

TRABAJO ESPECIAL DE GRADO

DISEÑO DEL SISTEMA DE PUESTA A TIERRA DE UNA PLANTA TERMOELÉCTRICA DE GENERACIÓN

Presentado ante la Ilustre
Universidad Central de Venezuela
por el Br. Chinchilla D., Luis G.
para optar al título de
Ingeniero Electricista

Caracas, 2008

TRABAJO ESPECIAL DE GRADO

DISEÑO DEL SISTEMA DE PUESTA A TIERRA DE UNA PLANTA TERMOELÉCTRICA DE GENERACIÓN

Profesor Guía: Ing. Alexander Cepeda.
Tutor Industrial: Ing. Silvio Carril.

Presentado ante la Ilustre
Universidad Central de Venezuela
por el Br. Chinchilla D., Luis G.
para optar al título de
Ingeniero Electricista

Caracas, 2008

CONSTANCIA DE APROBACIÓN

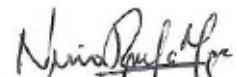
Caracas, 18 de enero de 2008


Los abajo firmantes, miembros del Jurado designado por el Consejo de Escuela de Ingeniería Eléctrica, para evaluar el Trabajo Especial de Grado presentado por el Bachiller Luis G. Chinchilla D., titulado:

“DISEÑO DEL SISTEMA DE PUESTA A TIERRA DE UNA PLANTA TERMOELECTRICA DE GENERACIÓN”.

Consideran que el mismo cumple con los requisitos exigidos por el plan de estudios conducente al Título de Ingeniero Electricista en la mención de Potencia, y sin que ello signifique que se hacen solidarios con las ideas expuestas por el autor, lo declaran APROBADO.


Prof. Wilmer Malpica
Jurado


Prof. Nerio Ojeda
Jurado


Prof. Alexander Cepeda
Prof. Guía



DEDICATORIA

A mi madre y mi padre, por apoyarme en todo momento y brindarme todas las herramientas necesarias para llegar a ser quien soy hoy.

A mi hermana quien siempre ha estado a mi lado, en las buenas y en las malas.

Luis G. Chinchilla D.

RECONOCIMIENTOS Y AGRADECIMIENTOS

A toda mi familia, a mi mamá, mi papá, mi abuela, mi hermana, mi cuñado por siempre estar allí para mí.

A la Universidad Central de Venezuela, a la Facultad de Ingeniería, a la Escuela de Ingeniería Eléctrica, que han sido mi segunda casa y me han brindado durante estos años, los mejores de mi vida hasta ahora, la oportunidad de formarme profesional y humanamente, y que espero tener la oportunidad de seguir siendo parte de ellas, para devolverle al menos una pequeña parte de todo lo que me han dado.

A mis amigos y compañeros con quienes tanto compartí y disfruté mi estadía en la universidad, espero nunca perder el contacto.

Al profesor Alexander Cepeda por su valiosa guía, quien siempre con una gran disposición me transmitió muchos conocimientos. A mi tutor el Ing. Silvio Carril por toda la ayuda prestada. A la Ing. Rosa Carpio, el Ing. Armando Maduro, la Ing. Laura Stea, el Ing. Tomás Villacress y la Ing. Isbel Arcay, por todo el apoyo, la ayuda y el trato que hicieron que me sintiera a gusto en Inelectra desde un principio.

A Inelectra, S.A.C.A. por brindarme una gran oportunidad.

Muchas gracias a todos ustedes y a aquellos que me han ayudado de una u otra manera a alcanzar este logro tan importante para mí.

Luis G. Chinchilla D.

Chinchilla D., Luis G.

**DISEÑO DEL SISTEMA DE PUESTA A TIERRA DE UNA PLANTA
TERMOELÉCTRICA DE GENERACIÓN**

Prof. Guía: Ing. Alexander Cepeda. Tutor Industrial: Ing. Silvio Carril. Tesis. Caracas. U.C.V. Facultad de Ingeniería. Escuela de Ingeniería Eléctrica. Ingeniero Electricista. Opción: Potencia. Institución: Inelectra, S.A.C.A. 2008. 94h. + anexos.

Palabras claves: Sistema de puesta a tierra, Tensión de toque, Tensión de paso.

Resumen. Desarrollo de la ingeniería asociada al sistema de puesta a tierra de la planta de generación de energía eléctrica San Diego de Cabrutica, ubicada en el Municipio Autónomo José Gregorio Monagas, Edo. Anzoátegui, Venezuela, la cual alimentará el sistema interconectado de CADAFE. El área bajo estudio comprende la isla de generación, es decir, el turbogenerador a gas, transformador elevador y transformador de servicios auxiliares. Así mismo, está incluida dentro del sistema de puesta a tierra el área de balance de planta, es decir, el área de la planta donde están ubicados los diferentes sistemas requeridos para la operación de la misma. El diseño del sistema de puesta a tierra, se realizará de acuerdo con los criterios establecidos en las normas IEEE Std 80-2000, IEEE Std 665-1995 y el CEN 200:2004. Se realiza la verificación del diseño mediante la herramienta computacional TERRAM desarrollada por Inelectra, S.A.C.A., la cual se basa en el método electromagnético de las imágenes. Se realiza una comparación entre los resultados obtenidos mediante ambos métodos y se presentan resultados finales de la resistencia de puesta a tierra del sistema diseñado y las tensiones que se generan en la planta en caso de falla.

INDICE GENERAL

CONSTANCIA DE APROBACIÓN.....	ii
DEDICATORIA.....	iii
RECONOCIMIENTOS Y AGRADECIMIENTOS.....	iv
RESUMEN.....	v
LISTA DE FIGURAS.....	x
LISTA DE TABLAS.....	xi
LISTA DE PLANOS.....	xiii
SIGLAS Y ABREVIATURAS.....	xv
INTRODUCCIÓN.....	1
CAPÍTULO I.....	3
PLANTEAMIENTO DEL PROBLEMA Y OBJETIVOS.....	3
1.1. PLANTEAMIENTO DEL PROBLEMA.....	3
1.2. OBJETIVO GENERAL.....	4
1.3. OBJETIVOS ESPECÍFICOS.....	4
1.4. METODOLOGÍA.....	4
CAPÍTULO II.....	6
MARCO TEÓRICO.....	6
2.1. GENERALIDADES DE LA PUESTA A TIERRA.....	6
2.2. EFECTOS DE LAS CORRIENTES EN EL CUERPO HUMANO.....	11
2.3. LA RESISTENCIA DEL CUERPO HUMANO.....	14

2.4.	CIRCUITOS ACCIDENTALES EQUIVALENTES DE LAS TENSIONES DE TOQUE Y DE PASO.....	16
2.5.	CRITERIOS DE LAS TENSIONES DE TOQUE Y DE PASO.....	23
2.6.	SELECCIÓN DE LOS CONDUCTORES Y CONEXIONES DEL SISTEMA DE PUESTA A TIERRA.....	25
2.6.1.	Dimensionamiento del calibre del conductor.....	26
2.6.2.	Selección de las conexiones.....	29
2.7.	CARACTERÍSTICAS DEL SUELO.....	30
2.7.1.	Métodos de medición de la resistividad del suelo.....	30
2.7.2.	Estructura del suelo y selección del modelo de suelo.....	33
2.7.3.	Modelo de suelo uniforme.....	33
2.7.4.	Modelo de suelo de dos capas.....	35
2.8.	ARREGLOS TÍPICOS DE ELECTRODOS DE PUESTA A TIERRA...	36
2.9.	CÁLCULO DE LA RESISTENCIA DE PUESTA A TIERRA DE MALLAS UNIFORMEMENTE RETICULADAS.....	40
2.10.	CÁLCULO DE LA CORRIENTE MÁXIMA DE MALLA.....	42
2.10.1.	Factor de división de corriente.....	43
2.10.2.	Factor de decremento.....	44
2.10.3.	Factor de corrección por proyección.....	45
2.11.	ELEVACIÓN DE POTENCIAL DEL SUELO (GPR).....	45
2.12.	CÁLCULO DE LA TENSION DE MALLA Y DE PASO.....	46
2.13.	COMPARACIÓN DE LAS TENSIONES MÁXIMAS CALCULADAS CON LOS TENSIONES PERMITIDAS.....	49
2.14.	MEDICIÓN DE RESISTENCIA DE PUESTA A TIERRA.....	50
CAPÍTULO III.....		54
DISEÑO DEL SISTEMA DE PUESTA A TIERRA.....		54
3.1.	DESCRIPCIÓN DEL PROYECTO.....	54

3.2.	CRITERIOS DE DISEÑO DE INELECTRA.....	55
3.3.	TIEMPO DE DURACIÓN DE LA FALLA Y DE DURARACIÓN DE DESCARGA.....	58
3.4.	MEDICIÓN DE LA RESISTIVIDAD DEL TERRENO Y SELECCIÓN DEL MODELO DE SUELO.....	58
3.5.	CÁLCULO DE LAS TENSIONES DE TOQUE Y DE PASO PERMITIDAS.....	60
3.6.	CÁLCULO DE LA MAXIMA CORRIENTE DE CORTOCIRCUITO.....	61
3.7.	DIMENSIONAMIENTO DEL CONDUCTOR DE LA MALLA DE TIERRA.....	63
3.8.	GEOMETRÍA DE LA MALLA DE TIERRA Y CÁLCULO DE LA RESISTENCIA DE PUESTA A TIERRA.....	65
3.9.	CÁLCULO DE LA MÁXIMA CORRIENTE DE MALLA.....	67
3.10.	CÁLCULO DE LA ELEVACIÓN DE POTENCIAL DEL TERRENO.....	69
3.11.	CÁLCULO DE LA TENSIÓN DE MALLA Y DE PASO EN LA ESTACIÓN.....	70
3.12.	DISEÑO DEL SISTEMA DE PUESTA A TIERRA DEL BOP.....	75
3.13.	VERIFICACIÓN DEL DISEÑO FINAL DEL SISTEMA DE PUESTA A TIERRA.....	78
	RECOMENDACIONES.....	85
	CONCLUSIONES.....	87
	REFERENCIAS BIBLIOGRÁFICAS.....	90
	BIBLIOGRAFÍA.....	92
	GLOSARIO.....	94
	ANEXO 1.....	95
	ANEXO 2.....	97
	ANEXO 3.....	99

ANEXO 4.....	101
ANEXO 5.....	104
ANEXO 6.....	106
ANEXO 7.....	107
ANEXO 8.....	108
ANEXO 9.....	126
ANEXO 10.....	130
ANEXO 11.....	146
ANEXO 12.....	168
ANEXO 13.....	187
ANEXO 14.....	206
ANEXO 15.....	215
ANEXO 16.....	238
ANEXO 17.....	248

LISTA DE FIGURAS

Figura 2.1. Diagrama de flujo. Método IEEE.....	8
Figura 2.2. Exposición a la tensión de toque.....	17
Figura 2.3. Circuito equivalente para el cálculo de la tensión de toque.....	18
Figura 2.4. Circuito equivalente de Thevenin para la tensión de toque.....	18
Figura 2.5. Exposición a la tensión de paso.....	17
Figura 2.6. Circuito equivalente de Thevenin para el cálculo de la tensión de paso.....	19
Figura 2.7. Tensiones generadas dentro de la estación.....	23
Figura 2.8. Configuración geométrica del método Wenner.....	30
Figura 2.9. Configuración geométrica del método Schlumberger.....	32
Figura 2.10. Sistema de puesta a tierra típico.....	50
Figura 2.11. Esquema de medición de la resistencia de puesta a tierra.....	51
Figura 2.12. Curva de resistencia vs. distancia con el electrodo de corriente dentro de la zona de influencia del SPAT.....	52
Figura 2.13. Curva de resistencia vs. distancia con el electrodo de corriente fuera de la zona de influencia del SPAT.....	53
Figura 3.1. Diagrama unifilar simplificado de la estación.....	62
Figura 3.2. Contribuciones a la corriente de falla. Falla en nodo 3.....	63
Figura 3.3. Trazado de la malla.....	65
Figura 3.4. Trayectorias de verificación de las tensiones de toque y de paso mediante el TERRRAM. Área de la isla de generación.....	73
Figura 3.5. Trayectorias de verificación de las tensiones de toque y de paso. Área de la isla de generación.....	79
Figura 3.6. Trayectorias de verificación de las tensiones de toque y de paso sobre el trazado de la malla en el área de la isla de generación.....	80

LISTA DE TABLAS

Tabla 2.1. Resistencia de puesta a tierra para diferentes configuraciones de electrodos.....	37
Tabla 2.2. Procedimiento de cálculo del número de conductores paralelos de la malla de puesta a tierra.....	38
Tabla 2.3. Procedimiento de cálculo del número de conductores paralelos de la malla de puesta a tierra.....	48
Tabla 3.1. Medición de resistividad del terreno.....	59
Tabla 3.2. Resistividad de los diferentes acabados superficiales.....	60
Tabla 3.3. Tensiones de paso y de toque permitidas. Para una persona de 50kg de peso.....	61
Tabla 3.4. Tensiones de paso y de toque permitidas. Para una persona de 70kg de peso.....	61
Tabla 3.5. Contribuciones a la corriente de falla. Falla en nodo 3.....	63
Tabla 3.6. Comparación entre las tensiones permitidas y las calculadas. Método IEEE.....	72
Tabla 3.7. Tensiones de toque y de paso calculadas en la estación. TERRAM.....	73
Tabla 3.8. Comparación entre las tensiones de toque y de paso, y la resistencia de puesta a tierra calculadas en la estación por el Método IEEE y el TERRAM.....	74
Tabla 3.9. Resistencia del sistema de puesta a tierra de los edificios de la estación.....	76
Tabla 3.10. Calibre mínimo del conductor puesta a tierra de equipos y canalizaciones.....	78
Tabla 3.11. Tensiones máximas de toque y de paso en cada trayectoria verificada. Sistema de puesta a tierra de la isla de generación.....	81

Tabla 3.12. Tensiones máximas de toque y de paso en cada trayectoria verificada.
Sistema de puesta a tierra de PI y BOP..... 82

LISTA DE PLANOS

PLANO DE UBICACIÓN GENERAL DE EQUIPOS. PLANTA DE GENERACIÓN SAN DIEGO DE CABRUTICA.

ÁREA 90.

1123-03-90-T03-001.....	249
-------------------------	-----

SISTEMA DE PUESTA A TIERRA. PLANTA DE GENERACIÓN SAN DIEGO DE CABRUTICA.

ÁREA 200.

1123-03-200-E03-014-HJ.01.....	250
1123-03-200-E03-014-HJ.02.....	251
1123-03-200-E03-014-HJ.03.....	252
1123-03-200-E03-014-HJ.04.....	253
1123-03-200-E03-014-HJ.05.....	254
1123-03-200-E03-014-HJ.07.....	255
1123-03-200-E03-014-HJ.08.....	256
1123-03-200-E03-014-HJ.09.....	257
1123-03-200-E03-014-HJ.18.....	258
1123-03-200-E03-014-HJ.19.....	259

SISTEMA DE PUESTA A TIERRA. PLANTA DE GENERACIÓN SAN DIEGO DE CABRUTICA.

ÁREA 300.

1123-03-300-E03-014-HJ.12..... 260
1123-03-300-E03-014-HJ.13..... 261
1123-03-300-E03-014-HJ.15..... 262
1123-03-300-E03-014-HJ.16..... 263

SIGLAS Y ABREVIATURAS

AC	Altern Current (Corriente Alterna).
BOP	Balance of plant (Balance de Planta).
CADAFE	Compañía Anónima de Administración y Fomento Eléctrico.
CEN	Código Eléctrico Nacional.
DC	Direct Current (Corriente Directa).
GPR	Ground Potencial Rise (Elevación de Potencial del Suelo).
IEEE	Institute of Electrical and Electronics Engineers.
PAT	Puesta a Tierra.
SPAT	Sistema de Puesta a Tierra.

INTRODUCCIÓN

La trascendencia de la ingeniería de puesta a tierra radica en procurar seguridad para las personas, que se encuentren en o en las cercanías de una instalación electrotécnica durante el eventual traspaso de corriente hacia la tierra, debido a una falla en el sistema eléctrico, o a descargas atmosféricas, pero también en beneficio del grado de eficiencia de los procesos técnicos involucrados y, por supuesto, en el monto de los recursos necesarios para la construcción de las instalaciones de puesta a tierra y por ende, el de la instalación electrotécnica en que esté se emplaza.

El sistema de puesta a tierra debe ser diseñado tomando en cuenta las exigencias de seguridad basadas, principalmente, en las recomendaciones de la electrofisiología del trabajo, así como en los reglamentos y normas establecidos al respecto. En el presente trabajo se realizó el diseño del sistema de puesta a tierra de la planta de generación de energía eléctrica San Diego de Cabrutica, ubicada en el Municipio Autónomo José Gregorio Monagas, Edo. Anzoátegui, Venezuela, de acuerdo a las normas IEEE Std 80-2000, IEEE Std 665-1995 y el CEN 200:2004.

El presente documento se ha estructurado en cuatro capítulos. El Capítulo I presenta el planteamiento del problema, los objetivos generales y específicos, y la metodología utilizada para el desarrollo del proyecto.

El Capítulo II precisa los aspectos teóricos que sustentan la ejecución del proyecto de ingeniería planteado.

El Capítulo III encierra todos los aspectos del diseño del sistema de puesta a tierra, incluyendo los criterios seleccionados y los cálculos realizados.

Finalmente se presentan las conclusiones extraídas del trabajo y se hacen una serie de recomendaciones. Por último, se incluyen los anexos necesarios para la completa comprensión del trabajo realizado. Entre los anexos esta contenido un estudio del proceso de funcionamiento de una turbina de gas y sus componentes esenciales.

CAPÍTULO I

PLANTEAMIENTO DEL PROBLEMA Y OBJETIVOS

1.1. PLANTEAMIENTO DEL PROBLEMA

El aumento de la demanda de energía eléctrica en el país durante los últimos años ha derivado en la necesidad de la construcción de nuevas plantas de generación de energía eléctrica, por lo cual CADAFE ha emprendido la construcción de cinco nuevas plantas termoeléctricas, que contribuirán a satisfacer la demanda que presenta el sistema interconectado nacional. En este escenario, Inelectra, S.A.C.A., quien ha jugado un papel prominente dentro del campo de las empresas consultoras de ingeniería en Venezuela, se le encomendó la ejecución del diseño de estas nuevas plantas.

El caso específico estudiado en el presente trabajo especial de grado es el diseño del sistema de puesta a tierra de la planta de generación de energía eléctrica San Diego de Cabrutica, ubicada en el Municipio Autónomo José Gregorio Monagas, Edo. Anzoátegui, Venezuela, el área bajo estudio comprende dos islas de generación, cada isla de generación (PI), es el área donde se encuentra ubicado un turbogenerador a gas con una capacidad nominal de 150MW, a 15kV, marca Siemens-Westinghouse, un transformador elevador 15/230kV, un transformador de servicios auxiliares 15/4,16kV y un interruptor de potencia de 15kV. Así mismo, está incluido dentro del estudio el diseño del sistema de puesta a tierra el área de balance de planta (BOP), es decir, el área de la planta donde están ubicados los diferentes sistemas requeridos para la operación de la planta, entre ellos el sistema de compresión de gas, sistemas de tratamiento de agua cruda y el sistema de agua potable, el sistema contra incendio, el sistema de distribución eléctrica, almacén, taller eléctrico, taller mecánico, caseta

de control, edificio administrativo, entre otros. Esto implicó la realización de una ingeniería básica y de detalle, listas de materiales, cómputos métricos, partidas de obras, planos de planta y de detalles de instalación, y demás documentos de soporte de ingeniería.

1.2. OBJETIVO GENERAL

Realizar la ingeniería asociada al diseño del sistema de puesta a tierra de la planta de generación San Diego de Cabrutica en conformidad con las normas IEEE, documentos normalizados desarrollados por Inelectra, S.A.C.A. y demás disposiciones y reglamentos aplicables.

1.3. OBJETIVOS ESPECÍFICOS

Los objetivos específicos que se cumplieron en el presente trabajo especial de grado son los siguientes:

- Conocer el sistema de calidad de Inelectra, S.A.C.A.
- Conocer las normas y prácticas recomendadas para el diseño de sistemas de puesta a tierra.
- Estudiar las bases y criterios de diseño del proyecto.
- Uso de herramientas computacionales desarrolladas en Inelectra, S.A.C.A.
- Establecer las partidas de obra necesarias para la ejecución de las obras.
- Realizar las listas de materiales y cómputos métricos.
- Elaboración de planos de planta y de detalles de instalación.

1.4. METODOLOGÍA

La metodología utilizada para el desarrollo del proyecto se describe a continuación:

- Conocimiento de los procedimientos y herramientas tecnológicas del Departamento de Ingeniería Eléctrica, incluyendo recopilación de la información relacionada con el tema. (Documentos Normalizados/ Programas de Cálculo/Sistema de Control de Materiales/SAP).
- Manejo de normas relacionadas con las plantas de generación de energía eléctrica y diseños de puesta a tierra.
- Cálculo del sistema de puesta a tierra de la estación de generación, aplicando los métodos propuestos en las normas aplicables de IEEE y verificación del diseño mediante el uso de herramientas computacionales desarrolladas en Inelectra, S.A.C.A. para tal fin.
- Elaboración de planos de puesta a tierra de la isla de generación y área del balance de planta.
- Elaboración de detalles de instalación del sistema de puesta a tierra.
- Elaboración de los cómputos métricos de los materiales, mediante los procedimientos estandarizados por Inelectra, utilizando las herramientas computacionales desarrolladas para tal fin, como lo es el Sistema de Manejo de Materiales SISMA.
- Establecer las partidas de obras de construcción del sistema de puesta a tierra de la planta.

CAPÍTULO II

MARCO TEÓRICO

2.1. GENERALIDADES DE LA PUESTA A TIERRA

Un sistema de puesta a tierra se puede definir como un electrodo o grupo de electrodos enterrados en el suelo, con el objetivo de evitar diferencias de potencial peligrosas en equipos, instalaciones, edificios y terrenos o superficies próximas, cuando corrientes de falla o de descarga de origen atmosférica drenen a dicho sistema. Estas corrientes llegan al sistema de puesta a tierra por medio de uniones metálicas directas, que unen a todos los equipos o partes de una instalación al sistema de puesta a tierra [1].

La denominación de puesta a tierra comprende cualquier ligazón metálica directa, sin ningún elemento de desconexión o seccionamiento, de sección suficiente, entre una parte de una instalación y un electrodo o placa metálica, de dimensiones y situaciones tales que, en todo momento, pueda asegurarse que el conjunto está prácticamente al mismo potencial de la tierra [2].

La práctica de los sistemas de puesta a tierra tiene por objetivo primordial proteger al personal de planta y a los equipos que la conforman de daños ocasionados por tensiones peligrosas inducidas por fallas en el sistema eléctrico o por descargas atmosféricas.

Esto es logrado mediante los siguientes objetivos de diseño:

- A. Proveer una trayectoria de retorno a la corriente de falla de baja impedancia, en orden de activar las protecciones y despejar o dar la señal de alarma correspondiente en caso de falla lo más rápido posible.
- B. Limitar las tensiones producidas en las estructuras de la estación y equipos accesibles a los operarios de la planta, tanto en condiciones de operación normal, como durante condiciones transitorias de falla.
- C. Minimizar el ruido eléctrico en sistemas de instrumentación y de control.
- D. Minimizar el efecto de las descargas atmosféricas en el personal, equipos y estructuras.
- E. Proporcionar medios para disipar corrientes eléctricas a tierra sin exceder los límites de operación de los equipos.
- F. Asegurarse que cualquier persona en las cercanías de las instalaciones de puesta a tierra no se exponga al peligro de un choque eléctrico.

Entre los métodos de cálculos de los sistemas de puesta a tierra tenemos:

- Método IEEE.
- Método Electromagnético de las Imágenes.

El método IEEE se basa en la norma IEEE Std 80-2000 e IEEE Std 665-1995. El procedimiento de cálculo de este método puede ser resumido en el siguiente diagrama de flujo.

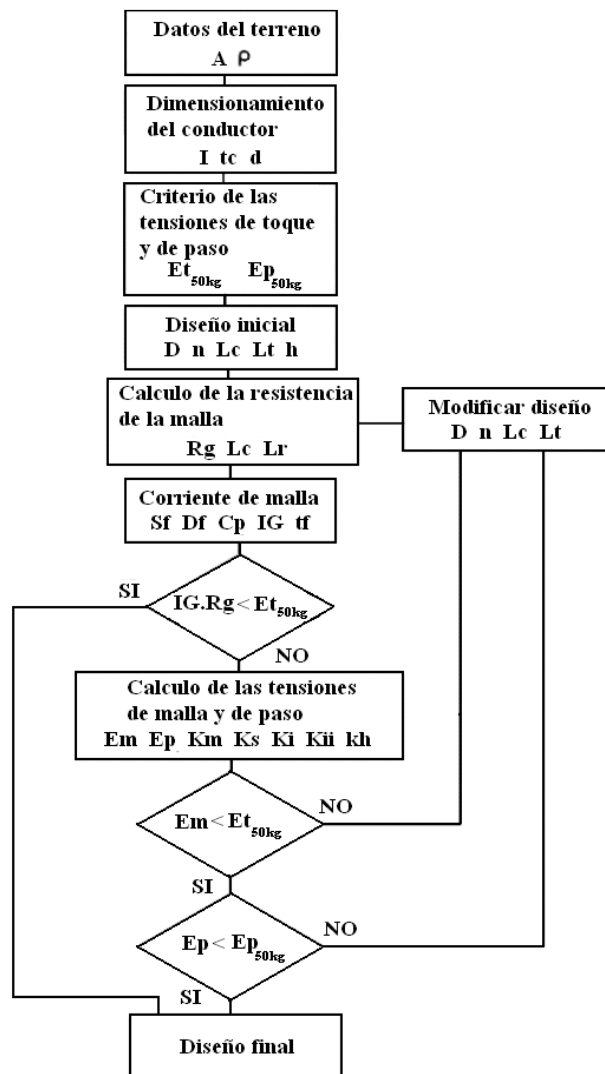


Figura 2.1. Diagrama de flujo. Método IEEE.

A: área del de la malla [m^2].

ρ : resistividad del terreno [$\Omega\cdot\text{m}$].

I: valor rms de la corriente a través del conductor de la malla [kA].

t_c : duración de la corriente de falla [s].

d: diámetro del conductor de la malla [m].

$E_{t50\text{kg}}$: tensión de toque permitida para una persona de 50kg de peso [V].

$E_{p50\text{kg}}$: tensión de paso permitida para una persona de 50kg de peso [V].

D: distancia entre dos conductores paralelos de la malla [m].

n : número de conductores paralelos en la malla en una dirección.
 L_c : longitud total de los conductores de la malla [m].
 L_t : longitud total del conductor enterrado [m].
 h : profundidad a la que se encuentra enterrada la malla [m].
 R_g : resistencia de puesta a tierra de la malla [Ω].
 L_r : longitud total de las barras [m].
 S_f : factor de división de la corriente de falla.
 D_f : factor de decremento.
 C_p : factor de proyección por corrección.
 I_G : corriente máxima a través del sistema de puesta a tierra [A].
 t_f : duración de la corriente de falla [s].
 E_m : tensión de malla [V].
 E_p : tensión de paso [V].
 K_m : factor de corrección geométrico de la tensión de malla.
 K_s : factor de corrección geométrico de la tensión de paso.
 K_i : factor que toma en cuenta el aumento de la corriente en los extremos de la malla.
 K_{ii} : factor de corrección que ajusta el efecto de los conductores en las esquinas de la malla.
 K_h : factor de corrección que ajusta los efectos de la profundidad de la malla.

Ventajas del método IEEE:

- Puede ser utilizado en forma rápida.
- No requiere de recursos computacionales.

Desventajas del método IEEE:

- Sólo permite analizar arreglos mallados regularmente reticulados.
- Sólo admite modelos de terrenos homogéneos.
- La profundidad del electrodo debe estar entre 0,25 y 2,5 m.

- El número máximo de conductores en una dirección es 25.
- Sólo permite obtener las tensiones de toque y de paso máximas del arreglo.
- No considera la proximidad de otros sistemas de puesta a tierra.

El método electromagnético de las imágenes tiene por objetivo el cálculo de los potenciales en el terreno y la resistencia del circuito predefinido para un sistema de puesta a tierra en un terreno compuesto por varios estratos.

Ventajas del método electromagnético de las imágenes:

- Permite analizar arreglos mixtos e irregulares.
- Constituidos por conductores instalados en planos paralelos al de la superficie del terreno, jabalinas y pozos de puesta a tierra.
- No tiene ningún tipo de restricción respecto al número de electrodos, su separación y profundidad.
- El modelo del suelo puede ser homogéneo o biestratificado.
- Permite calcular la distribución de potencial para cualquier trayectoria de interés y sus respectivas tensiones de toque y de paso.
- Permite considerar la proximidad de otros arreglos de puesta a tierra.
- Permite diseñar o evaluar sistemas de puesta a tierra cuyas zonas de influencia se solapen.
- Permite simular la presencia de elementos metálicos enterrados en las proximidades del arreglo de puesta a tierra de interés y analizar fenómenos de transferencia de potencial por tierra.

Desventajas del método electromagnético de las imágenes:

- Requiere de la implementación de un programa y de recursos computacionales que permitan procesar suficientes datos.

En las próximas secciones se analizarán los criterios y se desarrollaran las ecuaciones utilizadas en el método IEEE.

El método electromagnético de las imágenes será ilustrado en el anexo 13 mediante los artículos “Calculation of Resistances to Ground” publicado por H. B. Dwight en 1936; “Measurements and Computations of the Performance of Grounding Systems Buried in Multilayer Soils” y “Behaviour of Grounding Systems in Multilayer Soils: a Parametric Analysis” publicados por F. Dawalibi en 1991 y 1993 respectivamente.

2.2. EFECTOS DE LAS CORRIENTES EN EL CUERPO HUMANO

Los efectos que ocasiona el paso de corriente eléctrica a través de los órganos vitales del cuerpo humano dependen principalmente de la frecuencia, la magnitud y la duración de la exposición a la descarga.

El cuerpo humano es muy vulnerable a los efectos producidos por corrientes a la frecuencia de 60Hz, pudiendo ser letales corrientes de aproximadamente unos 100mA. Investigaciones indican que el cuerpo humano puede tolerar corrientes un poco mayores a la frecuencia de 25Hz y aproximadamente 5 veces mayores en corriente directa (DC). A frecuencias entre 3000 y 10000Hz pueden ser toleradas incluso corrientes mucho mayores [3].

De acuerdo a la norma IEEE Std 80-2000 los efectos fisiológicos de la corriente eléctrica en el cuerpo humano establecidos en orden de incremento de la magnitud de corriente son: el umbral de percepción, contracción muscular, insensibilidad, fibrilación ventricular, obstrucción del nervio respiratorio y quemaduras.

La corriente de 1mA se reconoce generalmente como el umbral de percepción [3].

Corrientes entre 1mA a 6mA, se catalogan a menudo como corrientes de soltura, aun cuando son desagradables de soportar, generalmente no coartan la habilidad de una persona de controlar sus músculos para liberar un objeto energizado que este sosteniendo [3].

Corrientes comprendidas entre 9mA y 25mA, son dolorosas y se dificulta, siendo casi imposible liberar objetos energizados sujetados con las manos. Las elevadas corrientes, producen contracciones musculares que dificultan la respiración, sin embargo este efecto no es permanente y desaparece cuando se interrumpe el flujo de corriente, a menos que la contracción sea muy severa y obstruya la respiración por minutos en lugar de segundos y sea necesario aplicar resucitación artificial. [3].

Cuando la corriente a través del cuerpo humano alcanza valores dentro del rango de los 60mA a los 100mA existe la posibilidad de sufrir fibrilación ventricular, el paro del corazón o la abstención de la respiración, lo cual podría causar severos daños en el organismo e incluso la muerte [3].

Por lo tanto debe hacerse énfasis en la importancia del umbral de la fibrilación ventricular para el diseño de sistema de puesta a tierra, limitando los posibles choques eléctricos que pueda sufrir una persona por debajo de este valor y así, evitar lesiones o su muerte.

La corriente de no-fibrilación I_B para un rango de duración del choque eléctrico, se relaciona a la cantidad de energía absorbida por el cuerpo, tal como lo especifica la siguiente ecuación:

$$S_B = I_B^2 \cdot t_s \quad (2.1)$$

S_B : constante relacionada al choque eléctrico, tolerado de forma segura por un porcentaje de la población.

I_B : valor rms de la corriente que circula a través del cuerpo [A].

t_s : duración del choque eléctrico [s].

En términos de la ecuación (2.1) podemos observar la importancia del tiempo de duración de la falla. El eliminar rápidamente las fallas a tierra, es favorable por dos razones principales:

- A. Al eliminar rápidamente la falla el riesgo de exponerse a un choque eléctrico se reduce enormemente, a diferencia de situaciones en las cuales, las corrientes de falla persistan por varios minutos.
- B. Varias pruebas y experimentos, muestran que si la duración del paso de corriente a través del cuerpo es corta, el riesgo de lesiones severas o muerte se reduce ampliamente.

La duración de la corriente que una persona puede soportar a 60Hz está relacionada con la magnitud de la corriente, de acuerdo a la ecuación (2.1). La magnitud de corriente que puede pasar por el cuerpo para una duración es determinada por la siguiente ecuación:

$$I_B = \frac{k}{\sqrt{t_s}} \quad (2.2)$$

Donde podemos observar por inspección de la ecuación (2.1) que:

$$k = \sqrt{S_B} \quad (2.3)$$

Investigaciones realizadas por Dalziel muestran que el 99,5% de las personas que pesan 50kg pueden sobrevivir a un choque eléctrico, con determinadas características y duración, delimitadas durante la experimentación, logrando obtener un valor de S_B de $0,0135A^2 \cdot s$ [3]. Por lo que k_{50kg} es $0,116A \cdot s^{1/2}$ y la fórmula de la corriente permitida a través del cuerpo resulta:

$$I_B = \frac{0,116}{\sqrt{t_s}} \quad (2.4)$$

Tomando como referencia la norma IEEE establece $k_{70kg}=0,157A \cdot s^{1/2}$.

Debido a que esta ecuación es basada en pruebas con rangos de exposición entre 0,03 y 3s no es válida para tiempos fuera de este rango [3].

2.3. LA RESISTENCIA DEL CUERPO HUMANO

A la frecuencia de 60Hz, se puede considerar que el cuerpo humano se comporta como una resistencia. Típicamente se considera la trayectoria de corriente desde una mano a los pies o de un pie hacia el otro [3].

La resistencia interna del cuerpo se ha determinado alrededor de unos 300Ω , en donde los valores de la resistencia del cuerpo incluyen los rangos de la resistencia de la piel entre 500Ω a 3000Ω tal como lo sugieren Dalziel, Geddes y Baker, Gieiges, Kiselev, y Osypka, en sus investigaciones [3].

La resistencia corporal disminuye cuando se daña o se perfora la piel en el punto de contacto con la corriente.

Extensas pruebas realizadas por Dalziel para determinar las corrientes de soltura seguras con los pies y las manos húmedas con agua salada, arrojaron que en

los hombres, a una frecuencia de 60Hz, la corriente fue de 9mA, los voltajes correspondientes fueron 21V de mano a mano y de 10,2V de manos a pies. Basándonos en este experimento la resistencia de corriente alterna para un contacto de mano a mano es igual a 2330Ω y la resistencia de mano a pies es igual a 1130Ω [3].

A fin de establecer un parámetro simple, la IEEE asume las siguientes simplificaciones de las resistencias en serie con la resistencia corporal:

- A. La resistencia de contacto de mano y pie es igual a cero.
- B. La resistencia del guante y un zapato es igual a cero.

Fijando para el desarrollo de todos los cálculos subsiguientes el valor de 1000Ω , el cual representa la resistencia corporal desde las manos hasta los pies, también de mano a mano o desde un pie hacia el otro.

$$R_B = 1000\Omega \quad (2.5)$$

Debemos tener presente que al seleccionar una resistencia con un valor de 1000Ω se relaciona al valor de la corriente, como, el paso de la corriente entre la mano y el pie o ambos pies, donde la mayor parte de ella pasa a través de los órganos vitales del cuerpo humano, incluyendo al corazón. Generalmente se reconoce que la circulación de corriente que va de un pie hacia el otro es menos peligrosa.

Refiriéndose a pruebas realizadas sobre animales en Alemania por Loucks se menciona que se alcanzaron corrientes mucho más elevadas de pie a pie que de mano a pie para producir la misma densidad corriente en la región del corazón, Loucks establece que la relación es tan alta como 25:1 [3].

Basándonos en estas conclusiones, los valores de resistencia mayores a 1000Ω se podrían permitir, donde es concerniente el paso de corrientes de un pie hacia el otro, debido a que el voltaje entre pies es doloroso pero no fatal, sin embargo esto podría resultar en la caída de una persona, ocasionando la circulación de mayores corrientes en el área del corazón.

2.4. CIRCUITOS ACCIDENTALES EQUIVALENTES DE LAS TENSIONES DE TOQUE Y DE PASO

Al utilizar el valor de la corriente tolerable por el cuerpo humano, que se establece por la ecuación (2.4) y las constantes apropiadas del circuito, es posible determinar el voltaje tolerable entre cualquiera de los dos puntos de contacto.

Las siguientes constantes se utilizan en el circuito equivalente accidental, las cuales se muestran en la figura 2.2.

I_b : es la corriente corporal [A].

R_{TH} : es la resistencia total efectiva del circuito accidental [Ω].

V_{TH} : es el voltaje total efectivo del circuito accidental (tensión de toque o de paso) [V].

La corriente tolerable por el cuerpo humano I_B , se define por la ecuación (2.4) y se utiliza para definir la tensión tolerable efectiva del circuito accidental que ocasionara la circulación de una corriente corporal I_b , igual a la corriente tolerable por el cuerpo humano I_B .

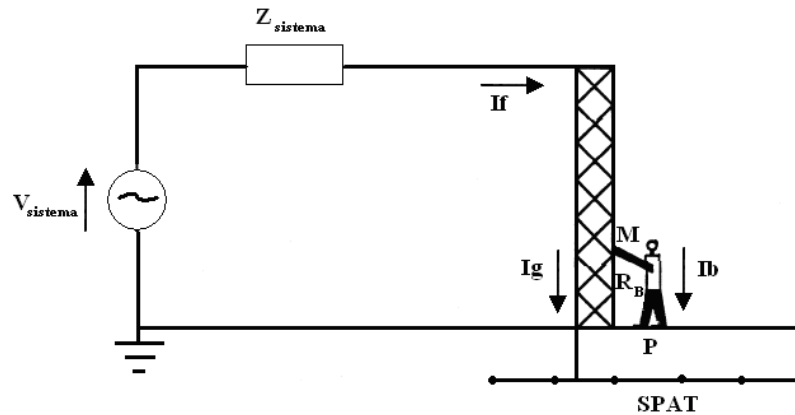


Figura 2.2. Exposición a la tensión de toque.

La figura 2.2. muestra a una persona tocando una estructura metálica puesta a tierra en el terminal M y la corriente de falla I_f que se descarga a tierra por el sistema de puesta a tierra de la estación. El terminal M es un punto en el sistema que se encuentra al mismo potencial que la malla de tierra, hacia la cual fluye la corriente de falla y el terminal P es el área pequeña en la superficie de la tierra que está en contacto con ambos pies de una persona. La corriente I_b circula desde el terminal M a través del cuerpo de la persona hacia el terminal P . el Teorema de Thevenin nos permite representar la red equivalente vista desde estos dos terminales (M y P) de la figura 2.3. por medio del circuito que se muestra en la figura 2.4.

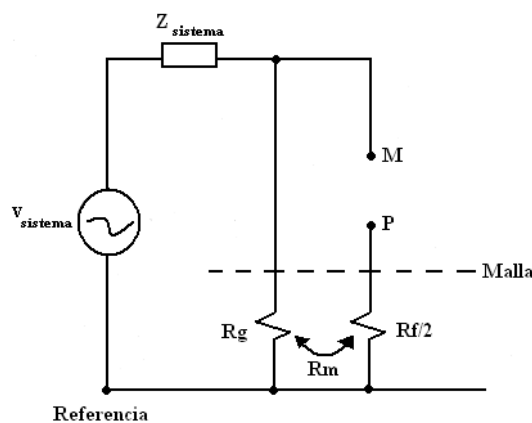


Figura 2.3. Circuito equivalente para el cálculo de la tensión de toque.

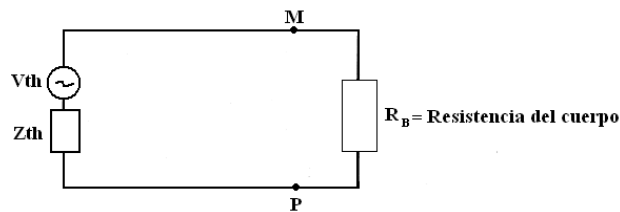


Figura 2.4. Circuito equivalente de Thevenin para la tensión de toque.

El voltaje de Thevenin se obtiene como la tensión entre los terminales M y P, cuando la persona no está presente. La impedancia Thevenin es la impedancia del sistema vista entre los terminales M y P con las fuentes de tensión del sistema en cortocircuito. La corriente I_b que circula a través del cuerpo de una persona en contacto con los terminales M y P, se expresa por la siguiente ecuación:

$$I_b = \frac{V_{TH}}{Z_{TH} + R_B} \quad (2.6)$$

La figura 2.5. muestra la corriente de falla I_f que se descarga a tierra por medio del sistema de puesta a tierra de la estación. La corriente I_b circula desde un pie, terminal P1, a través del cuerpo de la persona hasta el otro pie, terminal P2. Los terminales P1 y P2 son las áreas en la superficie de la tierra en contacto con cada pie. El teorema de Thevenin nos permite representar la red equivalente vista entre los terminales P1 y P2 cuando la persona no está presente, como se observa en la figura 2.6.

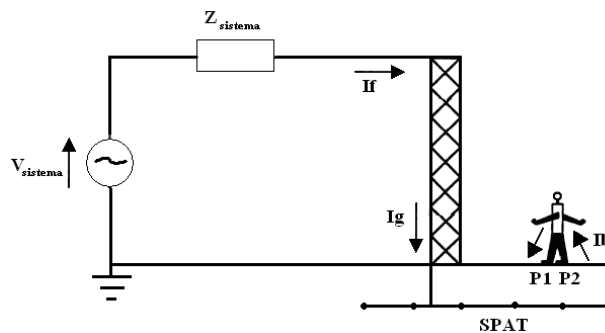


Figura 2.5. Exposición a la tensión de paso.

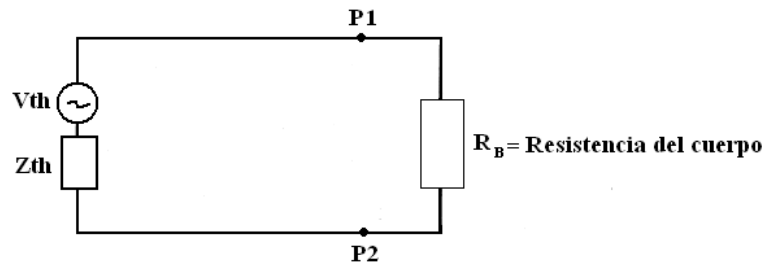


Figura 2.6. Circuito equivalente de Thevenin para el cálculo de la tensión de paso.

Las impedancias equivalentes del sistema serán obtenidas por medio del teorema de Thevenin y se asumirán ciertas aproximaciones.

Para el circuito accidental de la tensión de toque:

$$Z_{TH} = \frac{R_f}{2} \quad (2.7)$$

Y para el circuito accidental de la tensión de paso:

$$Z_{TH} = 2 \cdot R_f \quad (2.8)$$

Donde:

R_f : es el valor de resistencia a tierra de un pie (sin tomar en cuenta el sistema de puesta a tierra de la estación) [Ω].

Comúnmente con el propósito de analizar el circuito, el pie humano se representa como un disco metálico conductor y la resistencia de contacto de los zapatos, calcetines, etc, se desprecia. El valor de la resistencia a tierra de un disco

metálico de radio b [m] en la superficie de un suelo homogéneo de resistividad ρ se establece por la ecuación de Laurent [3].

$$R_f = \frac{\rho}{4 \cdot b} \quad (2.9)$$

Tradicionalmente, el disco metálico que representa el pie, se toma como una placa circular con un radio de 0,08m con una pequeña aproximación, las ecuaciones para Z_{TH} se pueden obtener numéricamente y expresarse en términos de la resistividad ρ , tal como se expresa:

Para el circuito accidental de la tensión de toque:

$$Z_{TH} = 1,5 \cdot \rho \quad (2.10)$$

Para el circuito accidental de la tensión de paso:

$$Z_{TH} = 6 \cdot \rho \quad (2.11)$$

La ecuación (2.9) se basa en suponer una resistividad de suelo uniforme. Sin embargo, comúnmente se esparce una capa de material superficial de alta resistividad con un espesor entre 0,08m y 0,15m en la superficie terrestre, sobre la malla de tierra, para aumentar la resistencia de contacto entre el suelo y los pies de una persona que se encuentra en la estación. La poca profundidad del material superficial es comparable con el radio equivalente de un pie, evitando asumir una resistividad uniforme en la dirección vertical, cuando se calcula la resistencia a tierra de los pies. Sin embargo, para una persona en el área de la estación, el material se asume de extensión infinita en la dirección lateral [3].

Si la resistividad del suelo en el área de la estación es menor que la resistividad de la capa de material superficial, sólo algunas corrientes de malla ascenderán hacia esta capa y el potencial superficial será con escasa diferencia igual que el potencial superficial que se presentaría sin el material de acabado superficial [3]. Entonces, al colocar el material superficial la corriente por el cuerpo disminuirá considerablemente debido a la gran resistencia de contacto que ofrece entre la tierra y los pies. De cualquier manera esta resistencia puede ser considerablemente menor que una capa superficial lo suficientemente gruesa para suponer una resistividad uniforme en todas las direcciones. La reducción depende de los valores relativos del suelo, la resistividad del material superficial y el espesor de este.

Si la resistividad del suelo en el área de la estación es mayor que la resistividad de la capa de material superficial, una porción muy grande de la corriente de malla subirá hacia la capa superior. Sin embargo a diferencia del caso anterior los potenciales superficiales serán alterados sustancialmente debido a la gran concentración de corrientes cercanas a la superficie [3].

Una expresión analítica para la resistencia a tierra del pie en una capa delgada de material superficial, se puede obtener con el uso del método de las imágenes.

De la ecuación (2.12) hasta la ecuación (2.14) se da la resistencia de puesta a tierra del pie sobre el material superficial de alta resistividad.

$$R_f = \left[\frac{\rho_s}{4 \cdot b} \right] \cdot C_s \quad (2.12)$$

$$C_s = 1 + \frac{16 \cdot b}{\rho_s} \cdot \sum_{n=1}^{\infty} K^n \cdot R_{m(2nh_s)} \quad (2.13)$$

$$K = \frac{\rho - \rho_s}{\rho + \rho_s} \quad (2.14)$$

C_s : es el factor que reduce la capacidad normal de la capa superficial.

K : es el factor de reflexión entre el suelo y la capa de material superficial.

ρ_s : resistividad del material superficial [$\Omega \cdot m$].

ρ : resistividad del terreno [$\Omega \cdot m$].

h_s : es el grosor del material superficial [m].

b : es el radio del disco circular metálico que representa el pie [m].

$R_{m(2nh_s)}$: es la resistencia de puesta a tierra mutua entre las dos placas paralelas, similares coaxiales, separadas por una distancia ($2nh_s$), en un medio infinito de resistividad ρ_s . [Ω].

La siguiente ecuación empírica nos da el valor de C_s . Los valores de C_s que se obtienen mediante esta ecuación están dentro de un rango del 5% de error del los valores que se obtienen mediante el método analítico [3].

$$C_s = 1 - \frac{0,09 \cdot \left(1 - \frac{\rho}{\rho_s}\right)}{2 \cdot h_s + 0,09} \quad (2.15)$$

Por lo que para el circuito accidental de la tensión de toque la resistencia a tierra queda:

$$Z_{TH} = 1,5 \cdot C_s \cdot \rho_s \quad (2.16)$$

Y para el circuito accidental de la tensión de paso:

$$Z_{TH} = 6 \cdot C_s \cdot \rho_s \quad (2.17)$$

2.5. CRITERIOS DE LAS TENSIONES DE TOQUE Y DE PASO

La seguridad de una persona depende de prevenir que esta absorba una cantidad crítica de energía en una descarga eléctrica, antes de que la falla sea despejada.

En la siguiente figura se muestran las tensiones que se generan en una estación.

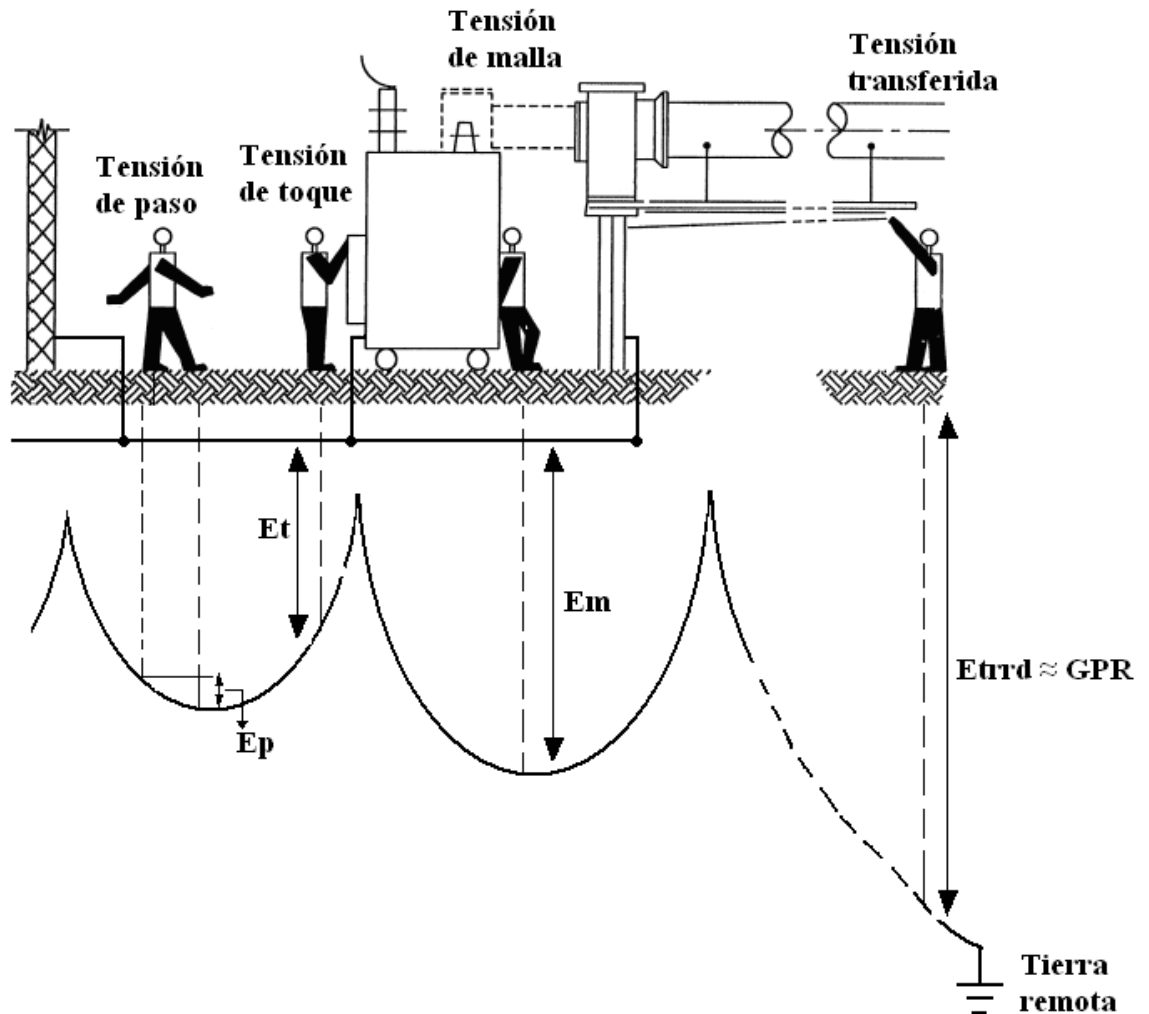


Figura 2.7. Tensiones generadas dentro de la estación.

La tensión de paso el límite se establece mediante la ecuación:

$$E_p = [R_B + 2 \cdot R_f] \cdot I_B \quad (2.18)$$

$$E_{P_{50Kg}} = [1000 + 6 \cdot C_s(h_s, K) \cdot \rho_s] \cdot \frac{0,116}{\sqrt{t_s}} \quad (2.19)$$

$$E_{P_{70Kg}} = [1000 + 6 \cdot C_s(h_s, K) \cdot \rho_s] \cdot \frac{0,157}{\sqrt{t_s}} \quad (2.20)$$

Similarmente, el límite de la tensión de toque es:

$$E_T = \left[R_B + \frac{R_f}{2} \right] \cdot I_B \quad (2.21)$$

$$E_{T_{50Kg}} = [1000 + 1,5 \cdot C_s(h_s, K) \cdot \rho_s] \cdot \frac{0,116}{\sqrt{t_s}} \quad (2.22)$$

$$E_{T_{70Kg}} = [1000 + 1,5 \cdot C_s(h_s, K) \cdot \rho_s] \cdot \frac{0,157}{\sqrt{t_s}} \quad (2.23)$$

E_p : tensión de paso permitida [V].

E_T : tensión de toque permitida [V].

$C_s(h_s, K)$: factor de reducción.

ρ_s : resistividad de la capa de material superficial de acabado [$\Omega \cdot m$].

t_s : duración del choque eléctrico [s].

Si no se utiliza una capa superficial de acabado, entonces $C_s=1$ y $\rho_s=\rho$.

2.6. SELECCIÓN DE LOS CONDUCTORES Y CONEXIONES DEL SISTEMA DE PUESTA A TIERRA

Cada elemento del sistema de puesta a tierra debe ser seleccionado para el tiempo de vida útil de la instalación, además el elemento tendrá que:

- A. Poseer una alta conductividad, para así no contribuir a diferencias de potenciales locales.
- B. Resistir la fusión y el deterioro mecánico bajos las condiciones más adversas de magnitud y duración de una falla.
- C. Ser mecánicamente confiable y con alto grado de resistencia.
- D. Ser capaz de mantener sus funciones, inclusive estando expuesto a la corrosión o abuso físico.

A continuación se presentan los materiales comúnmente utilizados en elementos para sistemas de puesta a tierra y como estos se ven afectados por la corrosión.

El cobre es un material comúnmente usado en los sistemas de puesta a tierra. Los conductores de cobre además de una alta conductividad, tiene la ventaja de ser resistentes a la mayor parte de la corrosión subterránea ya que el cobre es catódico con respecto a la mayoría de los otros metales que son igualmente enterrados en la zona [3].

Acero con revestimiento de cobre se utiliza principalmente en la fabricación de barras y electrodos de profundidad, aunque también en ocasiones en mallas de puesta a tierra. Por lo tanto el uso de acero con revestimiento de cobre de mayor o menor grado, asegura que la integridad de una red subterránea será conservada por años, siempre que los conductores sean del calibre adecuado y no

estén dañados y que las condiciones del suelo no favorezcan la corrosión de este material [3].

El aluminio es utilizado con menor frecuencia en mallas de puesta a tierra, debido a que este se puede corroer en ciertos suelos, la capa de material corroído es mala conductora en detrimento de todos los propósitos prácticos del sistema de puesta a tierra [3].

La corrosión gradual ocasionada por corrientes alternas también puede ser un problema, bajo ciertas condiciones.

El aluminio solamente se debe usar después de una completa investigación de todas las circunstancias, a pesar del hecho que, como el acero, este alivia el problema de contribuir a la corrosión de otros objetos enterrados. Sin embargo, el aluminio es anódico para muchos metales, incluyendo el acero y si es interconectado a uno de estos metales en la presencia de un electrolito, el aluminio se sacrificará así mismo para proteger al otro metal. Si se utiliza el aluminio, se recomienda utilizar materiales eléctricos con altos niveles de pureza, por ser más confiables que la mayoría de las aleaciones [3].

El acero se puede utilizar tanto en los conductores de las mallas de tierra como en las barras. Por supuesto que tal diseño requiere poner más atención a la corrosión. El uso del acero galvanizado o el uso del acero resistente a la corrosión, en combinación con protección catódica, es común para sistemas de puesta a tierra de acero [3].

2.6.1. DIMENSIONAMIENTO DEL CALIBRE DEL CONDUCTOR

El calibre del conductor como una función de la corriente del mismo, puede ser obtenido de las ecuaciones (2.24) hasta la ecuación (2.30).

$$I = A_{mm^2} \cdot \sqrt{\left(\frac{TCAP \cdot 10^{-4}}{t_c \cdot \alpha_r \cdot \rho_r}\right) \cdot \ln\left(\frac{K_0 + T_m}{K_0 + T_a}\right)} \quad (2.24)$$

I: valor rms de la corriente a través del conductor [kA].

A_{mm^2} : área de la sección transversal del conductor [mm²].

T_m : temperatura máxima permitida [°C].

T_r : temperatura de referencia para la constante del material [°C].

T_a : temperatura ambiente [°C].

α_0 : coeficiente térmico de resistividad a 0°C [1/°C].

α_r : coeficiente térmico de resistividad a la temperatura de referencia [1/°C].

ρ_r : resistividad del conductor a la temperatura de referencia [$\mu\Omega \cdot \text{cm}$].

K_0 : inverso de el coeficiente térmico de resistividad [°C].

t_c : duración de la corriente [s].

TCAP: capacidad térmica del material por unidad de volumen a la temperatura de referencia [$\text{J}/\text{cm}^3 \cdot \text{°C}$].

Si expresamos el área de la sección transversal del conductor en kcmil tenemos:

$$I = 5,07 \cdot 10^{-3} \cdot A_{kcmil} \cdot \sqrt{\left(\frac{TCAP}{t_c \cdot \alpha_r \cdot \rho_r}\right) \cdot \ln\left(\frac{K_0 + T_m}{K_0 + T_a}\right)} \quad (2.25)$$

Estas ecuaciones reflejan dos suposiciones básicas:

- A. El calentamiento del conductor se asume un proceso adiabático.
- B. El producto del calor específico y el peso específico es aproximadamente constante. Para la mayoría de los metales estos valores son aplicables sobre un amplio rango de temperatura, durante el tiempo de duración de la falla.

$$TCAP = SH \cdot SW \quad (2.26)$$

SH: calor específico del material [cal/gr·°C].

SW: peso específico del material [gr/cm³].

Haciendo la conversión de cal a Joule tenemos:

$$TCAP = (4,184J / cal) \cdot SH \cdot SW \quad (2.27)$$

Haciendo un reacomodo de la ecuación (2.25) podemos obtener el calibre del conductor requerido como una función de la corriente en el conductor:

$$A_{kcmil} = I \cdot \frac{197,4}{\sqrt{\left(\frac{TCAP}{t_c \cdot \alpha_r \cdot \rho_r}\right) \cdot \ln\left(\frac{K_0 + T_m}{K_0 + T_a}\right)}} \quad (2.28)$$

Definiendo:

$$K_f = \frac{197,4}{\sqrt{\left(\frac{TCAP}{\alpha_r \cdot \rho_r}\right) \cdot \ln\left(\frac{K_0 + T_m}{K_0 + T_a}\right)}} \quad (2.29)$$

Obtenemos la expresión simplificada para el dimensionamiento del conductor:

$$A_{kcmil} = K_f \cdot I \cdot \sqrt{t_c} \quad (2.30)$$

A_{kcmil}: área de la sección transversal del conductor [kcmil].

I: valor rms de la corriente de falla [kA].

K_f : constante del material del conductor, dependiente de la T_m y T_a .

t_c : duración de la falla [s].

El calibre del conductor es elegido comúnmente mayor al establecido basado en la fusión del material, debido a diversos factores:

- A. El conductor debe tener la resistencia necesaria para soportar cualquier esfuerzo mecánico, además de los efectos de la corrosión, durante la vida útil para la cual se diseña la instalación.
- B. El conductor debe tener una conductancia suficiente para prevenir cualquier caída de potencial peligrosa durante una falla.
- C. La necesidad de limitar la temperatura del conductor.

Los conductores de terminales a tierra que dirigen la corriente de los rayos, rara vez requieren mayor consideración. El calibre del conductor seleccionado de acuerdo a los requisitos de corriente de falla, comúnmente es también adecuado para soportar una sobretensión originada por una descarga a atmosférica.

En realidad, los requisitos de fiabilidad mecánica serán los parámetros fundamentales en la selección del calibre del conductor. Mientras podría considerarse apropiado para el diseñador establecer los calibres mínimos de acuerdo a las condiciones del lugar.

2.6.2. SELECCIÓN DE LAS CONEXIONES

Todas las conexiones realizadas en una malla de tierra, se deben examinar y evaluar a fin de asegurar que estas cumplan con todos los requerimientos generales exigidos al conductor utilizado para la construcción del sistema de puesta a tierra.

- A. Conductividad eléctrica suficiente.
- B. Resistencia a la corrosión.
- C. Capacidad de corriente de carga
- D. Fuerza mecánica.

Estas conexiones deben ser lo suficientemente sólidas para soportar el efecto del calentamiento y para soportar los esfuerzos mecánicos originados por fuerzas electromagnéticas de las máximas corrientes de fallas y estar preparadas para resistir la corrosión a lo largo de la vida útil de la instalación [1].

2.7. CARACTERÍSTICAS DEL SUELO

2.7.1. MÉTODOS DE MEDICION DE LA RESISTIVIDAD DEL SUELO

Los métodos de medición de la resistividad del suelo que han sido aplicados principalmente son el método de Wenner y Schlumberger.

El método de Wenner generalmente es la técnica más utilizada, este método fue desarrollado por Frank Wenner en el año de 1915. En este tipo de arreglo la configuración de los electrodos permanece geométricamente semejante a sí misma. Los electrodos de corriente se denotan como E_1 y HE , y los de potencial como E_2 y S . Los electrodos de potencial son colocados entre los electrodos de corriente a distancias iguales [1] [3].

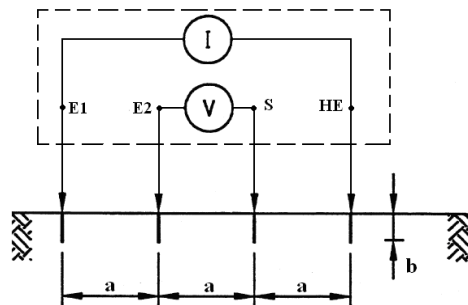


Figura 2.8. Configuración geométrica del Método Wenner.

$$\rho_a = \frac{4 \cdot \pi \cdot a \cdot R}{1 + \frac{2 \cdot a}{\sqrt{a^2 + 4 \cdot b^2}} - \frac{a}{\sqrt{a^2 + b^2}}} \quad (2.31)$$

ρ_a : resistividad aparente del suelo [$\Omega \cdot m$].

R: resistencia medida [Ω].

a: distancia entre electrodos adyacentes [m].

b: profundidad a la que son enterrados los electrodos [m].

Si b es pequeña comparada con a, en los casos donde los electrodos solo penetraron una corta distancia en el suelo, la ecuación (2.31) se puede reducir a:

$$\rho_a = 2 \cdot \pi \cdot a \cdot R \quad (2.32)$$

El método Wenner consiste, en aumentar de forma progresiva la distancia entre los electrodos manteniendo el punto central fijo. El volumen de suelo en estudio es equivalente a un hemisferio de radio igual a la separación entre los electrodos.

Básicamente a medida de que aumenta la distancia entre los electrodos de corriente, mayor es la profundidad de penetración de la misma pero su densidad disminuye. Por otro lado al aumentar la distancia entre los electrodos de potencial, la medición de la resistividad aparente de los diferentes estratos del suelo se hace más representativa y confiable.

El método de Schlumberger es una versión modificada del método de Wenner; este método nos da una mejor sensibilidad para pruebas a mayores distancias [3].

Su nombre proviene del científico Conrad Schlumberger quien fue el que propuso la geometría de arreglo. En el arreglo de Schlumberger una de las distancias, de los dos pares de electrodos, es mucho mayor con respecto a la otra, ya que se busca hacer despreciable la distancia entre los electrodos de potencial en comparación con la de los electrodos de corriente [3].

Al igual que en el arreglo de Wenner, y por conveniencia, los electrodos de corriente se denotan como E₁ y HE, y los de potencial como E₂ y S.

El proceso de medición de campo consiste en separar progresivamente los electrodos de corriente dejando fijos los de potencial alrededor del punto fijo del arreglo. La profundidad de estudio de las resistividades aparentes del suelo está determinada por la mitad de la separación entre los electrodos de corriente.

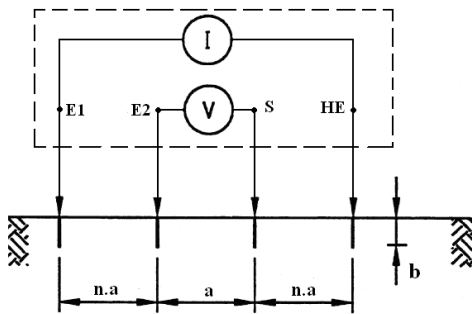


Figura 2.9. Configuración geométrica del Método Schlumberger.

$$\rho_a = \pi \cdot n \cdot (n + 1) \cdot a \cdot R \quad (2.33)$$

ρ_a : resistividad aparente del suelo [$\Omega \cdot m$].

R: resistencia medida [Ω].

a: distancia entre electrodos adyacentes [m].

2.7.2. ESTRUCTURA DEL SUELO Y SELECCIÓN DEL MODELO DE SUELO

Es indispensable realizar una investigación del suelo en el lugar de construcción de una estación luego de realizado el movimiento de tierra para así determinar la composición general del suelo y su grado de homogeneidad. Las pruebas de perforación y otras investigaciones geológicas proveen a menudo información importante acerca de la presencia de diferentes capas y la naturaleza del material del suelo.

El objetivo básico de la medición de la resistividad es obtener un modelo del suelo que sea aproximadamente igual al suelo existente. La resistividad del suelo varía lateralmente y con respecto a la profundidad y depende también de los estratos del suelo. Pueden ocurrir variaciones temporales en la resistividad del suelo de acuerdo a las variaciones del clima. Se debe reconocer que el modelo del suelo es solo una aproximación de las condiciones del suelo en el momento de hacer las mediciones. El anexo 2 brinda información acerca del efecto de la humedad, la temperatura y el contenido químico en la resistividad del suelo.

Los modelos de resistividad del suelo más comúnmente utilizados son el modelo del suelo uniforme y el modelo de suelo de dos capas. El modelo de suelo a dos capas es a menudo una aproximación de muchas estructuras del suelo, mientras que los modelos de suelos de múltiples capas son utilizados para suelos en condiciones más complejas.

2.7.3. MODELO DE SUELO UNIFORME

Cuando el contraste entre las diferentes capas de resistividad es moderado, se utiliza un valor promedio de la resistividad del suelo como primera aproximación o para establecer orden en las magnitudes. Un aproximado de la resistividad de un

suelo uniforme se puede obtener mediante un promedio aritmético de la medición de la resistividad aparente, como se muestra en la ecuación (2.34).

$$\rho_{a_{prom1}} = \frac{\rho_{a1} + \rho_{a2} + \rho_{a3} + \dots + \rho_{an}}{n} \quad (2.34)$$

$\rho_{a1}, \rho_{a2}, \rho_{a3}, \dots, \rho_{an}$: son las resistividades aparentes obtenidas a diferentes distancias interelectrodos [$\Omega.m$].

n: número total de mediciones.

Otro modelo de suelo uniforme puede ser obtenido por medio de la ecuación (2.35).

$$\rho_{a_{prom2}} = \frac{\rho_{a(max)} + \rho_{a(min)}}{2} \quad (2.35)$$

$\rho_{a(max)}$: resistividad máxima aparente [$\Omega.m$].

$\rho_{a(min)}$: resistividad mínima aparente [$\Omega.m$].

Sin embargo esta ecuación debe ser utilizada con precaución, ya que no es recomendada para mallas sin barras, y además de esto, si esta ecuación es utilizada para obtener el modelo de suelo para el diseño de una malla las barras de dicha malla deben alcanzar la profundidad donde la resistividad medida corresponda al valor calculado $\rho_{a_{prom2}}$.

En la mayoría de los suelos no se reconoce los criterios de las ecuaciones (2.34) y (2.35); resultando difícil revelar un modelo de suelo uniforme cuando la resistividad del suelo varía significativamente.

Una opción conservadora es seleccionar la máxima resistividad del suelo medida como el valor de resistividad del modelo de suelo uniforme para realizar el diseño de la malla, sin embargo esto genera un sobredimensionamiento de la malla y aumento en los costos de construcción.

2.7.4. MODELO DE SUELO DE DOS CAPAS

Un modelo de suelo de dos capas se puede representar por una capa superior de profundidad finita sobre una capa inferior de profundidad infinita. El cambio brusco de resistividad en los límites de cada capa del suelo se puede describir por medio de un factor de reflexión. El factor de reflexión K , se define como:

$$K = \frac{\rho_2 - \rho_1}{\rho_2 + \rho_1} \quad (2.36)$$

ρ_1 : resistividad de la capa superior [$\Omega.m$].

ρ_2 : resistividad de la capa inferior [$\Omega.m$].

Aunque la representación más precisa de un sistema de puesta a tierra se debe basar en las variaciones reales de la resistividad del suelo de la estación, raramente será económicamente justificable o técnicamente viable mostrar todas las variaciones. Sin embargo, en la mayoría de los casos, una representación en un modelo equivalente de dos capas es suficiente para diseñar un sistema de puesta a tierra seguro. En el anexo 5 se realiza una comparación entre un modelo de suelo uniforme y un modelo de suelo de dos capas.

Un modelo de suelo de dos capas puede ser obtenido de forma aproximada mediante el método gráfico de Sunde, el cual se ilustra en el anexo 1.

2.8. ARREGLOS TÍPICOS DE ELECTRODOS DE PUESTA A TIERRA

Los arreglos de electrodos más utilizados constan de barras enterradas, las cuales se fabrican usualmente de acero con recubrimiento de cobre, con una longitud mínima de 2,44m, cuyos diámetros más comunes son 0,016m y 0,019m (5/8'' y 3/4'').

La expresión analítica para el cálculo de la resistencia de puesta a tierra de este tipo de electrodos se expone a continuación.

$$R = \frac{\rho}{2 \cdot \pi \cdot L} \cdot \left[\ln\left(8 \cdot \frac{L}{d}\right) - 1 \right] \quad (2.37)$$

R: resistencia de puesta a tierra de la barra [Ω]:

ρ : resistividad del terreno [$\Omega \cdot m$].

d: diámetro de la barra [m].

L: longitud de la barra [m].

Otra configuración consta de dos barras conectadas entre sí.

Para $s < L$

$$R = \frac{\rho}{4 \cdot \pi \cdot L} \cdot \left[\ln\left(4 \cdot \frac{L}{a}\right) + \ln\left(4 \cdot \frac{L}{s}\right) - 2 + \frac{s}{2 \cdot L} - \frac{s^2}{16 \cdot L^2} + \frac{s^4}{512 \cdot L^4} \right] \quad (2.38)$$

Para $s > L$

$$R = \frac{\rho}{4 \cdot \pi \cdot L} \cdot \left[\ln\left(4 \cdot \frac{L}{A}\right) - 1 \right] + \frac{\rho}{4 \cdot \pi \cdot s} \cdot \left[1 - \frac{L^2}{3 \cdot s^2} + \frac{2 \cdot L^4}{5 \cdot s^4} \right] \quad (2.39)$$

R: resistencia de puesta a tierra de las barras [Ω].

ρ : resistividad del terreno [$\Omega \cdot m$].

s: separación entre las barras [m].

L: longitud de las barras [m].

a: radio de las barras [m].

Para configuraciones con mayor número de barras se puede utilizar el procedimiento establecido en la IEEE Std 142-1991, el cual se resume a continuación [1].

Tabla 2.1. Factor para el cálculo de la resistencia de puesta a tierra de n barras.

Numero de barras	f
2	1,16
3	1,29
4	1,36
8	1,68
12	1,80
16	1,92

$$R_g = f \cdot \frac{R}{n} \quad (2.40)$$

R_g : resistencia de puesta a tierra del conjunto de barras [Ω].

f: factor para el cálculo de la resistencia de puesta a tierra de n barras (tabla 2.1.).

R: resistencia de puesta a tierra de una barra [Ω].

n: número de barras.

Esta ecuación debe ser utilizada con reserva, ya que las barras deben estar separadas una distancia mayor a su longitud (típicamente $s=2 \cdot L$).

En la siguiente tabla podemos observar las expresiones para el cálculo de la resistencia de puesta a tierra para diferentes configuraciones de electrodos.

Tabla 2.2. Resistencia de puesta a tierra para diferentes configuraciones de electrodos [4].





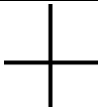
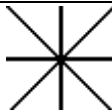




Símbolo	Descripción	Formula
	Hemisferio: Radio a	$R = \frac{\rho}{2 \cdot \pi \cdot a}$
	Conductor enterrado horizontalmente: Longitud 2L Profundidad s/2	$R = \frac{\rho}{4 \cdot \pi \cdot L} \cdot \left[\ln\left(4 \cdot \frac{L}{a}\right) + \ln\left(4 \cdot \frac{L}{s}\right) - 2 + \frac{s}{2 \cdot L} - \frac{s^2}{16 \cdot L^2} + \frac{s^4}{512 \cdot L^4} \dots \right]$
	Conductor en ángulo recto: Longitud de un lado L Profundidad s/2	$R = \frac{\rho}{4 \cdot \pi \cdot L} \cdot \left[\ln\left(2 \cdot \frac{L}{a}\right) + \ln\left(2 \cdot \frac{L}{s}\right) - 0,2373 + 0,2146 \cdot \frac{s}{L} + 0,1035 \cdot \frac{s^4}{L^2} - 0,0424 \cdot \frac{s^4}{L} \dots \right]$
	Estrella de tres puntas: Longitud de un lado L Profundidad s/2	$R = \frac{\rho}{6 \cdot \pi \cdot L} \cdot \left[\ln\left(2 \cdot \frac{L}{a}\right) + \ln\left(2 \cdot \frac{L}{s}\right) - 1,071 - 0,209 \cdot \frac{s}{L} + 0,238 \cdot \frac{s^3}{L^8} - 0,054 \cdot \frac{s^4}{L} \dots \right]$
	Estrella de cuatro puntas: Longitud de un lado L Profundidad s/2	$R = \frac{\rho}{8 \cdot \pi \cdot L} \cdot \left[\ln\left(2 \cdot \frac{L}{a}\right) + \ln\left(2 \cdot \frac{L}{s}\right) - 2,912 - 1,071 \cdot \frac{s}{L} + 0,645 \cdot \frac{s^2}{L^8} - 0,145 \cdot \frac{s^4}{L^4} \dots \right]$

Tabla 2.2. Resistencia de puesta a tierra para diferentes configuraciones de electrodos (continuación) [4].

Símbolo	Descripción	Formula
	Estrella de ocho puntas: Longitud de un lado L Profundidad s/2	$R = \frac{\rho}{16 \cdot \pi \cdot L} \cdot \left[\ln\left(2 \cdot \frac{L}{a}\right) + \ln\left(2 \cdot \frac{L}{s}\right) - 10,98 - 5,51 \cdot \frac{s}{L} + 3,26 \cdot \frac{s^3}{L^3} - 1,17 \cdot \frac{s^4}{L^4} \dots \right]$
	Anillo de conductor: Diámetro del anillo D Diámetro del conductor d Profundidad s/2	$R = \frac{\rho}{2 \cdot \pi^2 \cdot D} \cdot \left[\ln\left(8 \cdot \frac{D}{d}\right) + \ln\left(4 \cdot \frac{D}{s}\right) \right]$
	Placa enterrada horizontalmente: Longitud 2L Sección a por b Profundidad s/2. B < a/8	$R = \frac{\rho}{4 \cdot \pi \cdot L} \cdot \left[\ln\left(4 \cdot \frac{L}{a}\right) + \frac{a^2 - \pi a \cdot b}{2 \cdot (a+b)^2} + \ln\left(4 \cdot \frac{L}{s}\right) - 1 + \frac{s}{2 \cdot L} - \frac{s^2}{16 \cdot L^2} + \frac{s^4}{512 \cdot L^4} \dots \right]$
	Placa circular enterrada horizontalmente: Radio a Profundidad s/2	$R = \frac{\rho}{8 \cdot a} + \frac{\rho}{4 \cdot \pi \cdot s} \cdot \left[1 - \frac{7 \cdot a^2}{12 \cdot s^2} + \frac{33 \cdot a^4}{40 \cdot s^4} \dots \right]$
	Placa circular enterrada verticalmente: Radio a Profundidad s/2	$R = \frac{\rho}{8 \cdot a} + \frac{\rho}{4 \cdot \pi \cdot s} \cdot \left[1 - \frac{7 \cdot a^2}{24 \cdot s^2} + \frac{99}{230} + \frac{a^4}{s^4} \dots \right]$

En instalaciones electrotécnicas, tales como estaciones de generación y subestaciones, el arreglo de electrodos de puesta a tierra consta de una malla uniformemente reticulada, a la cual pueden agregarse barras o electrodos de profundidad. A continuación se muestra el procedimiento de cálculo de la resistencia de puesta a tierra para este tipo de configuración.

2.9. CÁLCULO DE LA RESISTENCIA DE PUESTA A TIERRA DE MALLAS UNIFORMEMENTE RETICULADAS

Un buen sistema de puesta a tierra debe proveer una baja resistencia hacia la tierra remota a fin de minimizar el incremento de potencial del suelo.

Para la mayoría de las estaciones de transmisión y estaciones de generación la resistencia de puesta a tierra es comúnmente de 1Ω o menos. En estaciones de distribución el rango que comúnmente se acepta se encuentra entre 1Ω hasta 5Ω , dependiendo de las condiciones del lugar.

Estimar la resistencia total hacia la tierra remota es uno de los primeros pasos para determinar el tamaño y el sistema básico de puesta a tierra. La resistencia depende principalmente del área a utilizar por el sistema de puesta a tierra, la cual se conoce comúnmente en la primera etapa de diseño. Como una primera aproximación, se puede estimar el valor mínimo de la resistencia del sistema de puesta a tierra de la estación en un suelo uniforme, por medio de la fórmula de una placa metálica circular a una profundidad de $0m$.

$$R_g = \frac{\rho}{4} \cdot \sqrt{\frac{\pi}{A}} \quad (2.41)$$

ρ : resistividad del terreno [$\Omega \cdot m$].

A : área del terreno [m^2].

A continuación se puede obtener un límite superior de la resistencia a tierra de la estación al agregar un segundo término a la ecuación (2.41), de acuerdo a estudios de Laurent y Niemann [3].

$$R_g = \frac{\rho}{4} \cdot \sqrt{\frac{\pi}{A} + \frac{\rho}{L_T}} \quad (2.42)$$

L_T : longitud total del conductor enterrado [m].

El segundo término reconoce que la resistencia de cualquier sistema de puesta a tierra real, que consiste en un número de conductores, es más grande que la resistencia de una placa sólida metálica. La diferencia disminuirá con el incremento de la longitud de los conductores enterrados y se aproxima a cero para L_T infinito, cuando se alcance la condición de una placa sólida.

Sverak amplió la ecuación (2.42) para tomar en cuenta la profundidad de la malla.

$$R_g = \rho \cdot \left[\frac{1}{L_T} + \frac{1}{\sqrt{20 \cdot A}} \cdot \left(1 + \frac{1}{1 + h \cdot \sqrt{\frac{20}{A}}} \right) \right] \quad (2.43)$$

h : es la profundidad a la que se encuentra la malla [m].

En general, la resistencia a tierra de cualquier electrodo principal depende de la resistividad del suelo, el calibre del conductor y del tipo de arreglo de todos los conductores individuales que constituyen el electrodo de tierra. En arreglos más complejos, que involucran alambres entrelazados y un gran número de barras en la

misma área, la resistencia mutua desarrolla un papel muy importante entre los elementos individuales, en estos casos debe utilizarse la ecuación propuesta por Schwarz para el cálculo de la resistencia de puesta a tierra de la malla, este procedimiento de cálculo se ilustra en el anexo 4.

En ciertos suelos es imposible lograr la reducción que se desea en la resistencia del sistema de puesta a tierra agregando más conductores de malla o barras. Una solución efectiva es, incrementar el diámetro de los electrodos, al modificar el suelo alrededor del electrodo. La capa interna del suelo más cercana al electrodo, normalmente comprende la mayor parte de la resistencia a tierra del electrodo hacia la tierra remota. Este fenómeno se utiliza como una ventaja, agregando sustancias químicas que reducen la resistividad del suelo en el entorno de los electrodos. En el anexo 3 se estudiarán algunos de los métodos más utilizados.

2.10. CÁLCULO DE LA CORRIENTE MÁXIMA DE MALLA

En el sistema pueden ocurrir distintos tipos de fallas. Desafortunadamente, puede ser difícil determinar qué tipo de falla y que ubicación tendrá el mayor flujo de corriente entre la malla de tierra y sus alrededores debido a que no se aplica una regla específica.

Al determinar los tipos de fallas aplicables, debemos considerar la probabilidad de que ocurra la falla. No es necesario considerar múltiples fallas simultáneas, aunque puedan resultar en corrientes a tierra muy altas, si la probabilidad de que ocurra es despreciable.

$$I_G = I_f \cdot S_f \cdot D_f \cdot C_P \quad (2.44)$$

I_G : corriente máxima a través del sistema de puesta a tierra [A].

I_f : valor rms de la corriente total de falla [A].

S_f : factor de división de la corriente de falla.

D_f : factor de decremento.

C_p : factor de proyección por corrección.

2.10.1. FACTOR DE DIVISION DE CORRIENTE

El proceso de cálculo del factor de división de corriente consiste en derivar la representación equivalente de los cables de guarda y neutros conectados a la malla de tierra y luego se soluciona el equivalente para determinar que fracción del total de la corriente de falla circula entre la malla y la tierra circundante y que fracción circula a través de los cables de guarda y neutros del sistema.

El factor de división de corriente depende de diversas variables, las cuales son:

- A. El lugar de la falla.
- B. La magnitud de la impedancia de la malla de tierra de la estación.
- C. Las tuberías enterradas y los cables en las cercanías de o directamente conectadas al sistema de puesta a tierra de la estación.
- D. Los cables de guarda, neutro u otras trayectorias de retorno a tierra.

El factor de división de corriente está estrechamente relacionado al lugar de la falla. Esto solamente se refiere a cables de guarda y a conductores neutros, aunque los principios que involucran también aplican a las tuberías enterradas, cables o cualquier otra trayectoria de circulación conectada a la malla de tierra.

Para los cálculos del divisor de corriente se utilizara el método gráfico propuesto por Garret y Patel, el cual es adoptado en la norma IEEE Std 80 - 2000 este plantea un análisis paramétrico de los parámetros que afectan S_f para desarrollar un juego de curvas de S_f vs. la resistencia de la malla de tierra. Esto provee un método

rápido y sencillo para estimar la división de corriente que evita la necesidad de algunas suposiciones simplificadas de otros métodos de aproximación. Este método es ilustrado en el anexo 12.

S_f : factor de división de la corriente de falla.

2.10.2. FACTOR DE DECREMENTO

Debido a los datos que se tienen acerca del umbral de fibrilación ventricular están basados en ondas sinusoidales simétricas, se hace necesario determinar el valor rms de la corriente asimétrica de falla, por lo cual se hace necesaria la introducción de un factor de asimetría que se puede obtener de la siguiente expresión:

$$D_f = \sqrt{1 + \frac{T_a}{t_f} \cdot (1 - e^{-2 \frac{t_f}{T_a}})} \quad (2.45)$$

D_f : factor de decremento.

t_f : duración de la falla [s].

T_a : constante de tiempo equivalente del sistema subtransitorio [s]

$$T_a = \frac{L}{R} = \frac{X''}{\omega \cdot R''} = \frac{X''}{120 \cdot \pi \cdot R''} \quad (2.46)$$

X''/R'' : relación X/R del sistema en el punto de falla.

Utilizando el tiempo de despeje de fallas de las protecciones primarias se obtendrán valores mayores del factor de decremento.

2.10.3. FACTOR DE CORRECCION POR PROYECCIÓN

Este factor es utilizado para tomar en cuenta el incremento futuro en la corriente de falla. Este es un factor extremadamente difícil de determinar, debido a que cambios futuros pueden tener un efecto en las corrientes de falla a tierra dando como resultado un sistema inadecuado; sin embargo, cambios futuros como adición de cables de guarda que lleguen a la estación, pueden disminuir la relación de división de corriente, lo que resultaría en un sistema de puesta a tierra sobredimensionado.

C_p : factor de proyección por corrección.

2.11. ELEVACIÓN DE POTENCIAL DEL SUELO (GPR)

Puesto que la elevación de potencial del suelo (GPR por sus siglas en ingles, Ground Potential Rise) en toda la estación es esencialmente uniforme, se puede utilizar este criterio de GPR uniforme para calcular la corriente de falla efectiva que es inyectada dentro de un área correspondiente a una sección de la malla de tierra. El primer paso es calcular el GPR de toda la estación.

$$GPR = I_G \cdot Z_{gt} \quad (2.47)$$

I_G : máxima corriente de falla a tierra [A].

Z_{gt} : resistencia de la malla a tierra remota [Ω].

La máxima corriente a tierra se obtenida de la ecuación (2.44).

Z_{gt} se puede asumir como la resistencia de la malla de tierra, por encima de la impedancia equivalente paralelo de la resistencia de la malla de tierra y cualquier otra trayectoria alterna de retorno de las corrientes de falla.

La impedancia de la malla de tierra puede ser calculada directamente con la expresión de Sverak, ecuación (2.43).

Una vez calculado el valor del GPR para la estación completa, se calcula el valor de la resistencia de una sección de la malla. La corriente equivalente requerida para mantener el GPR de esta sección de la malla igual al GPR de toda la estación es determinada.

2.12. CÁLCULO DE LA TENSION DE MALLA Y DE PASO

La tensión de malla representa la tensión de toque máxima posible dentro del sistema de puesta a tierra. Las ecuaciones para el cálculo de las tensiones de paso y de malla son las siguientes:

$$E_p = \frac{\rho \cdot I_G \cdot K_s \cdot K_i}{L} \quad (2.48)$$

$$E_M = \frac{\rho \cdot I_G \cdot K_m \cdot K_i}{L_c + 1,15 \cdot L_r} \quad (2.49)$$

E_p : tensión de paso [V].

E_M : tensión de malla [V].

ρ : resistividad del terreno [$\Omega \cdot m$].

K_s : factor de corrección geométrico de la tensión de paso.

K_m : factor de corrección geométrico de la tensión de malla.

K_i : factor que toma en cuenta el aumento de la corriente en los extremos de la malla.

I_G : máxima corriente a tierra [A].

L_c : longitud total de los conductores de la malla [m].

L_r : longitud total de las puntas [m].

$$L = L_c + L_r \quad (2.50)$$

El factor geométrico K_m se determina de la siguiente manera:

$$K_m = \frac{1}{2 \cdot \pi} \cdot \left[\ln \left(\frac{D^2}{16 \cdot h \cdot d} + \frac{(D + 2 \cdot h)^2}{8 \cdot D \cdot d} - \frac{h}{4 \cdot d} \right) + \frac{K_{ii}}{K_h} \cdot \ln \left(\frac{8}{\pi \cdot (2 \cdot n - 1)} \right) \right] \quad (2.51)$$

K_{ii} : factor de corrección que ajusta el efecto de los conductores en las esquinas de la malla.

Para mallas con barras a lo largo de su perímetro o en sus esquinas $K_{ii}=1$ para mallas sin o con pocas barras, que no se encuentran en el perímetro o en las esquinas:

$$K_{ii} = \frac{1}{(2 \cdot n)^{\frac{2}{n}}} \quad (2.52)$$

K_h : factor de corrección que ajusta los efectos de la profundidad de la malla.

$$K_h = \sqrt{1 + \frac{h}{h_0}} \quad (2.53)$$

h_0 : profundidad de referencia de la malla.

Ecuaciones validas para mallas enterradas entre 0,25m y 2,5m de profundidad.

n : número de conductores paralelos en una dirección.

$$n = n_a \cdot n_b \cdot n_c \cdot n_d \quad (2.54)$$

Tabla 2.3. Procedimiento de cálculo del número de conductores paralelos de la malla de puesta a tierra.

Factor	Forma de la malla			
	Cuadrada	Rectangular	En forma de L	En forma de T o Triangulo Rectángulo
$n_a =$	$\frac{2 \cdot L_c}{L_p}$	$\frac{2 \cdot L_c}{L_p}$	$\frac{2 \cdot L_c}{L_p}$	$\frac{2 \cdot L_c}{L_p}$
$n_b =$	1	$\sqrt{\frac{L_p}{4 \cdot \sqrt{A}}}$	$\sqrt{\frac{L_p}{4 \cdot \sqrt{A}}}$	$\sqrt{\frac{L_p}{4 \cdot \sqrt{A}}}$
$n_c =$	1	1	$\left[\frac{L_x \cdot L_y}{A} \right]^{0,7 \cdot \frac{A}{L_x \cdot L_y}}$	$\left[\frac{L_x \cdot L_y}{A} \right]^{0,7 \cdot \frac{A}{L_x \cdot L_y}}$
$n_d =$	1	1	1	$\frac{D_m}{\sqrt{L_x^2 + L_y^2}}$

L_c : longitud total de los conductores en posición horizontal en la malla [m].

L_p : longitud del perímetro de la malla [m].

A : área total de la malla [m²].

L_x : longitud máxima de la malla en la dirección x [m].

L_y : longitud máxima de la malla en la dirección y [m].

D_m : máxima distancia entre dos puntos cualesquiera en la malla [m].

El factor de irregularidad K_i utilizado junto con el factor n anteriormente definido es:

$$K_i = 0,656 + 0,172 \cdot n \quad (2.55)$$

El factor geométrico K_s se determina de la siguiente manera:

$$K_s = \frac{1}{\pi} \cdot \left[\frac{1}{2 \cdot h} + \frac{1}{D+h} + \frac{1}{D} \cdot (1 - 0,5^{n-2}) \right] \quad (2.56)$$

D: distancia entre dos conductores paralelos de la malla [m].

d: diámetro del conductor de la malla [m].

h: profundidad a la cual se enterró el conductor de la malla [m].

2.13. COMPARACIÓN DE LAS TENSIONES MAXIMAS CALCULADAS CON LOS TENSIONES PERMITIDAS

Si las tensiones de toque y paso calculadas para el diseño son menores que las tensiones máximas permitidas para cada área de estudio, el diseño preliminar realizado es aceptado y se puede iniciar el diseño final. Si el diseño preliminar no es adecuado, este debe ser modificado de acuerdo a las siguientes recomendaciones:

- A. Reducir la resistencia total del sistema de puesta a tierra. Un decremento en la resistencia total disminuiría el valor máximo de GPR. El método más efectivo para disminuir la resistencia de un sistema de puesta a tierra es incrementar el área ocupada por este. Pueden utilizarse pozos o barras colocadas a gran profundidad si el área disponible es limitada y las barras penetran capas del suelo con baja resistividad. Reducir el espaciamiento de la malla, utilizando un espaciamiento pequeño en la malla podemos aprovechar la condición de una placa continua pudiendo eliminarse los potenciales peligrosos dentro de la estación.
- B. Incrementar el espesor de la capa superficial de acabado; 15cm puede ser fijado como un límite práctico para piedra picada.
- C. Restringir el acceso a áreas limitadas para reducir el riesgo al personal.

2.14. MEDICIÓN DE RESISTENCIA DE PUESTA A TIERRA

La resistencia a tierra de cualquier sistema de electrodos teóricamente puede calcularse de las fórmulas basadas en la formula general de la resistencia:

$$R = \rho \cdot \frac{L}{A} \quad (2.57)$$

ρ : resistividad del suelo [$\Omega \cdot m$].

L: longitud de la trayectoria de conducción [m]

A: área transversal [m^2].

Una vez instalado un sistema de puesta a tierra es necesario verificar el valor de la resistencia que presenta dicho sistema. La figura 2.10. muestra un esquema típico de un sistema de puesta a tierra.

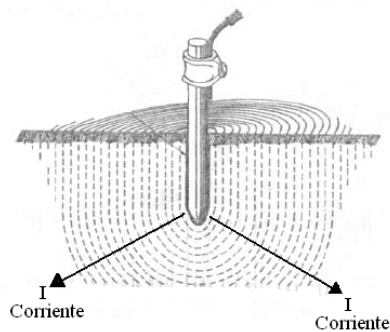


Figura 2.10. Sistema de puesta a tierra típico [5].

El método más utilizado para la medición de resistencia de puesta a tierra es **el método de caída de potencial**, esta configuración requiere de tres electrodos a saber:

Electrodo N° 1: corresponde al sistema de puesta a tierra al cual se le desea conocer el valor de la resistencia de puesta a tierra.

Electrodo de potencial: que permitirá obtener el valor de la caída de potencial.

Electrodo de corriente: que permitirá inyectar la corriente para hacer la prueba.

El método consiste en determinar la mínima distancia a la cual se puede ubicar el electrodo de corriente de forma tal de estar fuera del área de influencia del electrodo N° 1 (sistema de puesta a tierra).

La figura 2.11. muestra esquemáticamente el método. Se alinean los tres electrodos ubicando el electrodo de corriente a cierta distancia del electrodo N° 1 y se ubica el electrodo de potencial en varios puntos, con la finalidad de crear una curva de resistencia vs. distancia.

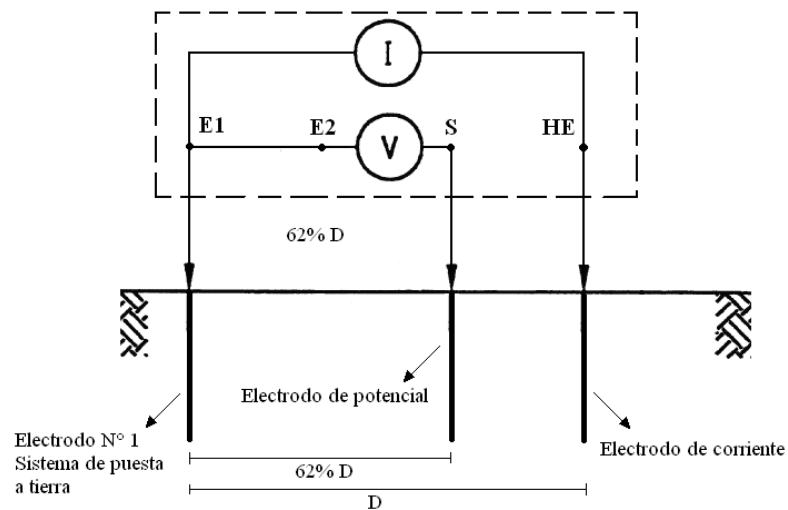


Figura 2.11. Esquema de medición de la resistencia de puesta a tierra.

El procedimiento de medición es de ensayo y error, se comienza colocando el electrodo de corriente a cierta distancia del electrodo de prueba. Luego se ubica el electrodo de potencial en varias posiciones diferentes entre el electrodo N° 1 y el

electrodo de corriente, obteniendo el valor de la resistencia para cada una de las ubicaciones del electrodo de potencial.

Una vez culminado este procedimiento se grafica la curva de resistencia vs. distancia.

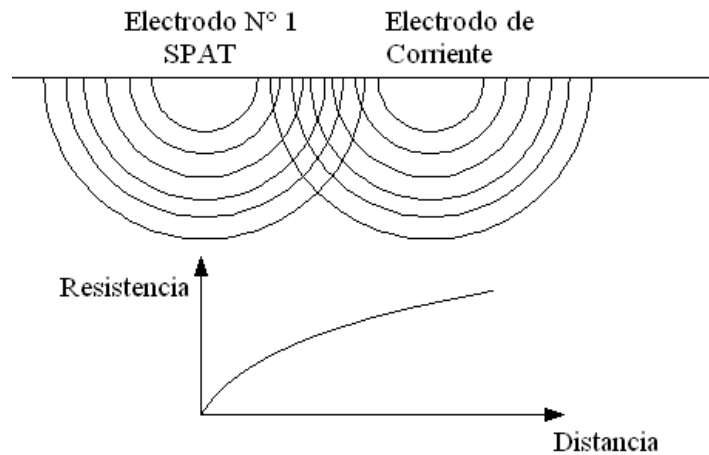


Figura 2.12. Curva de resistencia vs. distancia con el electrodo de corriente dentro de la zona de influencia del SPAT.

En la figura 2.12. se observa que los electrodo de corriente y de potencial se encuentran dentro del área de influencia del electrodo de tierra, por lo cual al analizar la gráfica se obtiene que a medida que se incrementa la distancia se incrementa la resistencia. El procedimiento anterior es repetido tantas veces, colocando el electrodo de corriente a una distancia mayor, hasta que se obtenga que efectivamente el electrodo de corriente, el de potencial y el de el sistema de puesta a tierra se encuentran fuera del área de influencia y esto se conoce cuando se observa una gráfica como la que se muestra en la figura 2.13.

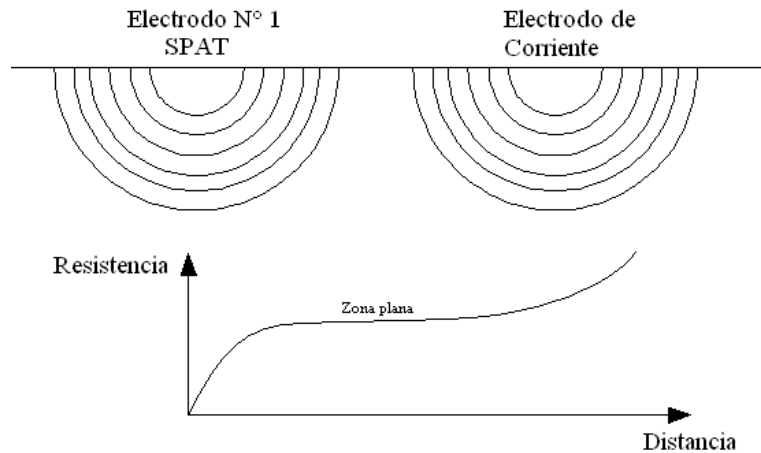


Figura 2.13. Curva de resistencia vs. distancia con el electrodo de corriente fuera de la zona de influencia del SPAT.

En este caso se aprecia que hay una parte de la curva la cual es horizontal y que prácticamente el valor de la resistencia permanece invariable con respecto a la posición del electrodo de potencial. En esta circunstancia se dice que se logró encontrar la tierra remota y el electrodo de corriente está fuera del área de influencia del electrodo N° 1 (sistema de puesta a tierra).

Cuando el electrodo de corriente se encuentra ubicado en tierra remota se puede decir que el valor de la resistencia del sistema de puesta a tierra ensayado corresponde al valor medido ubicando el electrodo de potencial a 62% de la distancia entre el electrodo N° 1 (sistema de puesta a tierra) y el electrodo de corriente, como se muestra en la figura 2.11. Este valor corresponde a la zona plana de la curva de resistencia vs. distancia de la figura 2.13.

CAPÍTULO III

DISEÑO DEL SISTEMA DE PUESTA A TIERRA

3.1. DESCRIPCIÓN DEL PROYECTO

El proyecto consiste en el diseño del sistema de puesta a tierra de la planta de generación San Diego de Cabrutica. Esta planta constara de dos unidades de turbogeneración a gas de 150MW de capacidad nominal cada una, a 15kV, marca Siemens-Westinghouse. La potencia neta generada por dichas unidades será entregada al sistema de transmisión en 230kV, de CADAFE, mediante la conexión de los generadores eléctricos a los transformadores elevadores. En el anexo 8 se realiza un estudio de las características principales de funcionamiento de una turbina de gas y sus componentes esenciales.

La planta ha sido diseñada con previsiones de espacio para un crecimiento futuro asociado a una unidad adicional a ciclo combinado (vapor a 2x1) por aprovechamiento del calor residual.

La planta de generación eléctrica San Diego de Cabrutica estará ubicada en el Municipio Autónomo José Gregorio Monagas, Edo. Anzoátegui, Venezuela.

La distribución general de todos los equipos y estructuras de la planta se puede observar en el plano 1123-03-90-T03-001 del anexo 17.

La planta se divide en tres áreas físicas y un área ficticia a fines de realización del proyecto, a continuación se precisará la definición de estas.

El área 200 que contempla las facilidades correspondientes al área de balance de planta (BOP por sus siglas en inglés Balance of Plant) y todas aquellas que involucran el acondicionamiento de gas. Un límite de batería establecido en esta área corresponde a la canalización de llegada del lado de 480V, al transformador 13,8/0,48kV.

El área 300 que corresponde al área de la isla de generación (PI por sus siglas en inglés Power Island) donde se encuentran los turbogeneradores TG-3001 y TG-3002. Se encuentra establecido como límite de batería de esta área las llegadas a los pórticos de 230kV desde los transformadores elevadores.

El área 400 que contemplan las facilidades correspondientes al campamento permanente, que albergará a todo el personal que laborará en la planta. Un límite de batería establecido en esta área corresponde a la canalización de llegada del lado de 480V, al transformador 13,8/0,48kV.

El área 90 un área ficticia contemplada a nivel de ingeniería para abarcar todos aquellos productos generales tales como, diagramas unifilares, lista de cargas, detalles de clasificación de áreas peligrosas, detalles generales de instalación, especificaciones generales, estudios eléctricos, coordinación de protecciones, etc.

3.2. CRITERIOS DE DISEÑO DE INELECTRA

Para el diseño del sistema de puesta a tierra, se seguirán las recomendaciones de las Normas IEEE Std 665-1995, IEEE Std 80-2000 y la sección 250 del CEN 200:2004.

Como sistema de puesta a tierra para los sistemas eléctricos del turbogenerador y área de servicios se diseñará una malla de puesta a tierra que garantice la seguridad de las personas y de los equipos. Basados en la norma IEEE

Std 80-2000 e IEEE Std 665-1995, además de esto se utilizara el software de simulación TERRAM [6].

Los criterios de diseño establecidos son:

- El sistema de puesta a tierra estará conformado por mallas de conductor de cobre desnudo.
- El acero estructural de las fundaciones del los turbogeneradores no será conectado al sistema de puesta a tierra, de modo que el concreto estructural quede aislado. Para así evitar posibles daños estructurales debidos a corrientes de cortocircuito.
- Todas las carcasas de motores, generadores y compresores, los recipientes y las estructuras metálicas de edificios deben ser conectados a la malla de tierra.
- Los neutros de transformadores, celdas y centros de control de motores en subestaciones, así como los conduits que sobresalen del terreno deben ser conectados a la malla de tierra.
- El conductor principal de la red de tierra será de cobre, calibre N° 4/0 AWG como mínimo, enterrado a una profundidad mínima de 500mm.
- Los electrodos de puesta a tierra tipo barra serán de acero recubierto con cobre, conectadas a la red principal, con un tamaño mínimo de 5/8” de diámetro y 2,44m de largo.
- En líneas generales, toda la malla de tierra será continua. Los empalmes y derivaciones subterráneas serán hechos por el método de termofusión equivalentes a “CADWELD” o “THERMOWELD”.
- Las conexiones a la vista serán hechas con conectores tipo compresión. Se llevará un cuarto conductor de sección reducida desde los motores a la barra de tierra del centro de control de motores.
- El conductor de puesta a tierra de equipos en el paquete turbogenerador será de cobre, calibre N° 4/0 AWG y las conexiones serán con conector a

compresión de 2 huecos, se dejarán 2m de cable enrollado a la salida del stub-up.

- Los pernos de anclaje de los equipos no serán usados para la puesta a tierra.
- Los conductores de puesta a tierra de equipos o los conductores de los electrodos de puesta a tierra entre puntos superficiales deben ser continuos (sin empalmes). Los conductores entre puntos superficiales y electrodos de tierra o malla deben ser continuos sin empalmes, los empalmes o tomas deben ser realizados solamente en los lazos de tierra o electrodos, o en pozos de tierra.
- Todos los cables de puesta a tierra que pasen a través de placas o pisos de concreto deben estar dentro de camisas de PVC (Schedule 40), éstas deben extenderse un mínimo de 6 pulgadas (150mm) por encima del nivel del terreno.
- Los conductores de puesta a tierra para el retorno de las corrientes de falla, instalados dentro de cables multiconductores, pueden ser desnudos. Deben ser del mismo material y tipo de trenzado que los conductores de fase. Estos conductores deben estar dimensionados según se indica en la sección 250 del CEN 200:2004.
- El conductor de puesta a tierra de equipos debe tener una longitud mínima factible, excepto que se indique otra cosa. Todas las rutas utilizadas para conexiones de puesta a tierra de equipos deben tener acceso a inspección visual.
- Los conductores de puesta a tierra de neutros deben estar dimensionados para limitar la temperatura que va a alcanzar el conductor cuando se presente la máxima corriente de falla, combinado con el tiempo máximo de despeje de la falla que ofrece el sistema de protecciones (primera protección de respaldo). Esta temperatura debe estar limitada a la máxima temperatura transitoria permisible para conductores aislados.
- Las armaduras de los cables y las pantallas metálicas deben estar interconectadas entre sí, y puestas a tierra al menos en el extremo fuente.

Para este propósito, las armaduras y pantallas deben estar conectadas a la barra de tierra del CCM, Centro de Control de Potencia, equipo o panel. En cables monopolares se debe tener especial cuidado para evitar niveles de tensión elevados en la armadura o pantalla, o aumentos de temperatura debido a corrientes circulatorias. La máxima tensión fase a tierra permitida en cada extremo de las pantallas o cables no debe exceder 25V.

- En cables monopolares, las armaduras y las pantallas metálicas deben estar interconectadas entre ellas y a tierra, al menos en un extremo.

3.3. TIEMPO DE DURACIÓN DE LA FALLA Y DE DURACIÓN DE DESCARGA

De acuerdo con los criterios de diseño planteados, se selecciono el tiempo de despeje debido al mal funcionamiento de las protecciones primarias y la actuación de las protecciones de respaldo, como tiempo de duración de la falla, este tiempo es de 0.4seg de acuerdo a la información suministrada por CADAFE.

El tiempo de duración de la falla y de duración de la descarga se asumirán iguales, debido a que no se considera la condición de recierre.

$$t_c = t_s = t_f = 0,4seg$$

3.4. MEDICIÓN DE LA RESISTIVIDAD DEL TERRENO Y SELECCIÓN DEL MODELO DE SUELO

Debido a que no se ha acondicionado el terreno donde se construirá la planta y los movimientos de tierra en el área están previstos realizarse a mediados del año 2008, aun no se ha efectuado la medición de la resistividad del suelo, por lo que para realizar un diseño inicial del sistema de puesta a tierra, se tomara como referencia una medición realizada en un proyecto anterior realizado en la zona de San Diego de

Cabrutica cercana a la ubicación de la planta. El proyecto contempló el diseño de la protección catódica de una línea de agua de producción de 0,41m (16”) de diámetro, que se extiende a través de 9300m. Este estudio fue realizado por OTEPI en el año 2002 [7].

Se espera que los valores de medición que se obtendrán en el área de la estación sean similares a los aquí referenciados, debido a las condiciones geográficas del lugar. Para la medición de la resistividad se utilizó el método de cuatro electrodos de Wenner. Los resultados de la medición se muestran en la Tabla 3.1.

Tabla 3.1. Medición de resistividad del terreno. [7]

Medición	Progresiva	a [m]	R [Ω]	ρ [$\Omega \cdot m$]
1	0+482	1	0,290	1,822
		3	0,092	1,734
2	1+654	1	0,320	2,011
		3	0,190	3,581
3	3+400	1	0,780	4,901
		3	0,330	6,220
4	3+930	1	0,320	2,011
		3	0,190	3,581
5	6+128	1	0,090	0,565
		3	0,040	0,754
6	6+467	1	0,510	3,204
		3	0,140	2,639
7	8+840	1	0,430	2,702
		3	0,210	3,958

Se debe realizar la observación de que la medición de la resistividad se realizó en un terreno húmedo, debido a lluvias que se suscitaron en días anteriores a la medición.

Analizando las mediciones de resistividad del suelo se observa que no existen grandes variaciones entre los valores obtenidos en cada punto de medición y las magnitudes de estos valores son bajas. Por estas razones se adopta un modelo de

suelo uniforme cuyo valor de resistividad este dado por el valor de resistividad más alto encontrado en las mediciones, que constituye la condición más desfavorable para el diseño.

$$\rho = 6,22\Omega \cdot m$$

3.5. CÁLCULO DE LAS TENSIONES DE TOQUE Y DE PASO PERMITIDAS

Para el cálculo de las tensiones de toque y de paso permitidas en la estación, se consideró tanto a una persona con un peso corporal de 50kg, como a una persona de 70kg.

Los acabados finales del suelo, en las zonas de interés, fueron suministrados por la Disciplina Civil, y serán los que se presentan a continuación:

Tabla 3.2. Resistividad de los diferentes acabados superficiales.

Material de Acabado Superficial	Resistividad [$\Omega \cdot m$]		Espesor [cm]
	Condición seca	Condición humedad	
Concreto	$1 \cdot 10^6$	21	10
Piedra Picada	$140 \cdot 10^6$	1300	7
Asfalto	$2 \cdot 10^6$	10000	10
Suelo Natural	6,22	6,22	-

La resistividad del suelo se considera uniforme para ambas condiciones.

Los resultados de las tensiones de toque y de paso permitidas, en condición humedad para los diferentes acabados, se engloban en las tablas 3.3. y 3.4.

Tabla 3.3. Tensiones de paso y de toque permitidas. Para una persona de 50kg.

Tipo de acabado	Factor de reducción	Tensiones permitidas para una persona de 50kg de peso	
		$E_T[V]$	$E_P[V]$
Piedra picada	0,6	401,8	1056,9
Asfalto	0,7	2081,3	7775,0
Concreto	0,8	187,9	201,5
Suelo Natural	1,0	185,1	190,3

Tabla 3.4. Tensiones de paso y de toque permitidas. Para una persona de 70kg.

Tipo de acabado	Factor de reducción	Tensiones permitidas para una persona de 70kg de peso	
		$E_T[V]$	$E_P[V]$
Piedra picada	0,6	543,8	1430,5
Asfalto	0,7	2817,0	10523,1
Concreto	0,8	254,4	272,7
Suelo Natural	1,0	250,6	257,5

La condición de mayor exigencia en cuanto a las tensiones de toque y paso permitidas se presentan en las áreas de la planta donde no se utiliza material de acabado superficial, para una persona de 50kg de peso.

3.6. CÁLCULO DE LA MÁXIMA CORRIENTE DE CORTOCIRCUITO

Se realizó un estudio de cortocircuito de la planta a fin de determinar la falla que producirá la mayor corriente a través del sistema de puesta a tierra. Para ello se utilizó el diagrama unifilar simplificado de la figura 3.1.

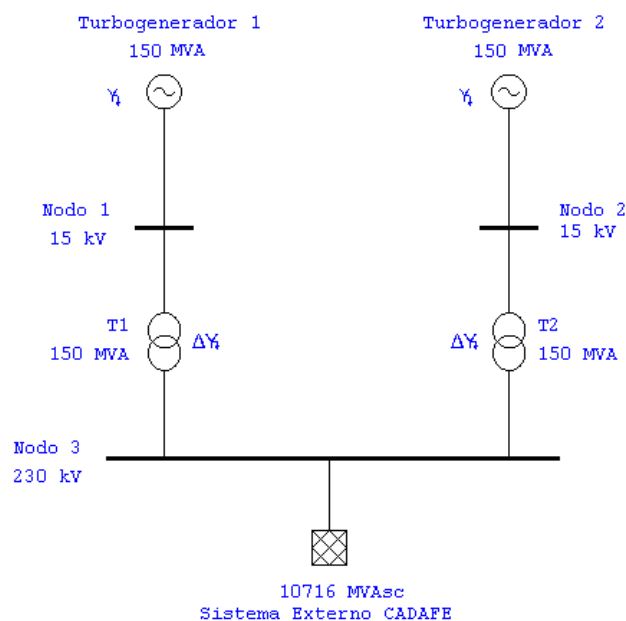


Figura 3.1. Diagrama unifilar simplificado de la estación.

La corriente de falla a través del neutro de los turbogeneradores está limitada por medio de un reactor a 400A.

El estudio de cortocircuito del sistema se realizó utilizando el software de simulación gráfico de sistemas eléctricos ETAP Power Station.

Para la modelación de los transformadores y el turbogenerador se tomaron datos típicos de impedancias de cortocircuito de las librerías disponibles en el ETAP Power Station; todos los parámetros del circuito se encuentran definidos en el anexo 14, que contiene el archivo de salida del estudio de cortocircuito.

La mayor corriente de falla a tierra, conforme a lo indicado en la figura 3.2. y la tabla 3.5., se origina al ocurrir una falla monofásica a tierra en la barra de conexión con el sistema externo CADAFE (nodo 3).

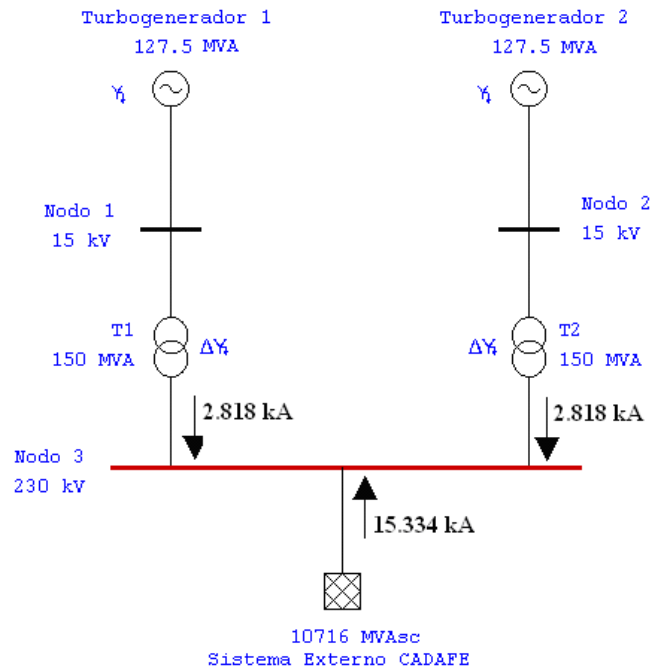


Figura 3.2. Contribuciones a la corriente de falla. Falla monofásica en nodo 3.

Tabla 3.5. Contribuciones a la corriente de falla. Falla monofásica en nodo 3.

Contribución a la corriente de falla		I_a [kA]
Desde	Hacia	
Sistema externo	Nodo 3	15,334
Nodo 1	Nodo 3	2,818
Nodo 2	Nodo 3	2,818
Corriente de falla total [kA]		20,970

3.7. DIMENSIONAMIENTO DEL CONDUCTOR DE LA MALLA DE TIERRA

La corriente de falla total de 20,970kA es la corriente que se utilizará para el dimensionamiento del calibre del conductor de puesta a tierra.

$$I = 20,970kA$$

Se utilizará el conductor de cobre del tipo annealed soft-drawn, debido a su alta resistencia a los esfuerzos mecánicos, a la acción corrosiva del suelo y su alta conductividad.

Los valores de los parámetros TCAP, K_0 , α_r , ρ_r son obtenidos de la tabla A.7.1. del anexo 7.

Se fija una temperatura ambiente de 30°C, de acuerdo a las condiciones del lugar, y una temperatura máxima igual a la temperatura de fusión del conductor de 1083°C.

$$A_{kcmil} = I \cdot \frac{197,4}{\sqrt{\left(\frac{TCAP}{t_c \cdot \alpha_r \cdot \rho_r}\right) \cdot \ln\left(\frac{K_0 + T_m}{K_0 + T_a}\right)}}$$

$$A = 91,8kcmil$$

Realizando la conversión a mm^2 ($1,974kcmil = 1mm^2$).

$$A = 46,5mm^2$$

Se selecciona el calibre del conductor a utilizar, de acuerdo a los valores comerciales mostrados en la tabla A.6.1. del anexo 6.

El calibre mínimo requerido por el sistema de puesta a tierra es el N° 1/0 AWG. Se utilizará un conductor AWG 4/0 ya que es el conductor mínimo recomendado por la norma IEEE Std 665-1995 y fijado en los criterios de diseño.

Fijando el calibre del conductor a un AWG 4/0 podemos calcular la corriente máxima que puede circular por este durante 0,4s sin que sufrir daños, debido al calentamiento.

$$I = \frac{A_{kcmil}}{197,4} \cdot \sqrt{\left(\frac{TCAP}{t_c \cdot \alpha_r \cdot \rho_r}\right) \cdot \ln\left(\frac{K_0 + T_m}{K_0 + T_a}\right)}$$

$$I = 48,334kA$$

Esta corriente es mucho mayor que la máxima esperada, lo que garantiza la durabilidad del conductor a lo largo de toda la vida útil de la planta, además de asegurar la solidez mecánica necesaria y la resistencia contra acción corrosiva del suelo.

3.8. GEOMETRÍA DE LA MALLA DE TIERRA Y CÁLCULO DE LA RESISTENCIA DE PUESTA A TIERRA

El área de ambas islas de generación tiene dimensiones aproximadas de 120m de ancho por 120m de largo, estas se fijan como las dimensiones externas de la malla de tierra. Debido a la baja resistividad del terreno se seleccionó una dimensión de retícula grande, de 30m de longitud.

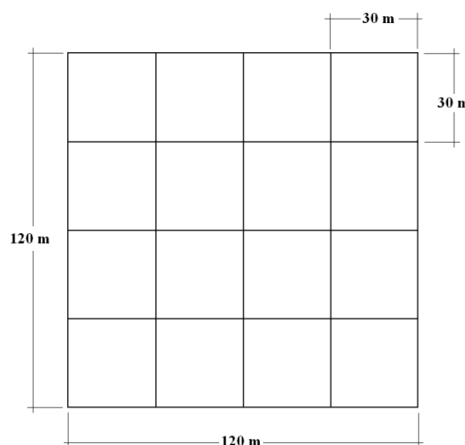


Figura 3.3. Trazado de la malla.

Dimensiones de la malla:

$$L_x = L_y = 120m \quad \text{Dimensiones externas de la malla.}$$

$$D = 30m \quad \text{Dimensión de la retícula.}$$

$$L_T = L_x \cdot \left(\frac{L_y}{D} + 1 \right) + L_y \cdot \left(\frac{L_x}{D} + 1 \right)$$

$$L_T = 1200m \quad \text{Longitud total de conductor enterrado.}$$

$$L_p = 2 \cdot L_x + 2 \cdot L_y$$

$$L_p = 480m \quad \text{Longitud del perímetro de la malla.}$$

$$h = 0.5m \quad \text{Profundidad de la malla.}$$

$$d = 11,7mm \quad \text{Diámetro del conductor.}$$

A fin de obtener un valor aproximado de la resistencia del sistema de puesta a tierra para los cálculos, utilizaremos la ecuación propuesta por Sverak.

$$R_g = \rho \cdot \left[\frac{1}{L_T} + \frac{1}{\sqrt{20} \cdot A} \cdot \left(1 + \frac{1}{1 + h \cdot \sqrt{\frac{20}{A}}} \right) \right]$$

$$R_g = 0,03\Omega$$

3.9. CÁLCULO DE LA MÁXIMA CORRIENTE DE MALLA

La corriente máxima de malla depende de diversos factores, como el factor de división de corriente, el factor de decremento y el factor de corrección por proyección.

$$I_G = I_f \cdot S_f \cdot D_f \cdot C_p$$

Donde I_f está dada por la contribución del sistema externo a la falla, debido a que las contribuciones provenientes de los nodos 1 y 2 corresponden a fuentes de falla locales, debido a la conexión de los transformadores elevadores y estas no contribuyen a la elevación del potencial del terreno (GPR).

$$I_f = 15,334kA$$

Debido a que el valor de R_g calculado mediante la expresión de Sverak es muy bajo, no se logra obtener el valor del factor de división de corriente a través del método gráfico.

Por esta razón se utilizara para el cálculo un método basado en tablas y ecuaciones, también presentado en la Norma IEEE Std 80-2000 e ilustrado en el anexo 12.

Este método consiste en determinar el valor S_f considerando un divisor de corriente entre la resistencia del sistema de puesta a tierra (R_g) y la impedancia equivalente aproximada (Z_{eq}) de los demás caminos posibles de retorno de la corriente de falla hacia la fuente. Esta impedancia equivalente resulta de la impedancia entre los cables de guarda de las líneas de transmisión y los neutros de las líneas de distribución.

En el nodo de falla se tienen cuatro líneas de transmisión y una línea de distribución, pertenecientes al sistema de CADAPE. El valor de la impedancia equivalente (Z_{eq}) se obtuvo a partir de la tabla C1, IEEE Std 80-2000 del anexo 12.

$$Z_{eq} = (0,45 + j0,16)\Omega$$

$$S_f = \left| \frac{Z_{eq}}{Z_{eq} + R_g} \right|$$

$$S_f = \left| \frac{(0,45 + j0,16)\Omega}{(0,45 + j0,16)\Omega + 0,03\Omega} \right|$$

$$S_f = 0.947$$

Para el cálculo del factor de decremento se seleccionó un valor de X/R típico de acuerdo a la ubicación de la falla, correspondiente a la salida de una estación de generación, en el lado de alta tensión del transformador elevador, debido a que no se contaba con esta información para el cálculo. El valor de X/R fijado fue de 60 [8].

$$T_a = \frac{X}{60 \cdot 2\pi \cdot R} = 0,16s$$

$$D_f = \sqrt{1 + \frac{T_a}{t_f} \cdot (1 - e^{-2 \frac{t_f}{T_a}})}$$

$$D_f = 1.148$$

Debido a que el nivel de cortocircuito provisto por CADAPE corresponde al nivel de cortocircuito esperado para el año 2030 y se ha considerado en el diseño la

totalidad de la planta de generación, el factor de corrección por proyección se fijara igual a la unidad.

$$C_p = 1$$

Entonces procedemos a calcular la corriente máxima de malla:

$$I_G = I_f \cdot S_f \cdot D_f \cdot C_p$$

$$I_G = 16,673kA$$

3.10. CÁLCULO DE LA ELEVACIÓN DE POTENCIAL DEL TERRENO

Conforme a la ecuación planteada para el cálculo del GPR tenemos:

$$GPR = I_G \cdot R_g$$

$$GPR = 469,4V$$

Al comparar el GPR calculado con la tensión de toque permitida, se observa que el GPR es mayor que la tensión de toque permitida.

$$GPR > E_{T_{50kg}}$$

Por lo que se debe continuar con el cálculo de las tensiones de paso y de malla de la estación.

3.11. CÁLCULO DE LA TENSION DE MALLA Y DE PASO EN LA ESTACIÓN

Se procede al cálculo del número de conductores paralelos de la malla, según indicaciones de la norma IEEE Std 80-2000.

$$n = n_a \cdot n_b \cdot n_c \cdot n_d$$

$$n_a = \frac{2 \cdot L_c}{L_p} = 5 \quad n_b = 1 \quad n_c = 1 \quad n_d = 1$$

$$n = 5$$

Calculo de los coeficientes K_m , K_s y K_i .

$$K_i = \frac{1}{(2 \cdot n)^{\frac{2}{n}}}$$

$$K_i = 0,398$$

$$K_h = \sqrt{1 + \frac{h}{h_0}} \quad \text{Donde } h_0 = 1\text{m}$$

$$K_h = 1,225$$

$$K_s = \frac{1}{\pi} \cdot \left[\frac{1}{2 \cdot h} + \frac{1}{D+h} + \frac{1}{D} \cdot (1 - 0,5^{n-2}) \right]$$

$$K_s = 0,333$$

$$K_m = \frac{1}{2 \cdot \pi} \cdot \left[\ln \left(\frac{D^2}{16 \cdot h \cdot d} + \frac{(D+2 \cdot h)^2}{8 \cdot D \cdot d} - \frac{h}{4 \cdot d} \right) + \frac{K_{ii}}{K_h} \cdot \ln \left(\frac{8}{\pi \cdot (2 \cdot n - 1)} \right) \right]$$

$$K_m = 1,400$$

$$K_i = 0,656 + 0,172 \cdot n$$

$$K_i = 1,516$$

Ahora procedemos a calcular las tensiones máximas de toque y de paso presentes en el sistema de puesta a tierra.

$$E_M = \frac{\rho \cdot I_G \cdot K_m \cdot K_i}{L_c + 1,15 \cdot L_r}$$

$$E_M = 183,4V$$

$$E_p = \frac{\rho \cdot I_G \cdot K_s \cdot K_i}{L}$$

$$E_p = 43,6V$$

Se observa que los valores calculados de tensión de paso y de malla en el sistema son menores que los valores máximos permitidos, lo cual garantiza la seguridad del personal que laborará en el área de la isla de generación, por lo tanto el diseño es adecuado.

Los resultados Obtenidos se engloban en la tabla 3.6.

Tabla 3.6. Comparación entre tensiones permitidas y calculadas. Método IEEE.

Tensiones Calculadas			
Tensión de malla		Tensión de paso	
E_M [V]	% de la permitida	E_P [V]	% de la permitida
185,1	99,1	43,6	22,9

Además de esto, se realizó la verificación del diseño del sistema de puesta a tierra mediante el software de simulación TERRAM, el cual se basa en el método electromagnético de las imágenes, para el cálculo de las tensiones generadas en el sistema de puesta a tierra.

En Inelectra se ha estandarizado el uso del TERRAM para el diseño de sistema de puesta a tierra, este es un programa computarizado que simula dichos sistemas y verifica los valores de las tensiones de toque y paso en trayectorias solicitadas, previa información suministrada a través de su archivo de entrada.

En este archivo de entrada deben incluirse, además de los datos propios de cada sistema estudiado, las coordenadas inicial y final de cada electrodo que conforma la malla principal de puesta a tierra, y las coordenadas inicial y final de las trayectorias en las que se requiere verificar las tensiones de toque y de paso [9].

El archivo de salida del TERRAM nos muestra los potenciales de malla sobre las trayectorias solicitadas con un espaciamiento de 1m. También reporta la máxima tensión de toque encontrada en la trayectoria, así como la máxima tensión de paso a la que se vería sometido un operario de la planta que camina a través de la trayectoria fijada [9].

Para la verificación de las tensiones se plantearon dos trayectorias, correspondientes a las zonas del trazado de la malla donde se producen las mayores tensiones de toque y de paso, para verificar el diseño de la malla correspondiente al

área de la isla de generación. Las trayectorias de verificación se muestran en la figura 3.4.

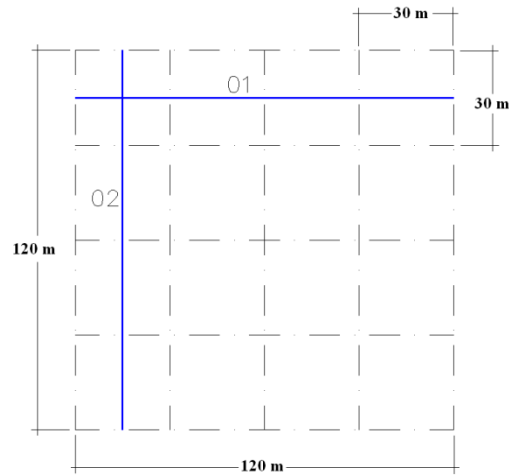


Figura 3.4. Trayectorias de verificación de las tensiones de toque y de paso mediante el TERRAM. Área de la isla de generación (Diseño inicial).

Los valores obtenidos se presentan en la Tabla 3.7.

Tabla 3.7. Tensiones de toque y de paso calculadas en la estación. TERRAM.

Tensiones Calculadas			
Tensión de paso		Tensión de toque	
E_P [V]	% de la permitida	E_T [V]	% de la permitida
27,1	14,3	144,7	78,1

La resistencia del sistema de puesta a tierra calculada por el TERRAM es de 0.03Ω que corresponde al valor obtenido mediante la ecuación de Sverak.

El informe de salida del TERRAM se encuentra en el anexo 9.

La tabla 3.8. muestra una comparación de los valores de las tensiones de toque y de paso, así como de la resistencia de puesta a tierra calculadas mediante el método IEEE y el TERRAM.

Tabla 3.8. Comparación entre las tensiones de toque y de paso, y la resistencia de puesta a tierra calculadas en la estación por el Método IEEE y el TERRAM.

Tensión de toque [V]		Tensión de paso [V]		Resistencia de puesta a tierra [Ω]	
Método IEEE	TERRAM	Método IEEE	TERRAM	Método IEEE	TERRAM
185,1	144,7	43,6	27,1	0,03	0,03

En la tabla 3.8. se observa como la resistencia de puesta a tierra calculada mediante ambos métodos arroja el mismo valor. Sin embargo, en cuanto a las tensiones de toque y de paso se observa una diferencia apreciable, esto se debe a que el método IEEE calcula la máxima tensión tanto de paso como de toque que se presentaría en la estación en caso de falla, por lo que la tensión de toque calculada por medio del método IEEE corresponde a la tensión de malla. El TERRAM calcula los potenciales de toque y de paso en trayectorias solicitadas por el usuario, las cuales pueden no coincidir con las trayectorias donde se generan las máximas tensiones en el sistema de puesta a tierra.

En una malla de puesta a tierra uniformemente reticulada la máxima tensión de paso se encuentra sobre las cuadrículas de las esquinas, este valor debe ser considerado desde el punto superior a la esquina externa hasta un punto diagonalmente externo de la malla. La máxima tensión de toque, es decir la tensión de malla, se origina en puntos del terreno sobre las cuadrículas de las esquinas de la malla [1].

En este punto encontramos una limitación en el uso del TERRAM, debido a que este permite el cálculo de las tensiones en trayectorias sobre las cuales varíe solo una de las coordenadas, es decir no permite trayectorias oblicuas.

3.12. DISEÑO DEL SISTEMA DE PUESTA A TIERRA DEL BOP

La puesta a tierra de edificios y estructuras puede ser dividida en dos categorías:

- A. Edificios o estructuras que pueden ser accidentalmente tocados por conductores del sistema que no se encuentren aislados. En este caso, la estructura debe ser protegido contra la totalidad de la tensión transmitida y la asociada corriente de falla.
- B. La estructura no puede ser accidentalmente tocada por conductores de alta tensión. En esta caso la protección debe ser prevista en contra de:
 - Contacto accidental con la tensión de servicio de la estación.
 - Descargas atmosféricas y tensiones inducidas.
 - Acumulación de cargas estáticas.

Debido a que los edificios y demás estructuras correspondientes al área del BOP se encuentran físicamente alejados de las zonas donde se ubican los conductores de alta tensión en este caso aplica la categoría B, mencionada anteriormente. Siguiendo las recomendaciones de la norma IEEE Std 665-1995 todas las estructuras pertenecientes al BOP, se les instalar un anillo, alrededor de su perímetro. Además de esto, conductores que atraviesen el piso de los edificios serán agregados, de ser requeridos, para proveer puntos de conexión al sistema de puesta a tierra para equipos.

Se agregaran 2 barras a los sistemas de puesta a tierra de edificios principales, estas se colocaran en dos vértices del edificio, diametralmente opuestos.

Los sistemas de puesta a tierra de edificios y estructuras, pertenecientes al BOP deben ser conectados al sistema de puesta a tierra de la isla de generación, un mínimo de dos conexiones son recomendadas.

Las principales estructuras correspondientes al BOP son:

- Edificio Administrativo.
- Taller Mecánico, Taller Eléctrico y Almacén de Repuestos.
- Caseta de Control.
- Estación de Medición y Regulación de Gas.

Se calculo la resistencia de puesta a tierra de los anillos perimetrales de cada una de estas edificaciones, mediante la expresión de Sverak. Los resultados se muestran en la tabla 3.9., para estos cálculos se considero que la malla se encuentra a 0.5m de profundidad.

Tabla 3.9. Resistencia del sistema de puesta a tierra de los edificios de la estación.

Estructura	Dimensiones Del anillo		Área del anillo [m ²]	Longitud del conductor [m]	R [Ω]
	A [m]	B [m]			
Edificio Administrativo	36,2	14,2	514,0	100,8	0,1
Taller Mecánico, Eléctrico y Almacén de Repuestos	80,4	31,6	2535,0	223,8	0,1
Caseta de Control	23,5	13,7	322,0	74,4	0,2
Estación de Medición y Regulación de Gas	32,0	17,0	544,0	98,0	0,2

Se puede observar que los valores obtenidos son menores a 1Ω , debido a la baja resistividad del suelo.

Además a todos los equipos, paquetes y tanques ubicados en el área del BOP se les instalara un anillo perimetral y serán conectados sólidamente al sistema de puesta a tierra de modo que tengan una referencia común y evitar potenciales transferidos, así como tensiones inducidas, que podrían resultar peligrosos para el personal de la planta. Entre estos paquetes se encuentran:

- Paquete de aire comprimido.
- Paquete planta de agua desmineralizada.
- Paquete de tratamiento de efluentes.
- Paquete de hidroneumático.

A cada uno de los anillos que bordean las fundaciones de los diferentes paquetes se les colocara dos conductores salientes, en conformidad con el detalle de instalación correspondiente, para la conexión de la barra colectora de puesta a tierra.

Los anillos de puesta a tierra de los edificios se les colocaran dos conductores salientes para la puesta a tierra de los tableros del cuarto eléctrico del edificio y un conductor adicional para la puesta a tierra de la barra colectora del cuarto de comunicaciones.

Los calibres de los conductores de conexión de los tableros de fuerza y barras colectoras de tierra al sistema de puesta a tierra, se especifican en conformidad a la sección 250 del CEN 200:2004, de acuerdo a la tabla 3.9 [10].

Tabla 3.10. Calibre mínimo del conductor puesta a tierra de equipos y canalizaciones [10].

Régimen o ajuste máximo de los dispositivos de sobrecorriente automáticos ubicado del lado de la alimentación [A]	Calibre [AWG/kcmil]
15	14
20	12
30	10
40	10
60	10
100	8
200	6
300	4
400	3
500	2
600	1
800	1/0
1000	2/0
1200	3/0
1600	4/0
2000	250
2500	350
3000	400
4000	500
5000	700
6000	800

3.13. VERIFICACIÓN DEL DISEÑO FINAL DEL SISTEMA DE PUESTA A TIERRA

Al realizar el trazado de la malla en el área correspondiente a la isla de generación de la estación, se modifico la posición inicial prevista de ciertos conductores de la malla, a fin de evitar las interferencias con canales de drenaje, fundaciones de equipos y no atravesar las calles que rodean ambos turbogeneradores en forma paralela a estas.

Como es práctica común en proyectos anteriores de Inelectra, los cuales se tomaron como referencia, se colocó un anillo de conductor bordeando las fundaciones de todos los equipos de la isla de generación, para de esta manera hacer la puesta a

tierra de estos equipos de una manera muy directa, además de ayudar a reducir tanto la resistencia del sistema de puesta a tierra como las tensiones que se originan en la estación. Cada uno de estos anillos está conectado a la malla principal del sistema de puesta a tierra en al menos dos puntos.

La ubicación de los stub-up para la puesta a tierra de todos los equipos pertenecientes a la isla de generación se realizara en conformidad a las especificaciones del fabricante, como se observa en los planos de planta.

Se plantearon una serie de trayectorias para verificar las tensiones de toque y paso en el área de la isla de generación, mediante el TERRAM, estas trayectorias corresponden a zonas de fácil acceso para los operadores de la planta, donde podrían producirse en caso de falla tensiones de paso y de toque por encima de los tolerables. Las trayectorias de verificación se muestran en las figuras 3.5. y 3.6.

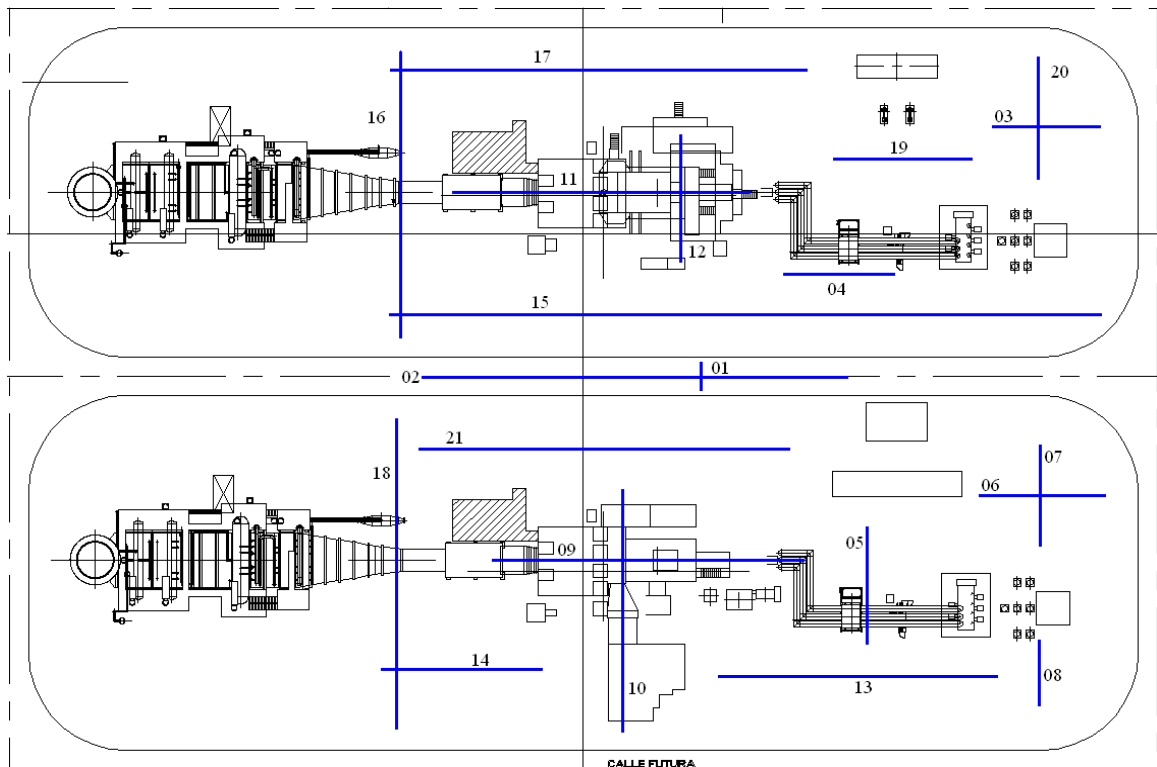


Figura 3.5. Trayectorias de verificación de las tensiones de toque y de paso. Área de la Isla de Generación.

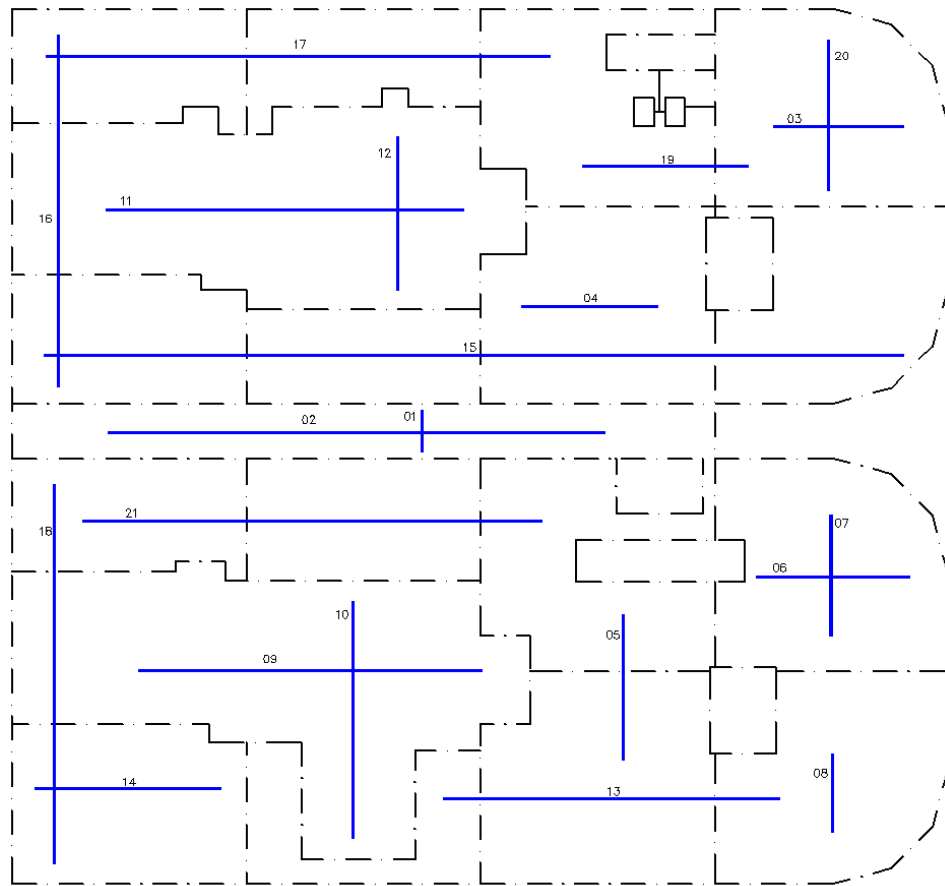


Figura 3.6. Trayectorias de verificación de las tensiones de toque y de paso sobre el trazado de la malla en el área de la Isla de Generación.

En la tabla 3.11. se muestran los resultados obtenidos de las tensiones máximas de toque y de paso en las trayectorias solicitadas, mediante el uso del TERRAM, para la malla correspondiente a la isla de generación.

En la tabla 3.12. se engloban los resultados obtenidos de las tensiones máximas de toque y de paso en las trayectorias solicitadas, mediante el uso del TERRAM, adicionando la malla de tierra del BOP a la malla de tierra correspondiente a la isla de generación, lo cual ayudara a drenar las corrientes de falla y las tensiones obtenidas se espera sean menores.

Tabla 3.11. Tensiones máximas de toque y de paso en cada trayectoria verificada. Sistema de puesta a tierra de la isla de generación.

Trayectoria	Máxima tensión encontrada			
	de paso		de toque [V]	
	E _P [V]	% de la permitida	E _T [V]	% de la permitida
1	11,3	5,9	44,9	24,2
2	1,0	0,5	60,9	32,9
3	3,8	2,0	127,4	68,8
4	2,8	1,5	80,1	43,3
5	18,0	9,5	101,0	54,6
6	10,8	5,7	113,1	61,1
7	3,7	2,0	105,7	57,1
8	2,8	1,5	130,2	70,3
9	3,0	1,6	103,0	55,6
10	9,4	5,0	95,4	51,5
11	2,9	1,5	107,0	57,8
12	6,9	3,6	93,1	50,3
13	20,7	10,9	109,9	59,4
14	7,0	3,7	123,9	66,9
15	14,0	7,4	94,9	51,2
16	24,4	12,8	118,3	63,9
17	18,3	9,6	119,0	64,3
18	22,7	11,9	126,5	68,3
19	17,2	9,0	78,0	42,1
20	10,5	5,5	128,3	69,3
21	14,3	7,5	88,4	47,7

La resistencia del sistema de puesta a tierra, de la malla correspondiente a la isla de generación, calculada por el TERRAM es de 0,03Ω.

Tabla 3.12. Tensiones máximas de toque y de paso en cada trayectoria verificada. Sistema de puesta a tierra de PI y BOP.

Trayectoria	Máxima tensión encontrada en la trayectoria			
	de paso		de toque [V]	
	E _P [V]	% de la permitida	E _T [V]	% de la permitida
1	4,2	2,2	16,8	9,1
2	0,4	0,2	23,2	12,6
3	1,2	0,7	41,2	22,3
4	1,0	0,5	28,2	15,3
5	6,9	3,6	38,1	20,6
6	4,1	2,2	43,4	23,4
7	1,5	0,8	40,4	21,9
8	0,8	0,4	45,4	24,5
9	1,2	0,6	42,0	22,7
10	3,8	2,0	38,1	20,6
11	0,9	0,5	35,0	18,9
12	2,2	1,2	30,0	16,2
13	7,6	4,0	41,1	22,2
14	2,9	1,5	51,7	27,9
15	5,1	2,7	35,0	18,9
16	7,4	3,9	35,1	19,0
17	5,0	2,6	30,4	16,4
18	9,4	4,9	53,2	28,7
19	5,5	2,9	25,2	13,6
20	3,4	1,8	39,5	21,4
21	5,6	2,9	35,0	18,9

La resistencia del sistema de puesta a tierra de toda la planta de generación, calculada por el TERRAM es de $0,01\Omega$.

Como se había previsto mediante el diseño inicial de acuerdo a recomendaciones IEEE, las tensiones de toque y paso calculadas no exceden las máximas permitidas, por lo cual se puede concluir que el diseño realizado es adecuado.

Los informes de salida del TERRAM para el caso de la malla de tierra del PI y el caso del SPAT total de la planta se encuentran en los anexos 10 y 11, respectivamente.

Mediante el software TERRAM, para las mismas trayectorias planteadas anteriormente, se realizó un estudio a fin de establecer la máxima resistividad del suelo para la cual el diseño planteado es seguro, utilizando como criterio que la máxima tensión de toque calculada en las trayectorias no supere el 90% de la tensión de toque permitida.

Se obtuvo un valor de resistividad del suelo de $20\Omega\cdot m$ que es un 320% de la resistividad asumida para el diseño. Este valor de resistividad encontrado en el estudio es muy alto y poco probable de encontrar en la región de San Diego de Cabrutica debido a las características geográficas de la zona, por lo cual el diseño es seguro.

Del diseño final del sistema de puesta a tierra se generaron una serie de documentos destinados a la ejecución del proyecto, como lo son:

- Memoria de cálculo del sistema de puesta a tierra.
- Partidas de obras.
- Planos de planta.
- Planos de detalles constructivos.
- Cómputos métricos.

La memoria de cálculo del sistema de puesta a tierra de la isla de generación se encuentra en el anexo 15; las partidas de obras establecidas para la ejecución del proyecto se encuentran en el anexo 16, y por último los planos de planta del sistema de puesta a tierra se encuentran en el anexo 17.

RECOMENDACIONES

La principal recomendación consiste en realizar la medición de la resistividad del suelo, de acuerdo a los procedimientos estándares establecidos por Inelectra, S.A.C.A. en distintos puntos ubicados en el área de la planta, luego de realizado el movimiento de tierra para la construcción de la obra, a fin de obtener un modelo del suelo del área de la estación. Además, se debe realizar nuevamente el estudio de cortocircuito de la planta, una vez obtenidos los parámetros de los equipos por parte del fabricante. Una vez obtenido el nuevo modelo de suelo y la nueva corriente de cortocircuito se verificará la validez del diseño inicialmente planteado. De realizarse alguna modificación del mismo deben rehacerse los cálculos métricos de la obra, incluyendo los elementos agregados al sistema.

Antes de la puesta en marcha del sistema se debe realizar la medición de la resistencia de puesta a tierra del sistema, de acuerdo a los procedimientos estándares establecidos por Inelectra, S.A.C.A, para verificar que se alcanzó el valor de resistencia esperado, según cálculos teóricos. Se recomienda realizar esta medición a solo la sección del sistema de puesta a tierra correspondiente a los turbogeneradores (Área 300), durante la etapa de construcción de la planta, para así reducir las distancias necesarias entre electrodos para realizar la medición.

Se debe verificar la continuidad del sistema de puesta a tierra en todos los puntos de conexión de los equipos. Los conductores de tierra deben tener un contacto eléctrico perfecto, tanto con las partes metálicas que se desean poner a tierra, como con la malla de tierra. Estas conexiones deben ser accesibles para su inspección.

Se debe verificar la correcta ejecución de las conexiones exotérmicas, estas deben ser capaces de soportar la corriente de falla a tierra durante el tiempo de

duración de la falla, sin sufrir daños debidos a los esfuerzos térmicos, termomecánicos o electromecánicos.

El conductor de tierra debe ser continuo, no se deben interrumpir los circuitos de tierra con ningún elemento de seccionamiento.

Se debe verificar que las protecciones secundarias de la planta estén coordinadas para operar en un tiempo máximo de 0,4s de acuerdo a la información suministrada por el cliente, ya que este fue el tiempo de falla utilizado para el cálculo del sistema de puesta.

CONCLUSIONES

En el presente trabajo se realizó el diseño del sistema de puesta a tierra de la planta de generación de energía eléctrica San Diego de Cabrutica, esta planta constara de dos unidades de turbogeneración a gas de 150MW de capacidad nominal cada una, a 15kV. La potencia neta generada por dichas unidades será entregada al sistema de transmisión en 230kV, de CADAFE, mediante la conexión de los generadores eléctricos a los transformadores elevadores. En la ejecución del proyecto se realizó la memoria de cálculo del sistema de puesta a tierra, se establecieron las partidas de obras necesarias para la ejecución del proyecto, se elaboraron los planos de planta y de detalles constructivos de instalación.

A continuación se indican las conclusiones extraídas del trabajo:

- En una empresa de consulta de ingeniería, los resultados que se obtienen de los estudios contratados deben ser siempre expuestos a la consideración del cliente quién tendrá la última palabra acerca de la aplicación o no de los criterios empleados y aprobará o modificará el producto del diseño. Sin embargo, es necesario que se avalen y emitan todos los cambios realizados por parte del cliente siempre y cuando dichas modificaciones se encuentren dentro de lo establecido por las normas y reglamentos pertinentes.
- La selección del conductor a ser empleado en los sistemas de puesta a tierra debe realizarse tanto de acuerdo a su capacidad térmica, como a otros factores de importancia, tales como los esfuerzos mecánicos a los que este se verá sometido y posibles problemas relacionados a la corrosión. En este caso el criterio predominante en la selección del conductor fueron los esfuerzos mecánicos.

- El diseño del sistema de puesta a tierra se realizó de acuerdo con los criterios establecidos por la norma IEEE y se verificó mediante el uso de la herramienta computacional TERRAM la cual se basa en el método electromagnético de las imágenes. Ambos métodos arrojaron el mismo valor de resistencia de puesta a tierra, sin embargo se presentaron diferencias en cuanto a las tensiones de toque y de paso calculadas en la estación. En ambos métodos de cálculo se encontraron limitaciones. El método planteado por la IEEE posee la ventaja que calcula las máximas tensiones de toque y de paso que se generan en la estación, sin embargo este método no permite tomar en cuenta la influencia de sistemas de puesta a tierra cercanos y el cálculo de mallas no uniformemente reticuladas. El cálculo de sistemas de puesta a tierra mediante el TERRAM ofrece la ventaja de calcular arreglos de electrodos no uniformes, pero este calcula las tensiones de toque y de paso generadas solo en trayectorias solicitadas por el usuario, por lo cual dependerá de la experiencia del usuario para seleccionar trayectorias donde se originen las mayores tensiones, para así garantizar la seguridad del personal que labora en la planta.
- El método propuesto por la IEEE es la práctica más utilizada para el diseño de sistemas de puesta a tierra. Por lo cual recomiendo el uso de esta metodología de diseño, por encima de cualquier otro método de cálculo, debido a que es un método sencillo, rápido y no requiere extensos recursos computacionales, obteniendo resultados efectivos, que han sido extensamente puestos a prueba.
- Para el diseño del sistema de puesta a tierra se realizó un estudio de cortocircuito del sistema, mediante el cual se determinó la falla que producirá la mayor circulación de corriente entre el sistema de puesta a tierra y la tierra circundante. En el cálculo realizado para el dimensionamiento del conductor de puesta a tierra de acuerdo a la capacidad térmica de este se tomó como

corriente el total de la corriente de falla, para el peor caso encontrado en la estación, sin embargo se para el cálculo de las tensiones de malla y de paso generadas en la estación se discriminó las contribuciones a la corrientes de falla provenientes de fuentes de falla locales, debido a que estas no contribuyen a la elevación del potencial del suelo, tomando en cuenta para el cálculo solo las contribuciones remotas a la corriente de falla.

- A pesar que el diseño del sistema de puesta a tierra de la instalación se realizó en base a mediciones que no fueron realizadas en el área donde se construirá la planta, se corroboró la seguridad del mismo, mediante un estudio de sensibilidad de las tensiones generadas en la estación respecto a la resistividad del suelo. Mediante el software TERRAM, para las trayectorias de verificación planteadas, se estableció la máxima resistividad del suelo para la cual el diseño es seguro, utilizando como criterio que la máxima tensión de toque calculada en las trayectorias no supere el 90% de la tensión de toque permitida. Se obtuvo un valor de resistividad del suelo de $20\Omega\cdot m$ que es un 320% de la resistividad asumida para el diseño. Este valor de resistividad encontrado en el estudio es muy alto y poco probable de encontrar en la región de San Diego de Cabrutica debido a las características geográficas de la zona.

REFERENCIAS BIBLIOGRAFICAS

- [1] Ojeda, Nerio. *Sistemas de Puesta a Tierra*. (Guía).--Curso de extensión de conocimientos. Caracas: Coordinación de extensión U.C.V. Facultad de Ingeniería. p. 14-26.
- [2] Ramírez V., José. *Estaciones de Transformación y Distribución / Protección de Sistemas Eléctricos*, (Libro).--Barcelona: España: Ediciones CEAC 1981. p 1027.
- [3] IEEE Std 80-2000. *Guide for Safety in AC Substation Grounding*, (Norma).--New York: Estados Unidos, 2000. p. 13-109.
- [4] Díaz, Pablo. *Soluciones Prácticas para la Puesta a Tierra de Sistemas Eléctricos de Distribución*, (Libro).--México D.F: México: McGraw-HILL interamericana editores, 2001. p 297-310.
- [5] Inelectra, S.A.C.A., INEDON N° 903-P3070-E09-TEC-101. *Medición de Resistividad del Suelo y Resistencia de Puesta a Tierra*, (manual).--Caracas: 2003. p. 6-10.
- [6] Inelectra, S.A.C.A., 1123-05-90-E01-TEC-001. *Criterios de Diseño Electricidad (Manual)*.--Caracas: 2007. p. 31-33.
- [7] OTEPI C.A., *Diseño de la Protección Catódica para una Línea de Producción de Agua de Ø16"*. Caracas: 2002. p. 23-26.
- [8] Martí, José, *Sistemas de Potencia Estudio de Fallas Asimétricas*.--Caracas: U.C.V., 1985. p. 150.

[9] Inelectra, S.A.C.A., INEDON N° 930-P3070-E01-PRG-005. Manual del Usuario del Programa TERRAM, (manual).--Caracas: 2001. p. 2-16.

[10] Código Eléctrico Nacional. Fondo para la Normalización y Certificación de la Calidad / Comité de Electricidad. (Norma).--Caracas: Fondonorma 200: 2004

[11] Ramírez V., José. *Maquinas Motrices Generadores de Energía Eléctrica*, (Libro).--Barcelona: España: Ediciones CEAC 1984. p 259-284.

BIBLIOGRAFÍA

RAMIREZ VAZQUEZ, José. Enciclopedia CEAC de Electricidad. Estaciones de Transformación y Distribución / Protección de Sistemas Eléctricos, 5ta Ed. Barcelona (España): Ediciones CEAC, 1981.

Díaz, Pablo. Soluciones Prácticas para la Puesta a Tierra de Sistemas Eléctricos de Distribución, 1ra Ed. México: McGraw-HILL interamericana editores, 2001.

RAMIREZ VAZQUEZ, José. Enciclopedia CEAC de Electricidad. Maquinas Motrices Generadores de Energía Eléctrica, 3ra Ed. Barcelona (España): Ediciones CEAC, 1984.

Ojeda, Nerio. Sistemas de Puesta a Tierra. Curso de extensión de conocimientos. Caracas: Coordinación de extensión U.C.V. Facultad de Ingeniería.

IEEE Std. 665-1995. IEEE Guide for Generating Station Grounding.--New York: The Institute of Electrical and Electronics Engineers, 1995.

IEEE Std. 80-2000. IEEE Guide for Safety in AC Substation Grounding.--New York: The Institute of Electrical and Electronics Engineers, 2000.

Código Eléctrico Nacional. Fondo para la Normalización y Certificación de la Calidad / Comité de Electricidad.--Caracas: Fondonorma 200: 2004

Inelectra, S.A.C.A., INEDON N° 903-P3070-E01-TEC-058. Manual de Usuario del SISMA.--Caracas: Inelectra, S.A.C.A., 2001.

Inelectra, S.A.C.A., INEDON N° 903-P3070-E01-PRG-005. Manual del Usuario del Programa Tierra.--Caracas: Inelectra, S.A.C.A., 2001.

Inelectra, S.A.C.A., INEDON N° 903-P3070-E09-TEC-101. Medición de Resistividad del Suelo y Resistencia de Puesta a Tierra.--Caracas: Inelectra, S.A.C.A., 2003.

Inelectra, S.A.C.A., INEDON N° 903-P3070-E33-TEC-081. Instrucciones de Trabajo para la elaboración de Planos Normalizados de Puesta a Tierra.--Caracas: Inelectra, S.A.C.A., 2004.

Inelectra, S.A.C.A., INEDON N° 903-P3070-E01-TEC-096. Lista de Verificación de Planos de Puesta a Tierra de Seguridad.--Caracas: Inelectra, S.A.C.A., 2007.

Inelectra, S.A.C.A., INEDON N° 903-P3070-E90-TEC-045G. Instructivo para la Codificación de Materiales de Puesta a Tierra, Protección Catódica y contra Descargas Atmosféricas.--Caracas: Inelectra, S.A.C.A., 1998.

Inelectra, S.A.C.A., INEDON N° 903-P3070-E01-TEC-060. Instrucciones de Trabajo para la elaboración de Cómputos Métricos a través de la Integración CAD-Sisma, Metodología de Computo Directo y Árbol de Computo.--Caracas: Inelectra, S.A.C.A., 2002.

GLOSARIO

Elevación del potencial del suelo (GPR): máximo voltaje que un sistema de puesta a tierra puede ganar relativa a una distancia del sistema de puesta a tierra en un punto tal que el mismo es considerado a tierra remota. Este voltaje GPR es igual a la máxima corriente que puede circular por la malla por la resistencia de la malla

Limite de batería: frontera definida para establecer las diferentes áreas de la planta.

Tensión de malla: es la máxima tensión de toque encontrada dentro de la malla de puesta a tierra.

Tensión de paso: es la máxima diferencia de potencial tolerable entre dos (2) puntos sobre la superficie del terreno, que puedan ser tocados simultáneamente por los pies de un individuo separados 1 metro de distancia, sin tocar ningún otro objeto puesto a tierra.

Tensión de toque: es la máxima diferencia de potencial tolerable entre cada punto sobre la superficie del terreno, donde una persona pueda encontrarse de pie y cada punto que pueda ser tocado simultáneamente por una de sus manos.

Stub up: estructura destinada para la colocación de un conductor saliente de la malla de puesta a tierra para la conexión de equipos.