                           | 6/7                     | 255                                    | 295           | 333           |
| 4/0                             | 6/1                     | 210                                    | 252           | 281           |
| 3/0                             | 6/1                     | 183                                    | 214           | 248           |
| 2/0                             | 6/1                     | 155                                    | 183           | 205           |
| 1/0                             | 6/1                     | 133                                    | 153           | 173           |
| 1                               | 6/1                     | 117                                    | 136           | 150           |
| 2                               | 7/1                     | 101                                    | 119           | 135           |
| 2                               | 6/1                     | 98                                     | 117           | 131           |
| 4                               | 7/1                     | 74                                     | 86            | 97            |
| 4                               | 6/1                     | 72                                     | 83            | 95            |
| 6                               | 6/1                     | 50                                     | 59            | 69            |

\*Temperatura del conductor, 60 HZ, sin viento.

**TABLA 2****CAPACIDAD DE CONDUCTORES DE ALUMINIO TIPO ACSR, CON VIENTO**

| <b>CALIBRE<br/>MCM/<br/>AWG</b> | <b>No. DE<br/>HILOS</b> | <b>CAPACIDADES TÉRMICAS<br/>(AMPS)</b> |               |               |
|---------------------------------|-------------------------|--|---------------|---------------|
|                                 |                         | <b>* 70°C</b>                          | <b>* 80°C</b> | <b>* 90°C</b> |
| 477                             | 26/7                    | 583                                    | 663           | 729           |
| 336,4                           | 26/7                    | 485                                    | 550           | 600           |
| 336,4                           | 18/1                    | 473                                    | 539           | 589           |
| 266,8                           | 26/7                    | 393                                    | 450           | 491           |
| 266,8                           | 6/7                     | 363                                    | 409           | 455           |
| 4/0                             | 6/1                     | 310                                    | 353           | 383           |
| 3/0                             | 6/1                     | 278                                    | 313           | 343           |
| 2/0                             | 6/1                     | 238                                    | 270           | 295           |
| 1/0                             | 6/1                     | 200                                    | 233           | 258           |
| 1                               | 6/1                     | 194                                    | 203           | 225           |
| 2                               | 6/1                     | 156                                    | 177           | 189           |
| 4                               | 6/1                     | 118                                    | 133           | 145           |
| 6                               | 6/1                     | 83                                     | 96            | 107           |

\*Temperatura del conductor, 60 HZ, velocidad del viento 2.2 km/h.

**TABLA 3****CAPACIDAD DE CONDUCTORES DE ALUMINIO TIPO ACS**

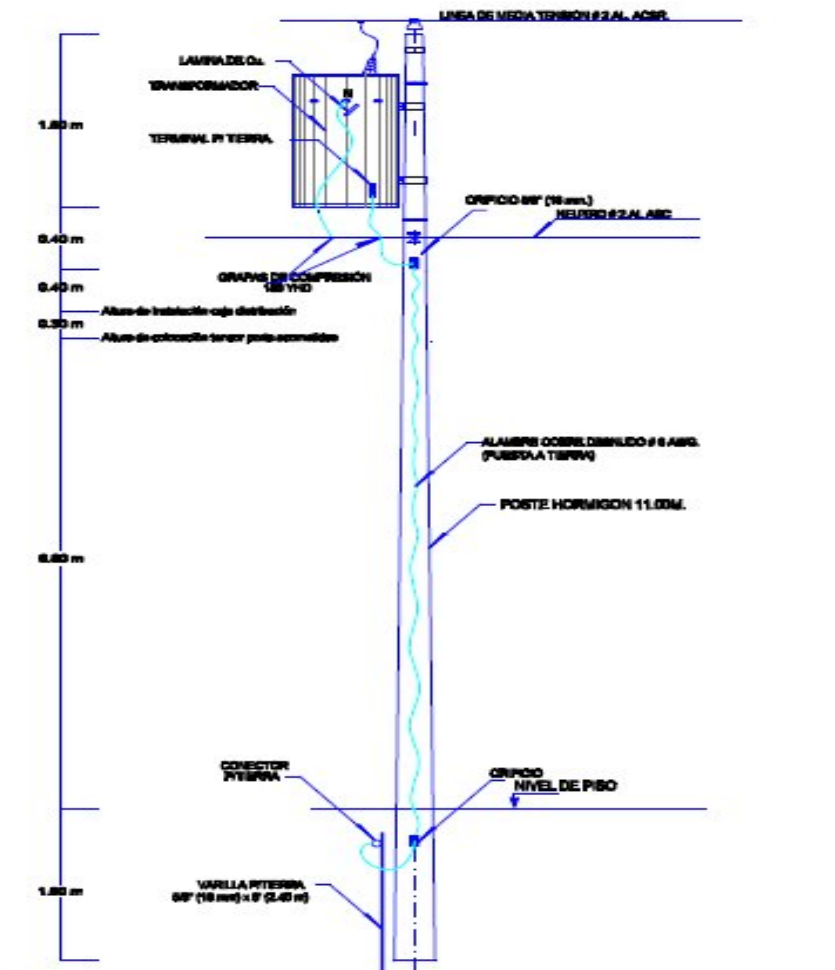
| <b>CALIBRE<br/>MCM/<br/>AWG</b> | <b>No. DE<br/>HILOS</b> | <b>CAPACIDADES<br/>TÉRMICAS (AMPS)</b> |
|---------------------------------|-------------------------|--|
|                                 |                         | <b>* 75°C</b>                          |
| 477                             | 19                      | 639                                    |
| 336,4                           | 19                      | 513                                    |
| 266,8                           | 19                      | 44                                     |
| 4/0                             | 7                       | 383                                    |
| 3/0                             | 7                       | 331                                    |
| 2/0                             | 7                       | 286                                    |
| 1/0                             | 7                       | 247                                    |
| 2                               | 7                       | 185                                    |
| 4                               | 7                       | 138                                    |
| 6                               | 7                       | 103                                    |

\*Calculada para una temperatura del conductor de 75°C, Temperatura ambiente de 25°C, emisividad de 0.5, viento de 0.61 m/seg. y con efecto del sol (1033 watts./m<sup>2</sup>).



## **ANEXO B**

# CONEXIÓN DEL NEUTRO Y PUESTA A TIERRA DEL TRANSFORMADOR.



## **ANEXO C**

|  |
|--|
| Area de análisis: Alimentadora Santa Cecilia             |
| Fecha:   |
| Subsistema 1: Localización de los postes de distribución |
| Hoja Nº 1  |
| Responsable:   |

| Preveccion de riesgos   | Cumple  |         |         |         |         |         |         | No cumple |         |         |         |         |         |         | No aplica |         |         |         |         |         |         | Observaciones  |
|---|---------|---------|---------|---------|---------|---------|---------|-----------|---------|---------|---------|---------|---------|---------|-----------|---------|---------|---------|---------|---------|---------|--|
|   | Poste 1 | Poste 2 | Poste 3 | Poste 4 | Poste 5 | Poste 6 | Poste 7 | Poste 1   | Poste 2 | Poste 3 | Poste 4 | Poste 5 | Poste 6 | Poste 7 | Poste 1   | Poste 2 | Poste 3 | Poste 4 | Poste 5 | Poste 6 | Poste 7 |  |
| La localización de los postes no representa un riesgo para viviendas, edificios o estructuras civiles cercanas al lugar que no tengan vínculos con la empresa auditada.   | X       | X       | X       | X       | X       | X       | X       |           |         |         |         |         |         |         |           |         |         |         |         |         |         |  |
| Se encuentran los postes de la alimentadora en un lugar alejado o libre de la población residencial.  | X       | X       | X       | X       |         | X       | X       |           |         |         |         | X       |         |         |           |         |         |         |         |         |         |  |
| Ausencia de árboles en los alrededores de las instalaciones de los postes de distribución y que representen un riesgo para los conductores y demás elementos. NCM Art.- 922-6; NCM Art.- 922-7B; NEC Art.- 225.26           | X       | X       |         | X       | X       | X       | X       |           |         |         | X       |         |         |         |           |         |         |         |         |         |         | Se presenta peligro debido a la proximidad de una palmera la cual puede provocar corto circuito o caída de alguna de las líneas del tercer poste de distribución |
| El área donde se encuentra localizada la alimentadora con sus respectivos postes está lejos de carreteras o vías con automotores que puedan ocasionar accidentes de tránsito que atenten contra los soportes de los postes. |         |         |         |         |         |         |         |           |         |         |         |         |         |         | X         | X       | X       | X       | X       | X       | X       |  |
| La situación de los postes en las calles no representa un riesgo para los trabajadores de la empresa eléctrica.   | X       | X       | X       | X       | X       | X       | X       |           |         |         |         |         |         |         |           |         |         |         |         |         |         |  |
| El terreno en la cual están los postes de distribución presentan problemas de deslaves, inundaciones o está dentro de un área de fuertes temblores.   | X       | X       | X       |         | X       | X       |         |           |         |         | X       |         |         | X       |           |         |         |         |         |         |         | Los postes se encuentran ubicados en una pendiente que puede provocar deslizamientos de terreno.   |
| <b>SUBTOTALES</b>   | 5       | 5       | 4       | 4       | 4       | 4       | 4       | 0         | 0       | 1       | 1       | 1       | 0       | 0       | 1         | 1       | 1       | 1       | 1       | 1       | 1       |  |
| <b>RESUMEN DE TOTALES</b>   | 31      |         |         |         |         |         |         | 4         |         |         |         |         |         |         | 7         |         |         |         |         |         |         | <b>CALIFICACIÓN: 31/35</b>   |

|   |
|---|
| Área de análisis: Alimentadora Santa Cecilia  |
| Fecha:  |
| Subsistema 2: Estructura física de los conductores, postes, herrajes, aisladores y crucetas |
| Hoja N° 2   |
| Responsable:  |

| Prevención de riesgos  | Cumple  |         |         |         |         |         |         | No cumple |         |         |         |         |         |         | No aplica |         |         |         |         |         |         | Observaciones  |
|--|---------|---------|---------|---------|---------|---------|---------|-----------|---------|---------|---------|---------|---------|---------|-----------|---------|---------|---------|---------|---------|---------|--|
|  | Poste 1 | Poste 2 | Poste 3 | Poste 4 | Poste 5 | Poste 6 | Poste 7 | Poste 1   | Poste 2 | Poste 3 | Poste 4 | Poste 5 | Poste 6 | Poste 7 | Poste 1   | Poste 2 | Poste 3 | Poste 4 | Poste 5 | Poste 6 | Poste 7 |  |
| La altura con respecto al suelo de los postes de distribución cumple con las medidas estandarizadas Normas Categ Art. 5.1.1                | X       | X       | X       | X       | X       | X       | X       |           |         |         |         |         |         |         |           |         |         |         |         |         |         |  |
| El tipo de estructura es el adecuado para los postes analizados Normas Categ Art. 5.1.1  | X       | X       | X       | X       | X       | X       | X       |           |         |         |         |         |         |         |           |         |         |         |         |         |         |  |
| Los materiales que se utilizaron en la infraestructura son los correctos para este tipo de postes de distribución. Normas Categ Art. 5.1.1 | X       | X       | X       | X       | X       | X       | X       |           |         |         |         |         |         |         |           |         |         |         |         |         |         |  |
| Los postes, herrajes y crucetas son capaces de soportar movimientos térmicos   | X       | X       |         | X       |         | X       |         |           |         | X       |         | X       |         | X       |           |         |         |         |         |         |         | Se evidencia una pronunciada inclinación de los postes.                                |
| Los materiales y dimensiones de las crucetas y de los herrajes cumplen con las normas estandarizadas Normas Categ Art. 5.1.2; Art. 5.1.3   | X       | X       | X       | X       | X       | X       | X       |           |         |         |         |         |         |         |           |         |         |         |         |         |         |  |
| Los aisladores pin cumplen con la norma ANSI 55-4 y los aisladores de suspensión con la norma ANSI 55-5. Normas Categ Art. 5.1.5           | X       | X       | X       | X       | X       | X       | X       |           |         |         |         |         |         |         |           |         |         |         |         |         |         |  |
| Los conductores el tamaño necesario y la capacidad para suministrar energía a las cargas NOM Art.- 215-2; Normas Categ 5.1.6.1             | X       | X       | X       | X       | X       | X       | X       |           |         |         |         |         |         |         |           |         |         |         |         |         |         |  |
| Los alimentadores están protegidos contra sobrecorriente. NCM Art.- 215-3; NCM Art.- 240 literal A   | X       | X       | X       | X       | X       | X       | X       |           |         |         |         |         |         |         |           |         |         |         |         |         |         |  |
| El conductor del neutro es de clase ASC y está solidamente conectado a tierra. Normas Categ 5.1.6.2  | X       | X       | X       | X       | X       | X       | X       |           |         |         |         |         |         |         |           |         |         |         |         |         |         |  |
| Existe oxidación en los herrajes   |         |         |         |         | X       | X       |         | X         | X       | X       | X       |         |         | X       |           |         |         |         |         |         |         | Todos los elementos del poste de distribución presentan una gran cantidad de oxidación |
| <b>SUBTOTALES</b>  | 9       | 9       | 8       | 9       | 9       | 10      | 8       | 1         | 1       | 2       | 1       | 1       | 0       | 2       |           |         |         |         |         |         |         |  |
| <b>RESUMEN DE TOTALES</b>  | 62      |         |         |         |         |         |         | 8         |         |         |         |         |         |         | 0         |         |         |         |         |         |         | CALIFICACIÓN: 62/70  |

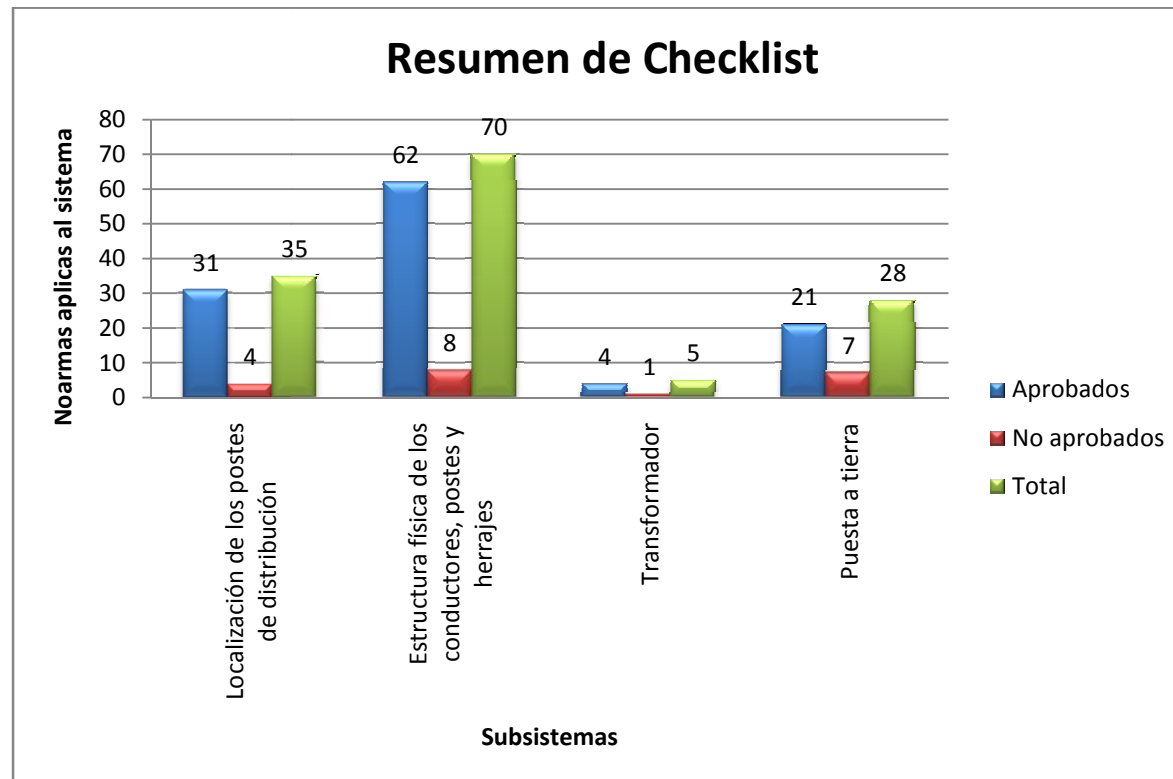
|  |
|--|
| Area de analisis: Alimentadora Santa Cecilia |
| Fecha:                                       |
| Subsistema 3: Transformador                  |
| Hoja N° 3                                    |
| Responsable:                                 |

| Preveccion de riesgos   | Cumple  |         |         |         |         |         |         | No cumple |         |         |         |         |         |         | No aplica |         |         |         |         |         |         | Observaciones    |  |
|---|---------|---------|---------|---------|---------|---------|---------|-----------|---------|---------|---------|---------|---------|---------|-----------|---------|---------|---------|---------|---------|---------|------------------|--|
|   | Punto 1 | Punto 2 | Punto 3 | Punto 4 | Punto 5 | Punto 6 | Punto 7 | Punto 1   | Punto 2 | Punto 3 | Punto 4 | Punto 5 | Punto 6 | Punto 7 | Punto 1   | Punto 2 | Punto 3 | Punto 4 | Punto 5 | Punto 6 | Punto 7 |                  |  |
| Existen las distancias apropiadas para su debida operacion de mantenimiento. NEC Art 450-13; NOM 922-8, Literal B.  |         |         |         |         |         |         | X       |           |         |         |         |         |         |         |           |         |         |         |         |         |         |                  |  |
| La parte mas baja de transformador, instalado en el poste está a una altura minima de 4.60m. NOM 922-8 Literal D.   |         |         |         |         |         |         | X       |           |         |         |         |         |         |         |           |         |         |         |         |         |         |                  |  |
| El transformador no presenta ruido u operacion fuera de lo normal.  |         |         |         |         |         |         | X       |           |         |         |         |         |         |         |           |         |         |         |         |         |         |                  |  |
| Esta ubicado, de tal forma que contrarresta los esfuerzos producidos por los conductores evitando que se produzcan puentes excesivamente largos. Normas Catez Art. 5.15 |         |         |         |         |         |         |         |           |         |         |         |         | X       |         |           |         |         |         |         |         |         | X                |  |
| Las cajas portafusibles de 15KV tienen una capacidad nominal de 100 Amperios. Normas Catez 5.17   |         |         |         |         |         |         | X       |           |         |         |         |         |         |         |           |         |         |         |         |         |         |                  |  |
| <b>SUBTOTALES</b>   | 0       | 0       | 0       | 0       | 0       | 0       | 4       | 0         | 0       | 0       | 0       | 0       | 0       | 0       | 0         | 0       | 0       | 0       | 0       | 0       | 0       | 0                |  |
| <b>RESUMEN DE TOTALES</b>   | 4       |         |         |         |         |         |         | 1         |         |         |         |         |         |         | 0         |         |         |         |         |         |         | CALIFICACIÓN 4/5 |  |

|  |
|--|
| Area de analisis: Alimentadora Santa Cecilia |
| Fecha:                                       |
| Subsistema 4: Puesta a tierra                |
| Hoja N° 4                                    |
| Responsable:                                 |

| Preveccion de riesgos  | Cumple  |         |         |         |         |         |         | No cumple |         |         |         |         |         |         | No aplica |         |         |         |         |         |         | Observaciones       |  |
|--|---------|---------|---------|---------|---------|---------|---------|-----------|---------|---------|---------|---------|---------|---------|-----------|---------|---------|---------|---------|---------|---------|---------------------|--|
|  | Punto 1 | Punto 2 | Punto 3 | Punto 4 | Punto 5 | Punto 6 | Punto 7 | Punto 1   | Punto 2 | Punto 3 | Punto 4 | Punto 5 | Punto 6 | Punto 7 | Punto 1   | Punto 2 | Punto 3 | Punto 4 | Punto 5 | Punto 6 | Punto 7 |                     |  |
| El terreno es de tipo arenoso o se encuentra cerca del mar.  |         |         |         |         |         |         |         | X         | X       | X       | X       | X       | X       | X       |           |         |         |         |         |         |         |                     |  |
| El sistema actual instalado cumple con la resistividad del terreno adecuada para la resistencia de la varilla.                                       | X       | X       | X       | X       | X       | X       | X       |           |         |         |         |         |         |         |           |         |         |         |         |         |         |                     |  |
| El sistema de puesta a tierra cuenta con una varilla Copperweld 5/8" (16mm.) x 8'(2,40m).<br>Normas Categ. Art. 5.1.9                                | X       | X       | X       | X       | X       | X       | X       |           |         |         |         |         |         |         |           |         |         |         |         |         |         |                     |  |
| El sistema de puesta a tierra está diseñado para soportar corrientes de corto circuito, de falla y de los transientes que pueda soportar el sistema. | X       | X       | X       | X       | X       | X       | X       |           |         |         |         |         |         |         |           |         |         |         |         |         |         |                     |  |
| El tamaño de los conductores (cobre) de puesta a tierra a los equipos es superior a 6 AWG.<br>Normas Categ. 5.1.9                                    |         |         |         |         |         |         |         |           |         |         |         |         |         |         |           |         |         |         |         |         |         |                     | No es posible constatar datos de campo |
| La varilla de puesta a tierra debe enterrarse a una profundidad mínima de 0,6m del nivel de piso terminado.<br>NOM Art. 922-22; Normas Categ. Anexos |         |         |         |         |         |         |         |           |         |         |         |         |         |         |           |         |         |         |         |         |         |                     | No es posible constatar datos de campo |
| <b>SUBTOTALES</b>  | 0       | 0       | 0       | 0       | 0       | 0       | 4       | 1         | 1       | 1       | 1       | 1       | 1       | 1       | 0         | 0       | 0       | 0       | 0       | 0       | 0       |                     |  |
| <b>RESUMEN DE TOTALES</b>  | 21      |         |         |         |         |         |         | 7         |         |         |         |         |         |         | 0         |         |         |         |         |         |         | CALIFICACIÓN: 21/28 |  |

|   | Aproba | No apr | Total |
|---|--------|--------|-------|
| Localización de los postes de distribución              | 31     | 4      | 35    |
| Estructura física de los conductores, postes y herrajes | 62     | 8      | 70    |
| Transformador   | 4      | 1      | 5     |
| Puesta a tierra   | 21     | 7      | 28    |





**BIBLIOGRAFÍA:**

[1] Curso sobre pararrayos: Aplicaciones en redes de distribución, subestaciones y líneas de transmisión. Capítulo 6: Pararrayos para redes de distribución. RIEMA Poeta Drummond Flat Service, São Paulo – SP

[2] Mackerras, D., Darveniza, M., Liew, A. C. “Review of Claimed Enhanced Lightning protection of Buildings by Early Streamer Emission Air Terminals” IEE Proc. –Sci. Meas. Technol. Vol 144. N° 1, Enero 1997.

[3] Moore, C. B., Aulich, G. and Rison, W. “Responses of Lightning Rods to Nearby Lightning” International Conference on Lightning and Static Electricity, Aerospace Congress and Exhibition, Seattle, USA, 10-14 de Septiembre, 2001

4] IEEE “Recommended Practice for Grounding of Industrial and Commercial Power Systems”, IEEE Std. 142-1993. First Printing 1992, The Institute of Electrical and Electronics Engineers, Inc 3 Park Avenue, New York, NY 10016-5997, USA.

[5] IEEE “Guide for Safety in AC Substation Grounding”, IEEE-80-2000, The Institute of Electrical and Electronics Engineers, Inc 3 Park Avenue, New York, NY 10016-5997, USA.

[6] Normas para la aprobación de proyectos eléctricos de urbanizaciones de la ciudad de Guayaquil, Redes aéreas, CORPORACION PARA LA ADMINISTRACION ELECTRICA DE GUAYAQUIL, octubre del 2008.