



Universidad Nacional de Ingeniería

**Recinto Universitario Simón Bolívar
Facultad de Electrotecnia y Computación
Ingeniería Eléctrica**

Trabajo Monográfico para Optar al Título de Ingeniero Eléctrico.

Tema: Manual para el Diseño y Construcción de Mallas Conectadas a Tierra
para Subestaciones y Equipos.

Elaborado por:

- Br. Yaser Gerardo Gómez Romero 2012-42089
- Br. Ritzeel Ranzel Pantoja Duarte 2012-42139

Tutor:

- Msc. Augusto César Palacios Rodríguez.

Managua Nicaragua, Febrero 2018.

Agradecimiento

“Deseo agradecer con todo mi corazón a Dios el Señor Jesucristo por haberme brindado la vida y la sabiduría para poder terminar mi carrera”.

A nuestro Tutor Msc. Augusto César Palacios Rodríguez por el asesoramiento de este trabajo, por su confianza y comprensión ya que es un gran profesional.

Y a todos los que hicieron posible y contribuyeron a la realización de este trabajo...

Dedicatoria

El presente trabajo monográfico es dedicado en primer lugar a Dios nuestro Señor, y en segundo lugar a nuestros padres porque si no fuera por ellos no lograríamos haber culminado este trabajo monográfico que en todo momento nos brindaron su apoyo incondicional, a enfrentar los retos con ímpetu y dedicación para lograr con éxito todo lo anhelado hasta el día de hoy.

“Muchas Gracias”

Índice

Contenido

Introducción	1
Antecedentes	2
Justificación	3
Objetivos	4
Marco Teórico	5
Diseño Metodológico	13
Capítulo 1	14
Introducción	14
Tipos de Sistemas de Puesta a Tierra	14
Electrodo Enterrado Malla/ Rejilla	14
Consideraciones de Malla de Tierra	15
Pasos para el Diseño de Puesta a Tierra	15
Medición de Resistividad de Tierra	16
Corriente de Corto Circuito	18
Selección del Conductor	19
Área Total del Terreno Donde se Ubicara la Malla	22
Calculo de Tensión de Paso y de Toque Tolerables Según Norma (IEEE-80)	22
Calculo de Factor de Disminución de la Capa Superficial:	23
Requerimientos Usuales	24
Geometría de la Malla	27
Máxima Corriente de Red de Tierra	27
Factor de Crecimiento	28
Factor de Decremento	28
Simulación de Malla de Tierra	28
Simulación con Etap	29
Capítulo 2	36
Introducción	36
Descripción de las Partes del Transformador de Potencia	36
Protección Contra Sobre Voltaje	38
Selección de Apartarrays Utilizando el Libro Enríquez Harpper	40
Conexión de Equipos Energizados a la Malla	42
Casetas de Control	43

Capítulo 3	44
Introducción	44
Generadores de Emergencia	44
Conexión de Equipos no Energizados a la Malla	44
Parámetros de los Transformadores de Corriente	45
Selección de Transformador de Instrumento (Tc) Utilizando el libro Enríquez Happer	45
Sistemas de Control, Protección.....	46
Protección del Transformador de Potencia.....	47
Anexos	48
Estudio Financiero.....	53
Análisis Y SI	56
Conclusiones y Recomendaciones.....	58
Bibliografía.....	59

Introducción

Esta tesis monográfica se realizó con el objetivo de conocer de forma sencilla y practica de cómo realizar y construir un buen sistema de tierra, este tema que hemos elegido como forma de culminación de nuestros estudios de la carrera ingeniería eléctrica y de esta forma optar por un título monográfico, utilizando la normativa de la UNI¹ para la realización de este trabajo de metodología investigativa.

La realización de este manual es para conocer de forma precisa de cómo se aplica un circuito de tierra de una subestación con el propósito de definir los parámetros necesarios para la realización de este sistema, determinando las ventajas y requerimientos de la necesidad de una vía de descarga para subestación.

Las razones² principales para el diseño de los sistemas de conexión a tierra en Subestaciones son las siguientes:

- Proveer un ambiente seguro para proteger a las personas dentro de los predios de las subestaciones, patios de interruptores y centrales generatrices, así como al público en general en áreas cercanas a facilidades.
- Proteger las estructuras y equipos en estas facilidades.
- Proveer un medio para disipar la corriente a tierra, para que no exceda los Límites de operación de los equipos.

La finalidad de este trabajo será proponer un manual para realizar un circuito de malla de tierra eficiente y confiable para la protección de la subestación entre los voltajes 138/13.8 kV comparando y determinando el método más común y fácil de aplicar disipando cualquier duda generada por estudiantes de ingeniería eléctrica.

¹ Universidad de nacional de ingeniería

² Autoridad de energía eléctrica de puerto rico

Antecedentes

En nuestro país (Nicaragua), se sigue los estándares de las normas de la IEEE-80³(Guía para la seguridad en la puesta a tierra de la subestación) de acuerdo a las referencias en la Subestación los brasiles desde su construcción y diseño se utilizó la normativa de la IEEE-80 para garantizar los estándares de desempeño, Debido a la importancia estratégica que significa para el país la producción de energía a partir de Fuentes de transformación. Esta norma (IEEE-80) pretende analizar todas las zonas que conlleven a la interrupción del fluido eléctrico de la subestación como: duración de la falla, corriente máxima a disipar por la malla, corriente simétrica de falla a tierra esto con el propósito de realizar los cálculos y obtener de forma precisa y adecuada los valores máximos del calibre del conductor.

El proceso del cálculo consiste en derivar una representación equivalente de los cables de guarda, neutros, etc. Esto es, conectarlos a la malla en la subestación y luego resolver el equivalente para determinar qué fracción de la corriente total de falla fluye entre la malla y la tierra circundante, y qué fracción fluye a través de los cables de guarda o neutros, hacia las tierras de los pie de torres que entran y sacan líneas de la subestación.

Este tipo de normativa pretende determinar estándares del comportamiento de la corriente eléctrica en circuitos de alta tensión y con el fin de Limitar a niveles seguros los valores de la tensión a tierra de equipos o estructuras accidentalmente energizados y mantener en valores determinados la tensión fase–tierra de sistemas eléctricos, fijando los niveles de aislamiento.

En general se espera que una puesta a tierra tenga suficiente capacidad de dispersión de corriente en el suelo, y que a su vez limite los potenciales en su superficie (control de gradiente de potencial), de tal manera que no comprometan la seguridad de las personas por causa de una falla a tierra

³ Sistema de puesta a tierra diseñado con IEEE-80 y evaluado con MEF

Justificación

Este manual aporta al estudiante una guía rápida y sencilla para el diseño y construcción de malla de una subestación con el fin de obtener un documento preciso para la aplicación de un excelente circuito de tierra para subestación a diseñar.

La recopilación de este documento tiene como fin aclarar las dudas obtenidas por una serie de manuales encontrados o proporcionados por las distintas instituciones de transmisión eléctrica de Nicaragua y de saber qué tipo de método se realiza en el terreno y que se está aplicando actualmente.

Un circuito de puesta a tierra es de suma importancia en una subestación debido a que los dispositivos de protección necesitan una vía de descarga para aislar los fallos de la subestación y también como vía de protección de las descargas atmosféricas.

Para determinar el tipo de arreglo de tierra se debe de analizar los diferentes métodos existentes para el diseño de malla de tierra, ya que como anterior mente se dijo este manual pretende ser una guía sencilla para el estudiante o lector. Luego de analizar los diferentes métodos se llegando a la conclusión que el método de wenner⁴ (de 4 electrodos) es el método más utilizado y practico en una subestación.

La justificación de este proyecto radica en probar que el método seleccionado es eficiente y más practico garantizando el funcionamiento y el fluido constante de la subestación en la ciudad de Managua ante el crecimiento exigente de los consumidores conectados a esta subestación.

⁴ Área de ingeniería y distribución(epm normas técnicas)

Objetivos

Objetivo General:

- ❖ Proponer un manual para diseñar un circuito de malla de tierra eficiente y confiable para la protección de la subestación.

Objetivos Específicos:

1. Obtener una vía de canalización de cualquier sobre corriente y sobre voltaje presentado en la subestación.
2. Determinar los valores de potencial de operación bajo condición normal carga nominal del transformador de potencia instalado en la subestación.
3. Mantener un nivel de potencial específico de operación en la subestación para la determinación de los equipos de protección y medida localizados en el circuito de potencia de la subestación.
4. Calcular el gasto económico de los materiales utilizados para la realización de la malla de tierra.

Marco Teórico

Circuito de tierra de una subestación

La puesta a tierra de un sistema eléctrico tiene ventajas de operación bajo condiciones anormales del sistema (situaciones de falla a tierra) porque permiten la detección y eliminación de las fallas, se evitan las pérdidas de energía y daño a los elementos del sistema debido a sobre voltajes y sobre corrientes de frecuencia nominal.

Funciones

Una instalación de puesta a tierra es aquella instalación eléctrica que tiene como misión derivar corriente hacia tierra, o bien establecer contacto con ella; las corrientes involucradas pueden ser de naturaleza estacionaria, de alta frecuencia o electromagnética en forma de impulsos, corrientes que pueden ser originadas durante el funcionamiento de un sistema técnico hecho por el hombre o causado por un fenómeno natural. Se demuestra por otra parte, que la puesta a tierra más elemental satisface los requisitos para considerársele sistema, por tanto, se establece que una instalación de puesta a tierra es realmente un sistema de puesta a tierra.

➤ Métodos de tierra de utilizados en una subestación⁵

❖ Método de wenner

El método de los cuatro puntos de Wenner es el método más preciso y popular. Son razones para esto que: el método obtiene la resistividad del suelo para capas profundas sin enterrar los electrodos a dichas profundidades; no es necesario un equipo pesado para realizar las medidas; los resultados no son afectados por la resistencia de los electrodos auxiliares o los huecos creados para hincarlos en el terreno.

El método consiste en enterrar pequeños electrodos tipo varilla, en cuatro huecos en el suelo, a una profundidad “b” y espaciados (en línea recta) una distancia “a” cómo se ilustra en la figura0-1.

⁵ Área de ingeniería y distribución(epm normas técnicas)

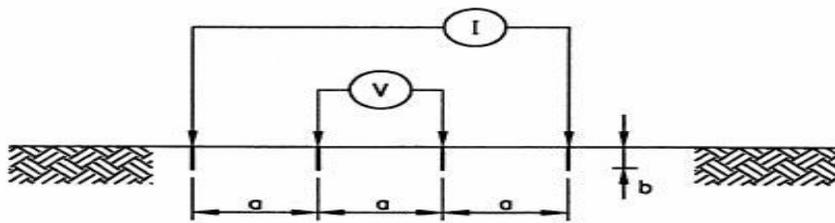


Figura 0-1. Método de Wenner

Una corriente “I” se inyecta entre los dos electrodos externos y el potencial “V” entre los dos electrodos internos es medido por el instrumento. El instrumento mide la resistencia $R=V/I$ del volumen de suelo cilíndrico de radio “a” encerrado entre los electrodos internos. La resistividad aparente del suelo ρ_a , a la profundidad “a” es aproximada por la siguiente ecuación:

$$\rho = \frac{4 \cdot \pi \cdot A \cdot R}{\left[1 + \left[\frac{2 \cdot A}{(A^2 + 4 \cdot B^2)^{0.5}} \right] - \frac{2 \cdot A}{(4 \cdot A^2 + 4 \cdot B^2)^{0.5}} \right]}$$

Donde

- ρ : Resistividad promedio a la profundidad (A) en ohm-m
- A : Distancia entre electrodos en metros.
- B : Profundidad de enterramiento de los electrodos en metros
- R : Lectura del terrómetro en ohms.

Dado que en la práctica la distancia “a” es mucho mayor que la profundidad de enterramiento “b”, la ecuación se simplifica de la siguiente manera:

$$r = 2 \pi R a$$

Para determinar el cambio de la resistividad del suelo con la profundidad, el espaciamiento entre electrodos se varía desde unos pocos metros hasta un espaciamiento igual o mayor que la máxima dimensión esperada del sistema de puesta a tierra (por ejemplo, la mayor distancia posible entre 2 puntos de una malla, o la profundidad de las varillas). El espaciamiento “a” del electrodo se interpreta como la profundidad aproximada a la cual se lee la resistividad del suelo. Para caracterizar la variación de la resistividad del suelo dentro de un área específica, se deben realizar varios grupos de medidas (perfiles) en diferentes direcciones.

❖ Método de Schlumberger

En este arreglo, al igual que en el de Wenner, los electrodos de emisión (corriente) y medición (tensión) están situados en línea recta, la variante de este arreglo radica en que la separación entre electrodos es, aunque simétrica, desigual para la correspondiente entre los electrodos de tensión y entre estos y los de corriente como lo muestra la figura 0-2.

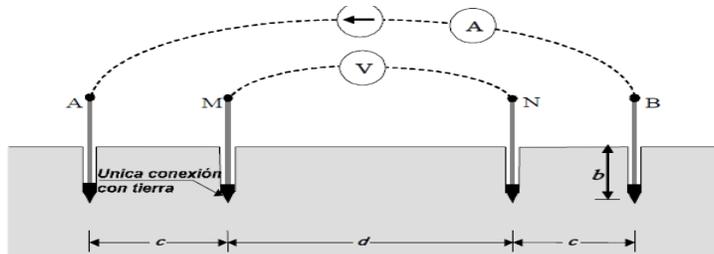


Figura. 0-2. Método de Schlumberger-Palmer

El método de Schlumberger es de gran utilidad cuando se requieren conocer las resistividades de capas más profundas, sin necesidad de realizar muchas mediciones como con el método Wenner. Se utiliza también cuando los aparatos de medición son poco inteligentes. Solamente se recomienda hacer mediciones a 90 grados para que no resulten afectadas las lecturas por estructuras subterráneas.

Ventajas de la configuración de Wenner:

- La interpretación de los valores de R medidos en terreno es más directa en términos de resistividad aparente. Esto permite visualizar con facilidad la tendencia del gráfico de campo.
- Los instrumentos pueden ser de menor sensibilidad que los empleados con la configuración de Schlumberger, ya que a medida que se separan los electrodos de corriente, también lo hacen los de potencial.

Ventajas de la configuración de Schlumberger:

- Esta configuración es menos sensible a las variaciones laterales del terreno o buzamiento de los estratos, debido a que los electrodos de potencial permanecen inmóviles.
- La realización práctica de la medición es más expedita, ya que sólo se desplazan los electrodos de corriente.

Método de medición de resistencia de una varilla o método de caída de potencial (variación con la profundidad)⁶

También conocido como el Método de la Variación de Profundidad (variation of depth method), consiste en medir la resistencia de puesta a tierra de un electrodo tipo varilla y, basados en la ecuación de resistencia a tierra de un electrodo vertical en un suelo homogéneo y los datos geométricos de la varilla, derivar la resistividad del suelo. Se asume como en los métodos anteriores, que el terreno es homogéneo.

El método de la caída de potencial se emplea para medir la capacidad que tiene un sistema de conexión a tierra o un electrodo individual de disipar energía de una instalación.

¿Cómo funciona el método de caída de potencial?

En primer lugar, se debe desconectar el electrodo de tierra en cuestión, de su conexión a la instalación. En segundo lugar, se conecta el comprobador al electrodo de tierra. A continuación, para realizar la comprobación por el método de caída de potencial de 3 hilos, se colocan dos picas en el terreno en línea recta alejadas del electrodo de tierra. Habitualmente, una separación de 20 metros es suficiente.

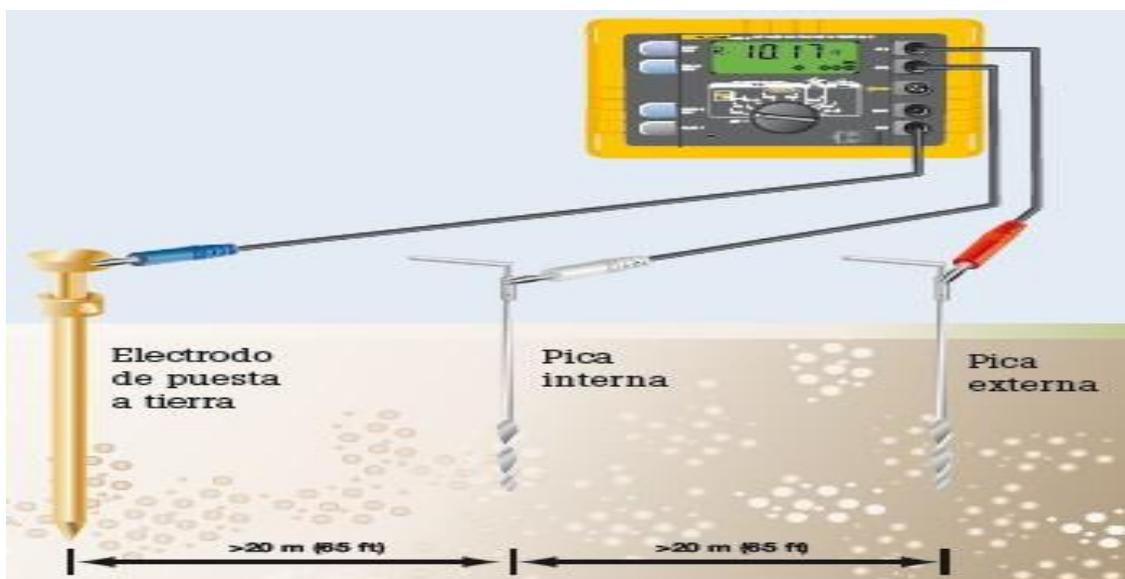


Figura 0-3. Método de caída de potencial

⁶ Área de ingeniería y distribución (epm normas técnicas)

El Fluke 1625 genera una corriente conocida entre la pica exterior (pica auxiliar) y el electrodo de tierra y, mide, de forma simultánea, la caída de potencial entre la pica interior y el electrodo de tierra. Mediante la Ley de Ohm ($V = IR$), el medidor calcula de forma automática la resistencia del electrodo de tierra.

Conecte el comprobador de resistencia de tierra tal y como se muestra en la imagen. Pulse START (Iniciar) y lea el valor de RE (resistencia). Ése es el valor real del electrodo de conexión a tierra que se está comprobando. Si este electrodo de conexión a tierra está conectado en paralelo o en serie con otras varillas de toma de tierra, el valor de RE es el valor total de todas las resistencias.

Método de medición de resistencia de electrodos ya enterrados o método de medida selectiva

Si se está en un lugar donde ya se encuentra instalado un sistema de puesta a tierra y se desea modificar el existente o construir uno adicional, es posible a partir de la configuración del electrodo enterrado, hallar el valor de la resistencia del sistema y calcular el respectivo valor de resistencia con la fórmula de resistencia que le corresponda. Solo es aplicable en configuraciones sencillas para las cuales exista una fórmula al menos aproximada de la resistencia de puesta a tierra. El resultado que se obtiene por este método no es suficientemente confiable y sólo debe usarse como recurso “de emergencia”.

Método de medida selectiva⁷

La medición selectiva es muy similar a la comprobación de caída de potencial y facilita las mediciones, pero es mucho más fácil y segura. Esto se debe a que, con el método de medición selectiva, el electrodo de tierra en cuestión no necesita desconectarse de la instalación. No es necesario que el técnico se ponga en peligro a sí mismo al desconectar la conexión a tierra, ni que ponga en peligro a otras personas o equipos eléctricos en una instalación sin toma de tierra.

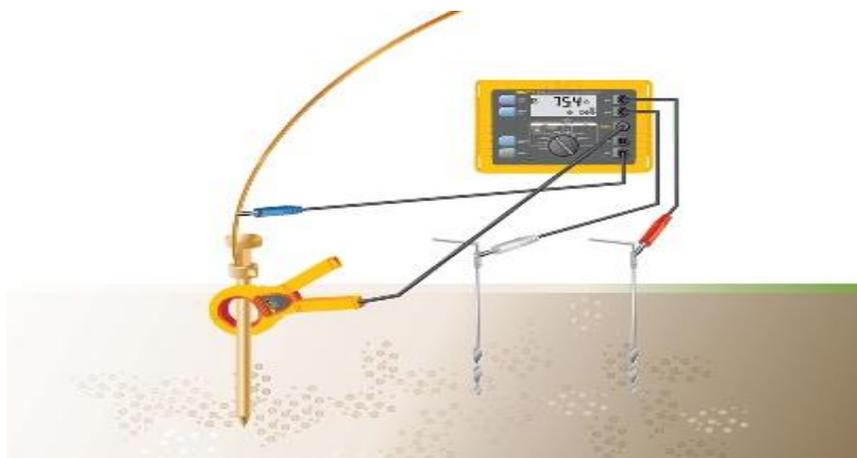


Figura 0-4. Método de Medida Selectiva

⁷ Fluke(www.fluke.com)

Al igual que con el método de caída de potencial, se colocan dos picas en el terreno, en línea recta y alejadas del electrodo de tierra. Habitualmente, una separación de 20 metros es suficiente. A continuación, se conecta el comprobador al electrodo de tierra bajo prueba, con la ventaja de que no hay que efectuar la desconexión con la instalación. En lugar de esto, se coloca una pinza especial alrededor del electrodo de tierra, lo que elimina los efectos de las resistencias paralelas en un sistema de conexión a tierra, por tanto, sólo se efectúa la medición en el electrodo de tierra en cuestión.

Como hemos visto antes, el Fluke 1625 genera una corriente conocida entre la pica exterior (pica auxiliar) y el electrodo de tierra y, mide de forma simultánea la caída de potencial entre la pica interior y el electrodo de tierra. Solamente la corriente que fluye a través del electrodo de tierra en cuestión se mide con la pinza. La corriente generada también fluye a través de otras resistencias paralelas, pero únicamente la corriente que pasa a través de la pinza (por ejemplo, la corriente que atraviesa el electrodo de tierra en cuestión) se emplea para calcular la resistencia ($V=IR$).

Si se debe medir la resistencia total del sistema de conexión a tierra, entonces es necesario medir cada resistencia de electrodo de tierra; para ello, es necesario colocar la pinza alrededor de cada electrodo individual. De esta forma, se puede determinar la resistencia total del sistema de conexión a tierra mediante cálculos.

Distancias de Seguridad y Maniobra de los Equipos de la Subestación⁸

Distancias de seguridad de los equipos

Esto se refiere al dimensionamiento de las distancias entre partes vivas, que se requiere en instalaciones de subestaciones

La determinación de estas dimensiones se actúa por medio del cálculo de las distancias eléctricas entre las partes vivas del equipo y entre estas y las estructuras, rejas y el suelo de acuerdo al siguiente orden:

- A. Altura de los equipos sobre el nivel del suelo
- B. Altura de las barras sobre el nivel del suelo
- C. Distancia entre fases y tierra
- D. Distancia de seguridad de maniobras del personal

⁸ Distancias en una subestación (slideshare)

Altura de los equipos sobre el nivel del suelo

En esta definición se encuentran los equipos como apartarrayos, transformadores de medida (Tc), interruptores de potencia, seccionadores.

La altura mínima de las partes vivas sobre el nivel del suelo, en ningún caso debe ser inferiores a 3 metros

Altura mínima base soporte de equipos sobre el nivel del suelo

La altura mínima de la base de los aisladores que soportan las partes vivas de los equipos, no deberán ser menor a 2.3 metros, que es la altura de una persona con los brazos extendidos.

Altura de las barras sobre el nivel del suelo

La altura de las barras sobre el nivel del suelo, considera la posibilidad de que al pasar una persona por debajo de las barras, esta reciba una sensación de campo eléctrico

Distancia entre fases y tierra

Los conductores de las líneas de transmisión que llegan o salen de una subestación, no deben rematar a una altura inferior a 6 metros

Distancia de seguridad de maniobras del personal

Se entiende como distancias mínimas de seguridad, a los espacios libres que se deben conservar en las subestaciones para el personal que pueda circular y efectuar maniobras, sin que exista riesgo para sus vidas

Las variables relevantes para el cálculo de malla de tierra son las siguientes:

Ancho del lote

Medida en metros del lugar donde se instala la malla de puesta a tierra esto con el fin de dimensionar la cantidad de conductores a lo ancho

Largo del lote

Es la medida de la distancia en metros a lo largo del lote en donde se instala la malla de puesta a tierra, esta medida es útil para hacer el cálculo del largo de los conductores que se utilizan en la malla de puesta a tierra.

Clasificación de la zona de tierra de la subestación⁹

Tierra de servicio

Conectarán directamente los siguientes elementos:

- Neutros de transformadores de potencia o redes con neutro.
- Circuitos de B.T. de los transformadores de medida.
- Dispositivos de protección de sobretensiones y/o descargas atmosféricas; limitadoras, descargadores, auto valvular, etc.

Tierra de protección

Une todas las partes metálicas de una instalación que no están en tensión normalmente, pero que pueden estarlo como consecuencia de averías, descargas atmosféricas o sobretensiones. Se unirán a la malla metálica (al menos dos conductores).

Se conectarán a la tierra de protección:

- Chasis y bastidores de aparatos de maniobra.
- Bastidores de armarios metálicos.
- Puertas metálicas, vallas y cercas metálicas, columnas, bastidores, pórtico, etc. •

Las tierras de PROTECCIÓN y de SERVICIO estarán unidas a la misma malla de tierras inferiores, constituyendo un único sistema de puesta a tierra general (Sistema de tierras interconectadas)

⁹ Universidad politécnica de valencia

Diseño Metodológico

Tipo de estudio

El siguiente estudio exploratorio pretende desarrollar un método, con aplicación en la subestaciones pretendiendo comparar los métodos posibles y determinando el mejor método posible para obtener un sistema eficiente de tierra con el objetivo de delimitar el potencial de la subestación obteniendo los valores de resistencia del terreno dependiendo de tipo de terreno de la subestación.

Método de investigación

Para el presente trabajo de investigación se utilizó el método deductivo ya que pretende comparar y determinar el mejor método para la ejecución del circuito de tierra, ya seleccionado el método, se determinara las ventajas y las facilidades que posee el método sobre el resto para garantizar la protección de la subestación y garantizar el funcionamiento fluido y de calidad a los diferentes consumidores conectados a esta subestación.

Fuentes de información

Para la obtención de información se utilizaran fuentes primarias que se necesita para el desarrollo de este trabajo, se recopilara información de revistas científicas, manuales de puesta a tierra y referentes sobre los sistemas de puesta a tierra

Técnicas

Se utilizara para el cálculo de resistencia de tierra Microsoft Exel y el Software Etap.

Capítulo 1

- Obtener una vía de canalización de cualquier sobre corriente y sobre voltaje presentado en la subestación.

Introducción

En este capítulo se procederá a la simulación y diseño de malla de tierra con el fin de obtener una vía de canalización, Es un elemento primordial para el diseño de una subestación debido a que en una subestación eléctrica es necesario la utilización de protecciones eléctricas para la protección del personal y de los equipos de la subestación estas protecciones para su correcto funcionamiento necesitan una vía de descarga de los altos niveles de potencial y como parámetro para determinar un nivel voltaje y corriente exacto de operación.

Tipos de Sistemas de Puesta a Tierra¹⁰

1. Electrodo de múltiples varillas
2. Electrodo de placa enterrada
3. Electrodo enterrado malla/rejilla
4. Electrodo de varilla simple

Como lo muestra la figura 1-1

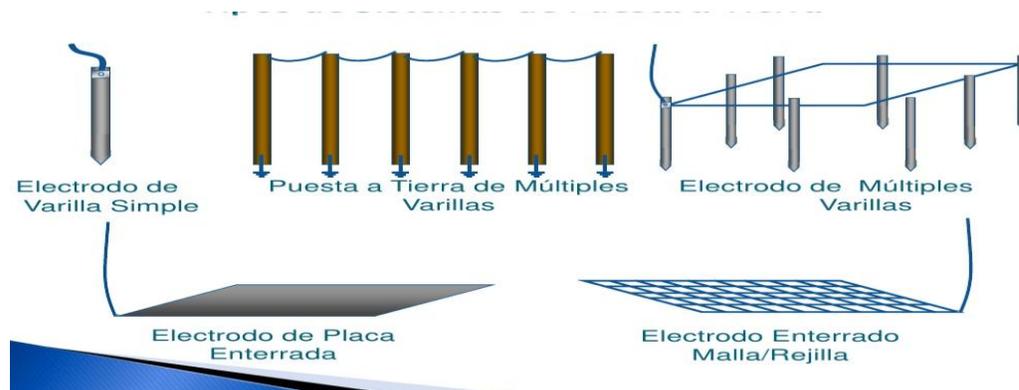


Figura 1-1. Tipos de Sistema de Puesta de Tierra

Electrodo Enterrado Malla/ Rejilla¹¹

Es un reticulado formado por la unión de conductores horizontales, normalmente según direcciones perpendiculares y uniformemente espaciados, incluyendo eventualmente conductores verticales (barras).

¹⁰ INGENIA-T(mediciones de resistencia de tierra)

¹¹ Sistemas de puesta a tierra(Ing. Obed Renato Jiménez)

Se utiliza especialmente cuando el objetivo principal de la puesta a tierra es mantener un control de potenciales en la superficie del terreno, con un bajo valor de resistencia.

Consideraciones de Malla de Tierra

1. Un conductor continuo debe rodear totalmente el perímetro de la subestación, de tal manera que encierre la mayor área posible.
2. Una malla típica de tierras para una subestación externa puede incluir conductores desnudos de cobre calibre AWG No. 4/0, enterrados a una profundidad de 0.3 a 0.5m, y espaciados de 3 a 7m. En los puntos de cruce, los conductores deben estar unidos en forma segura y eficaz.
3. En suelos de capas de resistividad diferentes (múltiples capas) o en suelos de mucha resistividad, se recomienda usar electrodos de tierra de mayor profundidad. Longitudes de más de 33 m han sido usadas.

Pasos para el Diseño de Puesta a Tierra¹²

Paso 1: Determinación del área de aterramiento y modelado del suelo Implica el conocimiento de donde se va a realizar la instalación, que área se dispone para la misma, como es la red de distribución y transmisión en el emplazamiento y cuáles son las características del suelo donde se ejecuta la malla.

Paso 2: Elección del conductor de la malla Implica la determinación de los materiales a ser utilizados, no solamente en la propia malla, sino en todos los elementos auxiliares, como ser; los elementos de unión entre conductores, las diferentes derivaciones y conexiones para el aterramiento de las diversas partes metálicas de la instalación. Luego de tener cierta experiencia en el diseño de mallas de tierra, y conocer las limitaciones a nivel constructivo a la cual se encuentran sujetas, este paso es generalmente saltado.

paso 3: Determinación de tensiones de paso y contacto admisibles Conociendo la red eléctrica local y las diferentes posibles configuraciones de la misma, así como las características del suelo, se determina cuáles son las máximas tensiones de contacto y paso admisibles por el cuerpo humano, sin sufrir daños irreversibles.

Pasos 4: Diseño físico y cálculo de la malla de tierra Estos pasos implican la determinación del cortocircuito fase-tierra de acuerdo a la instalación particular, la proposición de una malla de aterramiento preliminar, y la evaluación del desempeño de la misma en caso de ocurrencia de una falla. En caso de no cumplir con los requisitos de seguridad, se deberá rediseñar la malla hasta que los cumpla, debiendo repetirse cada uno de los pasos, hasta que todas las condiciones de seguridad se verifiquen.

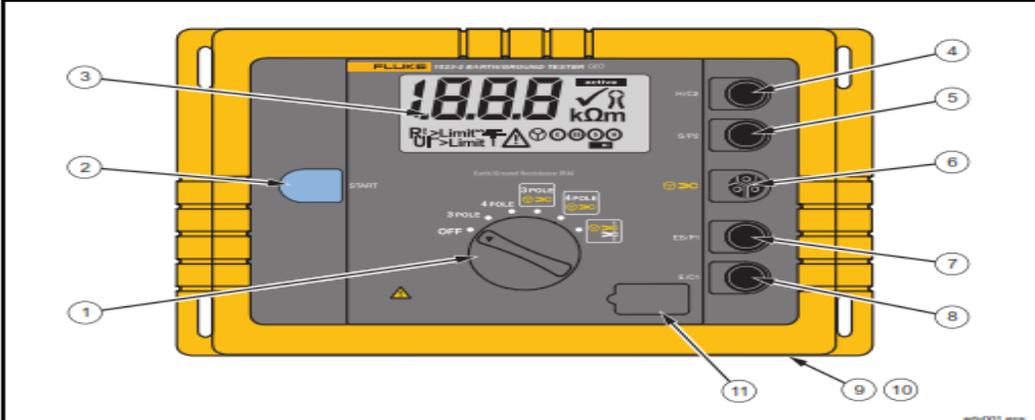
¹² Norma IEEE-80

Medición de Resistividad de Tierra

Instrumento Utilizados¹³

fluke 1625 especificaciones técnicas a continuación se describen las partes del instrumento utilizado para la medición de resistividad de tierra en la tabla 1-1

Tabla 1-1. Características Técnicas



Elemento	Descripción
①	Interruptor giratorio para alternar las funciones de medición y de Encendido/Apagado
②	El botón "INICIO" para iniciar la función de medición seleccionada
③	Pantalla de cristal líquido (LCD)
④	Conexión "H/C2" para masa auxiliar (4 mmØ)
⑤	Conexión "S/P2" para sonda (4 mmØ)
⑥	Conexión  para detectar pinzas de prueba de corriente
⑦	Conexión "ES/P1" para sondas de electrodos de masa (4 mmØ)
⑧	Conexión "E/C1" para el electrodo de masa/tierra que se va a medir (4 mmØ)
⑨	Compartimento para baterías con capacidad para 6 baterías alcalinas (tipo AA, LR6)
⑩	Tornillos para fijar la batería en el compartimento
⑪	Puerto USB tipo B

También se realizaron las mediciones con el instrumento de medición kyoritsu



Figura 1-2. kyoritsu

¹³ Manual de uso fluke 1625

A continuación, se procederá a calcular la resistividad del terreno utilizando la siguiente fórmula:

$$\rho = 2\pi * A * R \quad (1)$$

A= distancia entre picas

R= resistencia medida

Instrumentos utilizados

fluke 1625, kyritsu

El tipo de terreno en el cual se midió la resistencia del terreno era húmedo del el cual se obtuvo los siguientes resultados

Medición con el fluke 1625

Esta medición de resistencia de tierra utilizando el modo de caída de potencial.

Distancia 5 mts de separación entre las picas luego se procedió a medir la resistencia del suelo obteniendo la sig.:

$$R = 181.2\Omega$$

$$A = 5 \text{ mts}$$

Por lo tanto la resistividad de tierra será

$$\rho = 2\pi * 5\text{mts} * 181.2\Omega = 5859 \Omega\text{-m}$$

Tabla 1-2. Rango de Resistividad de Suelo

Tipo de suelo	Rango de resistividad ($\Omega\text{-m}$)
Lama	5-100
Humus	10-150
Limo	20-100
Arcillas	80-330
Tierra de jardín	140-480
Caliza fisurada	500-1000
Caliza compactada	1000-5000
Granito	1500-10000
Arena común	3000-9000
Basalto	10000-20000

Fuente: IEEE-80

Corriente de Corto Circuito¹⁴

La corriente de corto circuito determina los esfuerzos electrodinámicos máximos que pueden soportar las barras colectoras y los tramos de conexión: y es también un parámetro importante en el diseño de la red de tierra de la instalación.

La corriente de cortocircuito, al circular por los devanados de cualquier transformador, produce un aumento brusco de temperatura, que degrada los aislamientos y disminuye la vida útil de estos, de tal manera que una sobretensión posterior aunque sea pequeña, puede ser el origen de una falla seria en los embobinados e incluso de su construcción.

Como ambas corrientes aumentan a medida que crece el sistema eléctrico, conviene diseñar las instalaciones tomando en cuenta los valores de corriente que se alcanzarán en la etapa final de desarrollo de la subestación considerada.

Capacidades de Cortocircuito

Se supone un sistema cuyas capacidades de cortocircuito previstas hasta el año 2000, son las siguientes, de acuerdo con la tensión nominal de cada subsistema en la tabla 1-3:

Tabla 1-3. Capacidades de Corto Circuito

<i>Nivel de tensión</i>	<i>Potencia cortocircuito</i>	<i>Corriente de cortocircuito</i>
115kV	3500 MVA	17.5 kA
34.5kV	630 MVA	10.5 kA
11.4kV	200 MVA	10.1 kA
480V	20 MVA	24.0 kA
220V	10 MVA	26.2 kA

Fuente: Esolutions (soluciones en energía y data centers)

Estos valores serán utilizados para el diseño de subestaciones dentro del sistema considerado.

¹⁴ José Raúl Martín

Selección del Conductor

A continuación se realizarán los cálculos de una malla de tierra utilizando los criterios de la norma de la IEEE-80.

Los electrodos que conforman la malla, así como todas las uniones o chicotes, deben poder soportar sin fundirse las corrientes de cortocircuito que puedan afectar la instalación. La sección mínima de conductor que soporta una determinada corriente de cortocircuito está dada por la siguiente expresión:

$$A_{MCM} = I_f * K_f * \sqrt{t_c} \quad (2)$$

Lado de alta del transformador

$$A_{MCM} = 17.5 \text{ KA} * 7.06 * \sqrt{0.5} = 87.363 \text{ MCM calibre cercano } 2/0$$

Lado de baja del transformador

$$A_{MCM} = 10.5 \text{ KA} * 7.06 * \sqrt{0.5} = 52.417 \text{ MCM calibre cercano } 2/0$$

Se acostumbra entonces emplear como calibre mínimo el # 2/0 AWG de cobre de 7 hilos, con el fin de mejorar la rigidez mecánica de la malla y soportar la corrosión. Como lo muestra la tabla **Dimensiones típicas de los conductores de puesta a tierra** empleados para sistemas de puesta a tierra.

Donde:

I_f : Corriente de la falta en kA (definida en el diseño).

t_c : Duración de la falta en segundos (generalmente 1 seg.)

K_f → Constante para el material dado en la Tabla 0-4, usando una $T_a = 40$ °C.

Tabla 1-4. Constantes de los Materiales de los Conductores

DESCRIPTION	Material conductivity (%)	α_r factor at 20°C (1/°C)	K_0 at 0°C (0°C)	Fusing temperature T_m	ρ_r 20°C ($\mu\Omega\cdot\text{cm}$)	TCAP thermal capacity [J/(cm ³ ·°C)]	Kf
Copper, annealed soft-drawn	100	0,00393	234	1083	1,72	3,42	7
Copper, commercial hard-drawn	97	0,00381	242	1084	1,78	3,42	7,06
Cooper-clad steel wire	40	0,00378	245	1084	4,4	3,85	10,45
Cooper-clad steel wire	30	0,00378	245	1084	5,86	3,85	12,06
Cooper-clad steel rod	20	0,00378	245	1084	8,62	3,85	14,64
Aluminum, EC grade	61	0,00403	228	657	2,86	2,56	12,12
Aluminum, 5005 alloy	53,5	0,00353	263	652	3,22	2,6	12,41
Aluminum, 6201 alloy	52,5	0,00347	268	654	3,28	2,6	12,47
Aluminum-clad steel wire	20,3	0,0036	258	657	8,48	3,58	17,2
Steel, 1020	10,8	0,00316	605	1510	15,9	3,28	15,95
Stainless-clad steel rod	9,8	0,0016	605	1400	17,5	4,44	14,72
Zinc-coated steel rod	8,6	0,0032	293	419	20,1	3,93	28,96
Stainless steel, 304	2,4	0,0013	749	1400	72	4,03	30,05

Tabla: proporciona los datos de las constantes α_r , ρ_r , T_m , ρ_r y TCAP. Fuente: IEEE-80

Tabla 1-5. Dimensiones Típicas de los Conductores de Puesta a Tierra

CALIBRE DEL CONDUCTOR		AREA NOMINAL mm ²	DIAMETRO m
MCM	AWG		
350		177,35	0,015
300		152,01	0,0139
250		126,68	0,0127
211,6	4/0	107,22	0,0117
167,8	3/0	85,03	0,0104
133,1	2/0	67,44	0,0093

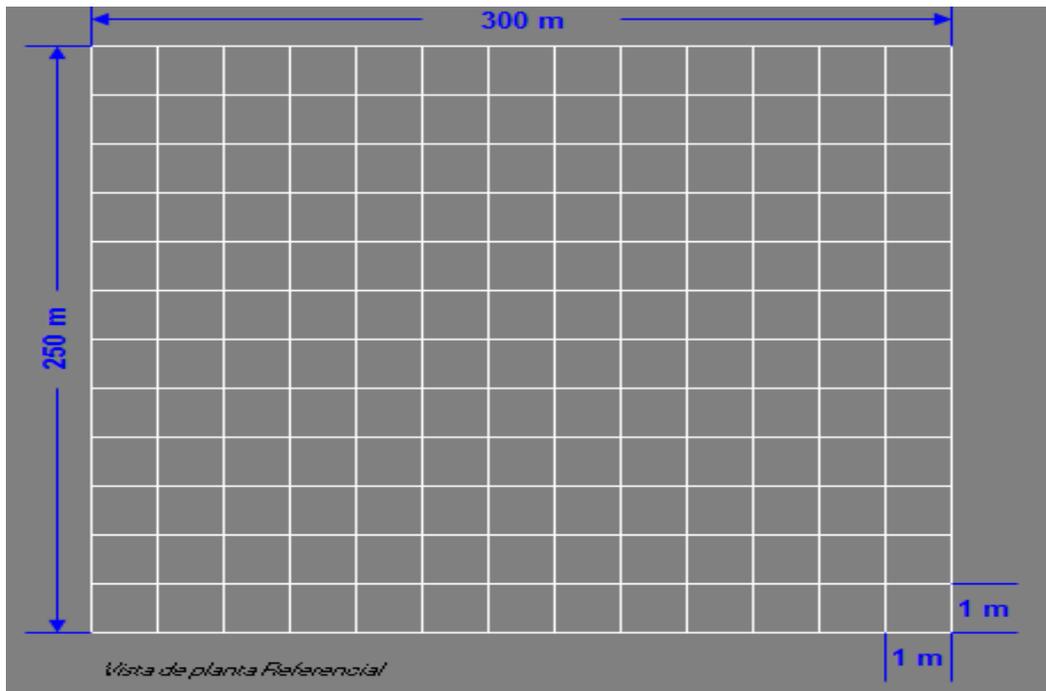
Fuente: IEEE-80

Duración de la Falla (t_f) y Duración del Choque (t_s)¹⁵

La duración de la falla y la duración del choque normalmente se asumen iguales, a menos que la duración de la falla sea la suma de choques sucesivos, como los producidos por los cierres automáticos de los reclosers. La selección de t_f puede reflejar tiempos de despeje rápidos de la subestación de transmisión y tiempos de despejes lentos para subestaciones de distribución e industriales. La selección de t_f y t_s puede resultar en la combinación más pesimista de factores de decremento de corrientes de falla y corrientes permitidas por el cuerpo humano. Valores típicos para t_f y t_s están en el rango de 0.25 a 1 s.

¹⁵ Norma IEEE-80

Área Total del Terreno Donde se Ubicará la Malla



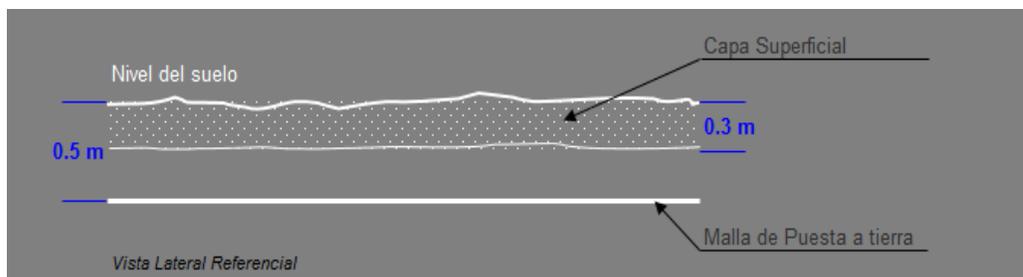
Diseño inicial

Esta malla se considera: $D=1\text{ m}$, $A=L_y=250$, $L_x=300$, $h=0.5$,

$$L_T=L_x * L_y = 250\text{ m} * 300\text{ m} = 75000\text{ m}^2 \quad (3)$$

Tamaños del terreno Largo 250m, ancho 300m

Vista lateral de la malla



Calculo de Tensión de Paso y de Toque Tolerables Según Norma (IEEE-80)

La seguridad de una persona depende de la prevención de cantidades críticas de energía de choque absorbidas por el cuerpo humano, antes de que la falla sea despejada y el sistema desenergizado. Los voltajes máximos tolerables por un cuerpo humano de 70 kg de peso corporal durante un circuito accidental no deben exceder los siguientes límites:

La máxima corriente que puede circular es por lo tanto:

$$I_B = \frac{k}{\sqrt{t_s}}$$

Siendo:

$K= 0.157$ para una persona de 70Kg de peso

$t_s=$ duracion del choque en segundos

Tensión de paso limite tolerable por un cuerpo de 70kg. De peso corporal:

$$E_{P70} = (1000 + 6C_s\rho_s) * \frac{0.157}{\sqrt{t_s}} \quad (4)$$

$$E_p = (1000 + 6 * 1.0040711 * 3500) * \frac{0.157}{\sqrt{0.5}} = 22085.49 * 0.222 = 4,902.978 V$$

Tensión de toque limite tolerable por un cuerpo de 70 kg de peso corporal.

$$E_{t70} = (1000 + 1.5C_s\rho_s) * \frac{0.157}{\sqrt{t_s}} \quad (5)$$

$$E_p = (1000 + 1.5 * 1.0040711 * 3500 * \frac{0.157}{\sqrt{0.5}} = 6271.37 * 0.222 = 1,392.244 V$$

Donde:

$R_b= 1000\Omega$ \longrightarrow resistencia promedio de un cuerpo humano

$I_B = \frac{0.157}{\sqrt{t_s}}$ Corriente tolerable en función del tiempo del cuerpo (A)

$T_s=$ duración del choque (S)

$6C_s\rho_s=$ resistencia de la tierra de los 2 pies separado 1m en serie sobre la capa superficial

$1.5C_s\rho_s=R_t/2$ resistencia a tierra de los dos pies juntos en serie sobre la capa superficial

C_s Factor de disminución de la capa superficial

ρ_s Resistividad del material de la capa superficial en $\Omega\cdot m$

Calculo de Factor de Disminución de la Capa Superficial:

Factor de disminución de la capa superficial (C_s), que puede ser considerado como un factor de corrección para calcular la resistencia efectiva del pie de una persona en presencia de un material superficial de espesor finito. La norma (IEEE-80) expone un procedimiento matemático y presenta unas gráficas para encontrar el valor de C_s , este valor está dentro del 5% de los valores obtenidos con un método más analítico:

$$C_s = 1 - \frac{0.09 \left(1 - \frac{\rho}{\rho_s}\right)}{2h_s + 0.09} \quad (6)$$

$$C_s = 1 - \frac{0.09 \left(1 - \frac{5859}{3500}\right)}{2 * 0.7 + 0.09} = 1.0040711$$

donde:

- C_s factor de disminucion de la capa superficial.
- ρ resistividad del terreno (Ω -m)
- ρ_s resistividad de la capa superficial (Ω -m) esta en el orden de los 5000 > ρ_s > 2000 (Ω -m) una capa con un espesor entre 0.1 m y 0.16 m disminuye
- h_s espesor de la capa superficial con un espesor entre 0.15m \geq h_s \geq 0.1 m de un meterial de alta resistividad

Requerimientos Usuales

La principal funcion de las puesta de tierras es garantizar la seguridad de las personas. Esta es una consideracion muy importante durante el diseño y obliga a que se fije una resistencia objetivo. Por lo tanto, los valores recomendados en la tabla surgen de la experiencia, sin que nesesariamente obedezca una norma especifica.

Tabla 1-6. Valores de Resistencia de Puesta a Tierra

UTILIZADA PARA	Valor máximo de resistencia de puesta a tierra Ω
Estructuras de líneas de transmisión	20
Subestaciones de alta y extra alta tensión $V \geq 115KV$	1
Subestaciones de media tensión de uso exterior en poste	10
Subestaciones de media tensión de uso interior	10
Protección contra rayos	4
Neutro de acometida en baja tensión	25
Descargas electrostáticas	25
Equipos electrónicos sensibles	5

Fuente: IEEE-80

Calculo de Resistencia de la Malla Utilizando el Metodo de Sverak.:

$$R_g = \rho \left[\frac{1}{L_T} + \frac{1}{\sqrt{20A}} \left[1 + \frac{1}{1 + h\sqrt{\frac{20}{A}}} \right] \right] \quad (7)$$

Donde:

L_T longitud total de conductores enterrados en m.

ρ resistividad del terreno Ω -m.

A area ocupada por la malla de tierra m^2 .

h profundidad de la malla en m.

$$R_g = 5859 \left[\frac{1}{150550} + \frac{1}{\sqrt{20 * 75000}} \left[1 + \frac{1}{1 + 0.5\sqrt{\frac{20}{75000}}} \right] \right] = 0.1127 \Omega$$

Calculo de Factor de División de Corriente (S_f)

Existe una serie de desarrollos matemáticos curvas y tablas que permiten encontrar el valor de S_f pero resulta mucho más práctico utilizar la siguiente tabla.

Esta tabla 1-8 que a continuación se mostrara contiene las impedancias de cables de guarda de líneas de transmisión y de distribución, para una contribución remota de 100 % con X líneas de trasmisión y Y alimentadores de distribución.

La primera columna muestra las impedancias equivalentes para resistencias de electrodos de puesta a tierra de líneas de transmisión R_{tg} de 15Ω y resistencias de electrodo de puesta a tierra de alimentadores de distribución R_{dg} de 25Ω . La segunda columna de impedancias equivalentes corresponde a $R_{tg}=100\Omega$ y $R_{dg}=200\Omega$.

Tabla 1-7. Impedancias Equivalentes Aproximadas de Cables de Guarda de Líneas de Transmisión y Neutros de DISTRIBUCIÓN (ALIMENTADORES)

Número de líneas de transmisión	Número de neutros de distribución	Zeq (ohms) Rtg =15, Rdg =25	Zeq (ohms) Rtg =100, Rdg =200
1	1	0,91 + J0,485	3,27 + J0,652
1	2	0,54 + J0,33	2,18 + J0,412
1	4	0,295 + J 0,20	1,32 + J0,244
1	8	0,15 + J 0,11	0,732 + J0,133
1	12	0,10 + J 0,076	0,507 + J0,091
1	16	0,079 + J 0,057	0,387 + J0,069
2	1	0,685 + J 0,302	2,18 + J0,442
2	2	0,455 + J 0,241	1,63 + J0,324
2	4	0,27 + J 0,165	1,09 + J0,208
2	8	0,15 + J 0,10	0,685 + J0,122
2	12	0,10 + J 0,07	0,47 + J0,087
2	16	0,08 + J 0,055	0,366 + J0,067
4	1	0,45 + J 0,16	1,30 + J0,273
4	2	0,34 + J 0,15	1,09 + J0,22
4	4	0,23 + J 0,12	0,817 + J0,16
4	8	0,134 + J 0,083	0,546 + J0,103
4	12	0,095 + J 0,061	0,41 + J0,077
4	16	0,073 + J 0,05	0,329 + J0,06
8	1	0,27 + J 0,08	0,72 + J0,152
8	2	0,23+ J 0,08	0,65 + J0,134
8	4	0,17 + J 0,076	0,543 + J0,11
8	8	0,114 + J 0,061	0,408 + J0,079
8	12	0,085 + J 0,049	0,327 + J0,064
8	16	0,067 + J0,041	0,273 + J0,052

Fuente: IEEE-80

El factor de división de corriente será entonces:

De la tabla anterior se obtienen los valores de la impedancia para líneas de dos líneas de transmisión y 16 alimentadores de distribución.

$$R_{tg}=100\Omega, R_{dg}= 200\Omega, Z=0.366+j0.067$$

$$(S_f)_{2/16} = \left| \frac{(Z_{eq})_{X/Y}}{R_g + (Z_{eq})_{X/Y}} \right| \quad (8)$$

$$(S_f)_{2/16} = \left| \frac{0.366 + j0.067}{0.1127 + 0.366 + j0.067} \right| = 0.7 + j0.032 = 0.70$$

Valor de la corriente simétrica de red

$$I_g = S_f * I_f = 0.70 * 17.5kA = 12,250 A \quad (9)$$

Donde:

$(Z_{eq})_{X/Y}$ impedancia equivalente de X cables de guarda de líneas de transmisión e Y neutros de alimentadores de distribución.

R_g resistencia del sistema de puesta a tierra de la subestación.

Geometría de la Malla

Las limitaciones de los parámetros físicos de una malla de puesta a tierra están basadas en las restricciones físicas y económicas de la misma. Es poco práctico Instalar una placa de cobre como sistema de puesta a tierra.

- Los espaciamientos típicos en tre conductores (D) están en el rango: $15m > D > 3m$
- Las profundidades típicas (h) están en el rango de: $1.5m > h \geq 0.5m$
- Los calibres típicos de conductores (ACM) están en el rango de : $500 MCM > ACM \geq 2/0 AWG$
- El diámetro del conducto de la malla tiene un efecto despreciable sobre la tensión de malla

Máxima Corriente de Red de Tierra

El valor máximo de diseño de la corriente de falla a tierra que fluye a través de la malla de la subestación hasta la tierra circundante está dado por:

$$I_G = C_p * D_f * I_g = 1 * 1.00 * 12,250A = 12.25kA \quad (10)$$

Donde:

I_g = valor de corriente simétrica (rms) de la red en amperes

D_f factor de decremento para tener en cuenta la componente DC

S_f factor de división de corriente

C_p factor de decremento futuro de la subestación, considera el incremento futuro de la corriente de falla.

Factor de Crecimiento

si la malla de puesta a tierra se construye teniendo en cuenta la capacidad total de la subestacion y no se consideran aumentos futuros de carga ni de alimentadores, $C_p= 1$

Factor de Decremento

Tabla1-8. Factor de Decremento Según la Duración de la Falla

DURACION DE LA FALLA Y DEL CHOQUE ELÉCTRICO T_{seg}	FACTOR DE DECREMENTO D
0.08	1.65
0.10	1.25
0.20	1.20
0.25	1.10
0.50 o mas	1.00

Fuente: Raul martin

Evaluación de la resistencia de la puesta a tierra (R_g)

Si el GPR del diseño preliminar está por debajo del voltaje de contacto, no es necesario un nuevo análisis. Únicamente el conductor adicional es requerido para proveer un acceso al equipo de tierra es necesario

Un buen sistema de puesta a tierra proporciona una resistencia baja a una tierra remota, con el fin de minimizar la evaluación del potencial de tierra GPR, dada por:

$$GPR = I_g * R_g = 12,250A * 0.1127 = 1,380.5V \quad (11)$$

El valor de GPR es menor que la tensión de toque Et70 que es de 1,392.244 V, por lo tanto, no es necesario realizar evaluaciones adicionales ni modificar el diseño.

Simulación de Malla de Tierra

Se consultó tres tipos de programa observando diferentes limitaciones en cada una de ellos estos programas son los siguientes:

1. Erico online
2. Aspix
3. Etap

El software **erico** es una versión online donde obtuvimos limitaciones en el diseño de malla de tierra ya que no se podía modificar o agregar conductores en forma de malla solo presentaba un diseño rectangular de malla lo que nos provocó problemas en nuestro diseño.

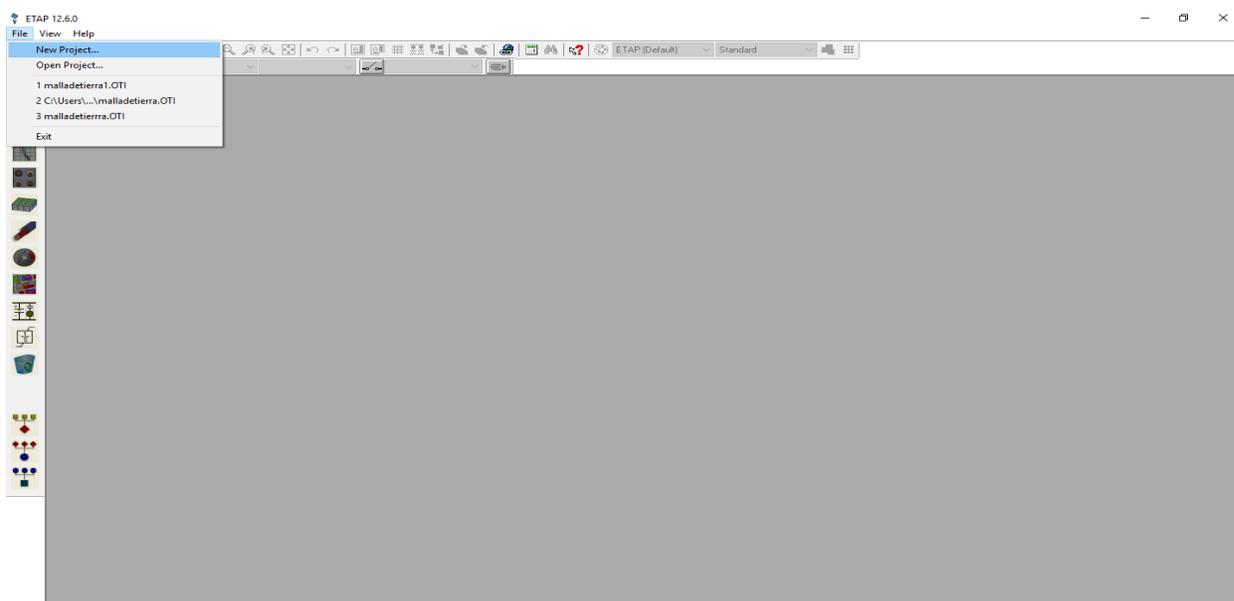
Aspix solo presenta una versión gratuita que es un demo lo cual no nos permitió la modificación de los parámetros de nuestra malla.

Etap este software nos permitió la simulación más cercana a las medidas de nuestro diseño Limitaciones de este programa solo tiene un máximo de longitud de los conductores de 100 metros.

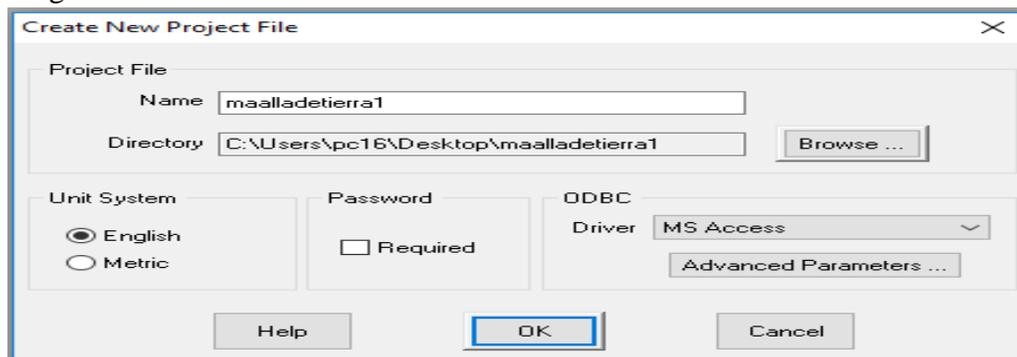
Simulación con Etap

Pasos para la simulación

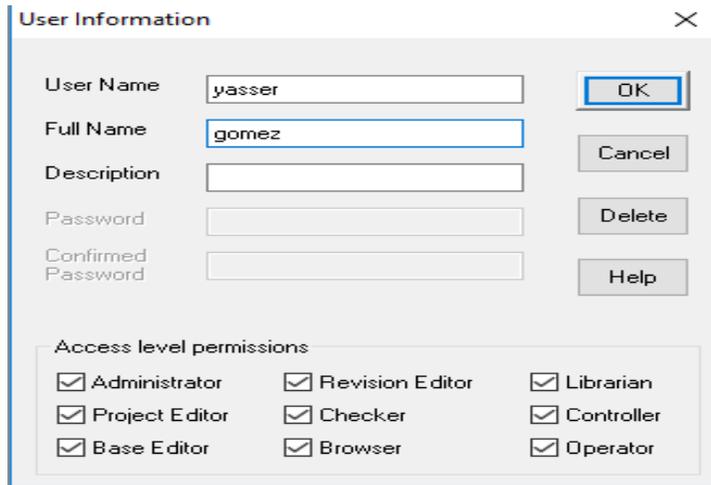
1. Vista inicial del programa se selecciona file- new Project (nuevo proyecto)



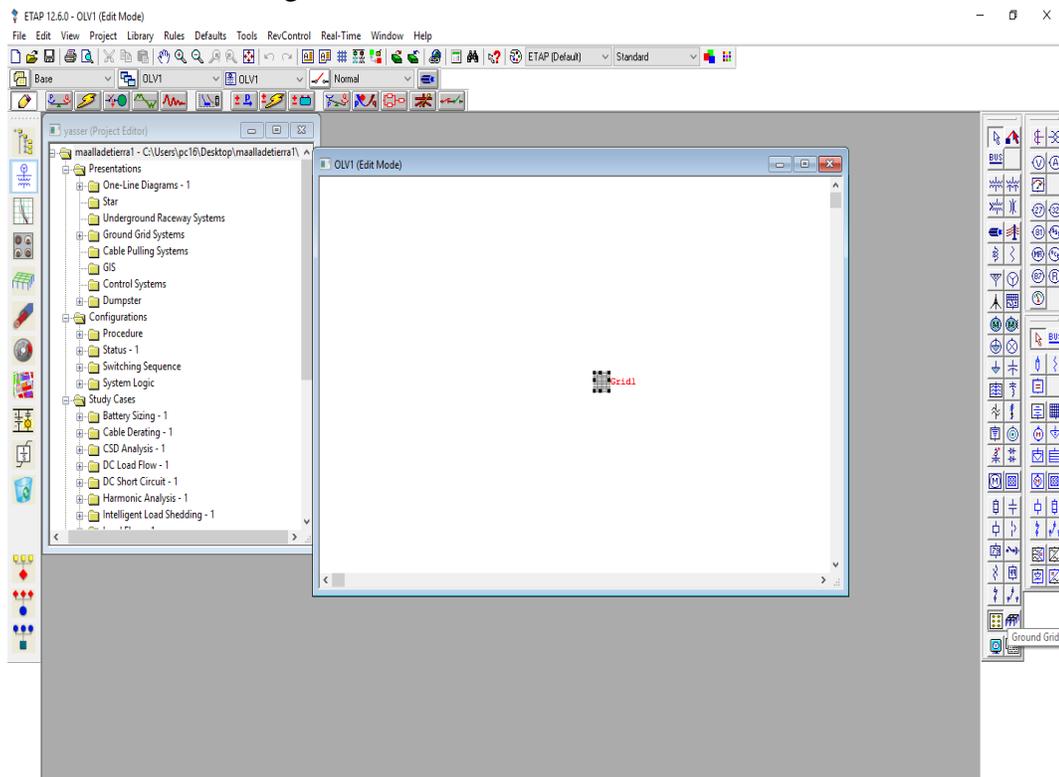
2. Escribir el nombre del proyecto y la ubicación donde se desea guardar el archivo y las unidades con que se desea trabajar en este caso se seleccionó unidades métricas luego se selecciona ok



3. Luego se selecciona el nombre del autor del diseño seguido de ok



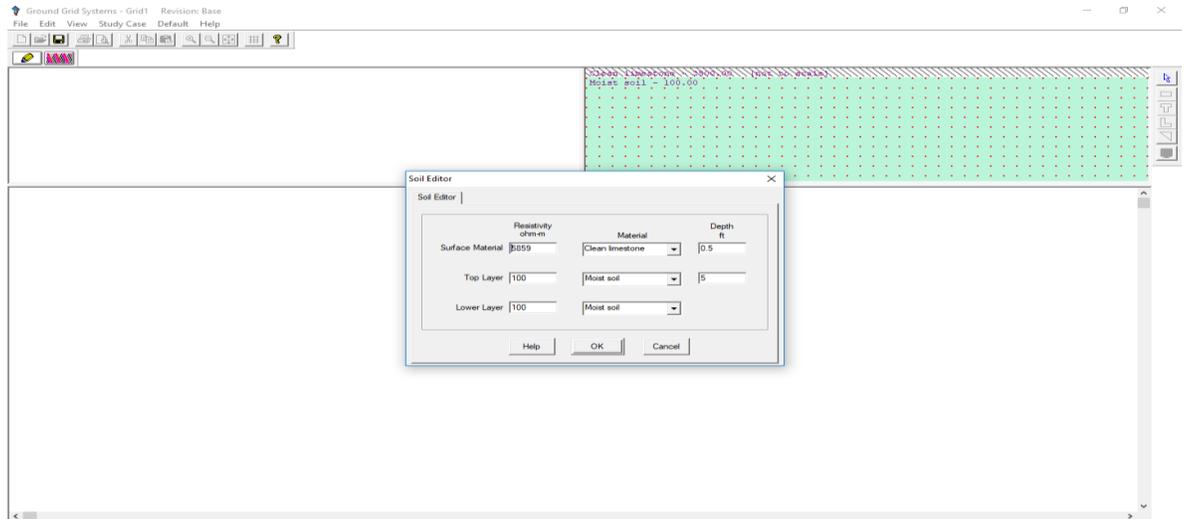
4. Se selecciona la opción Ground Grid y se arrastra hacia la ventana de edición luego doble click sobre la figura



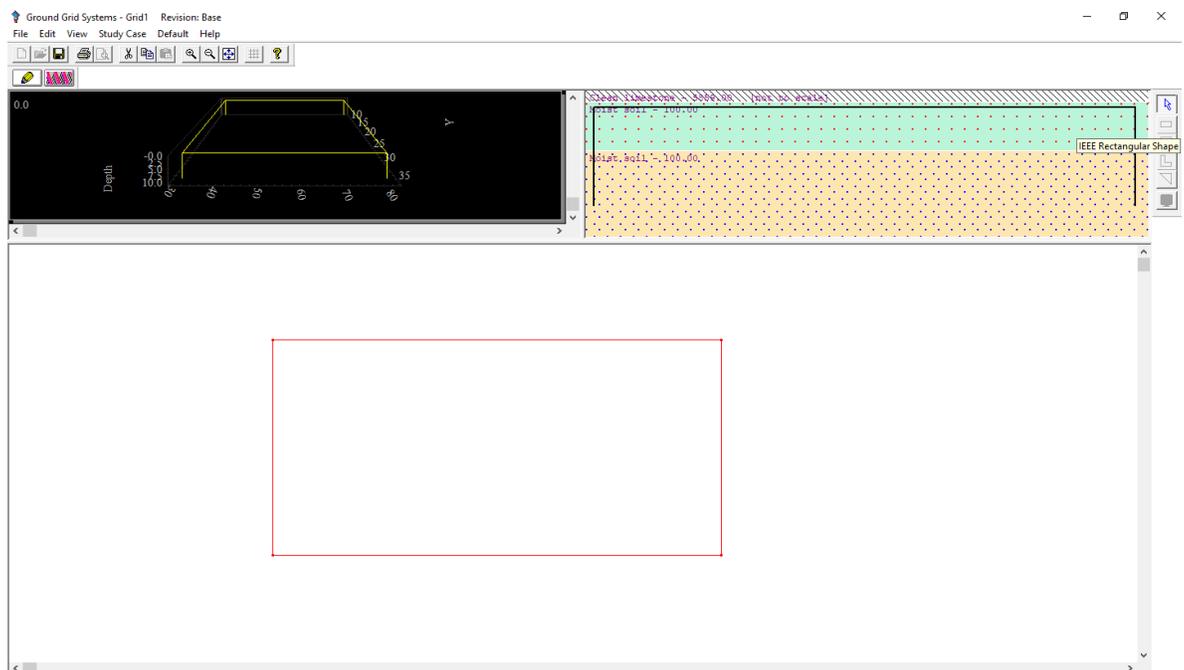
5. Luego se selecciona el estándar IEEE-80



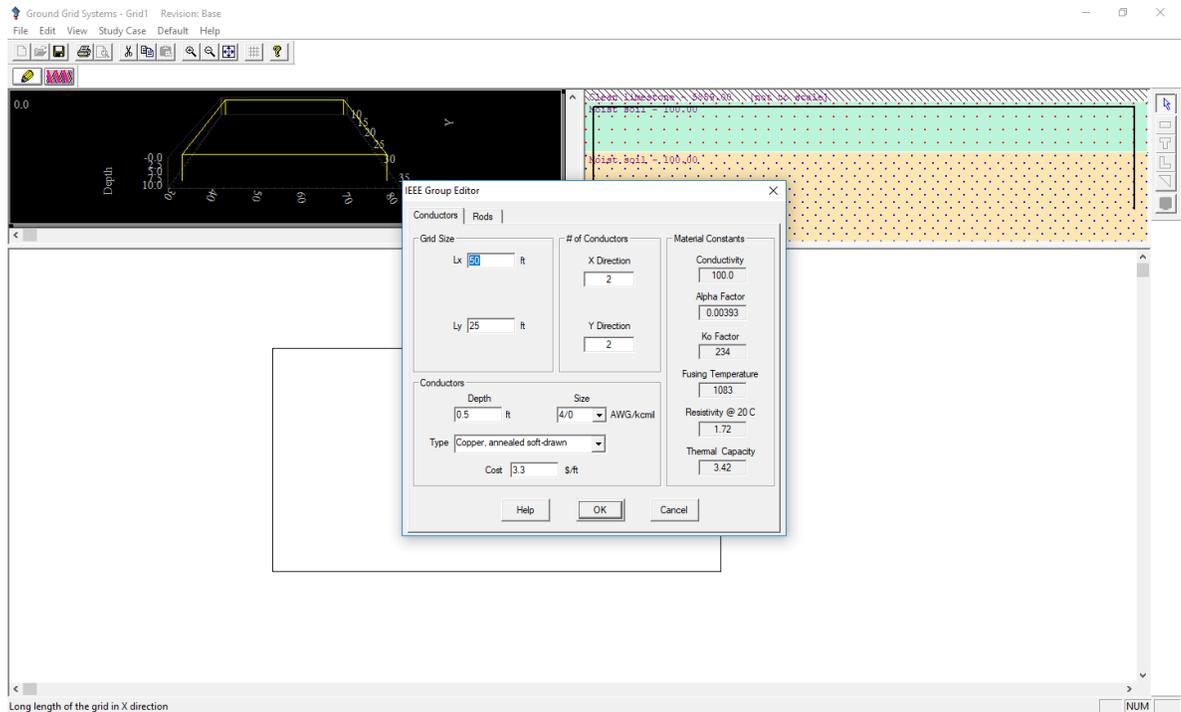
6. Después se especifica los valores medidos de tierra



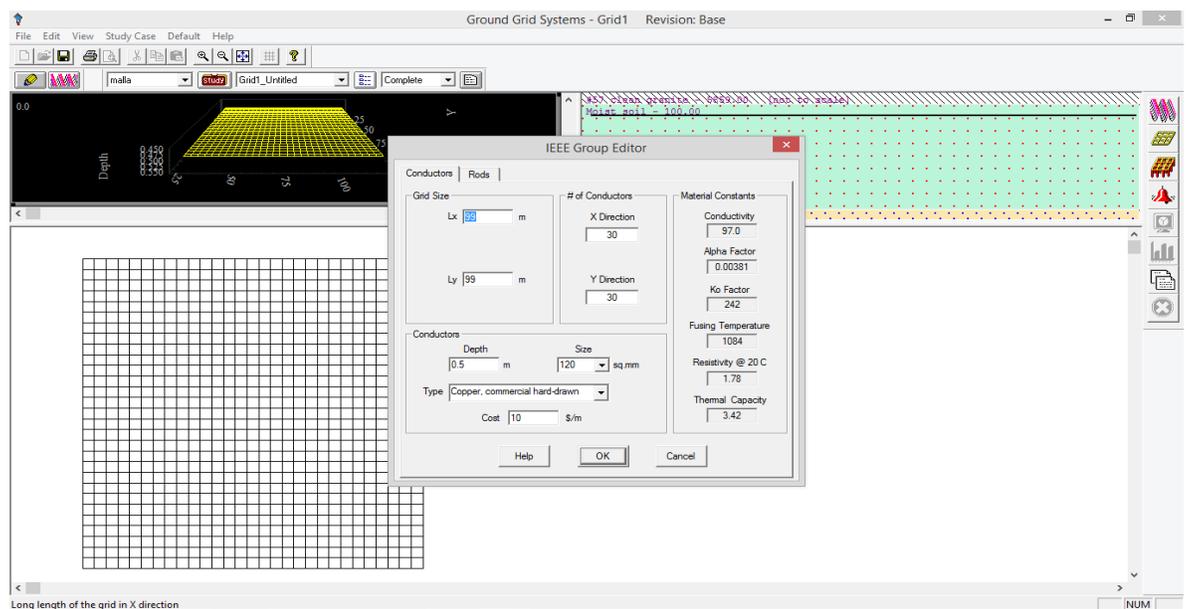
7. Después se selecciona la opción de IEEE rectangular shape



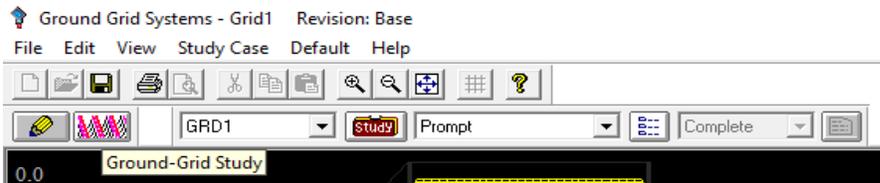
8. Luego se da doble click sobre el rectángulo, y se determina los valores de longitud del conductor seguido del número de conductores especificaciones quitar los electrodos debido a que para este diseño no se utilizó electrodos de tierra



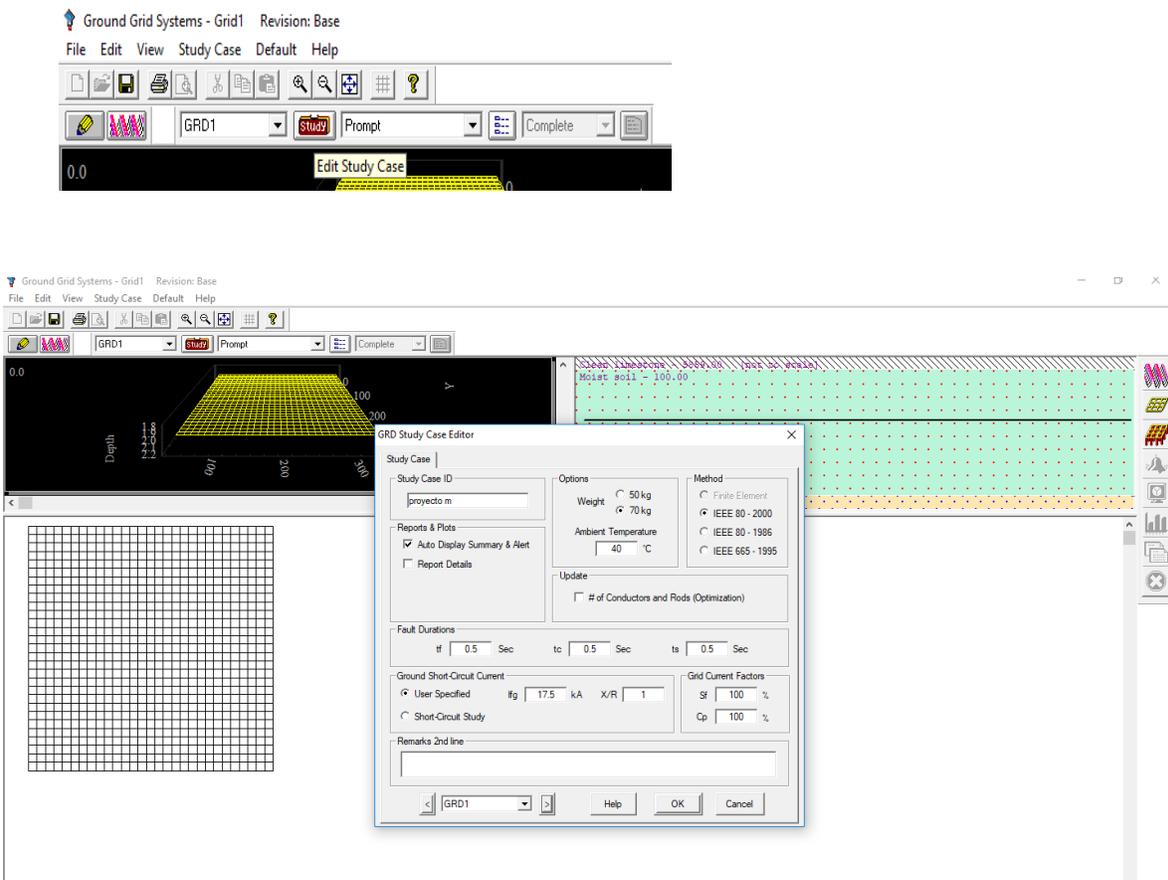
9. Luego de realizar el paso anterior se obtiene esto es esta ventana se especifica la longitud de los conductores en metros y el número de conductores y la profundidad de la malla seguido de tipo de material utilizado



10. Luego se selecciona el ground grid study ubicado en el menú



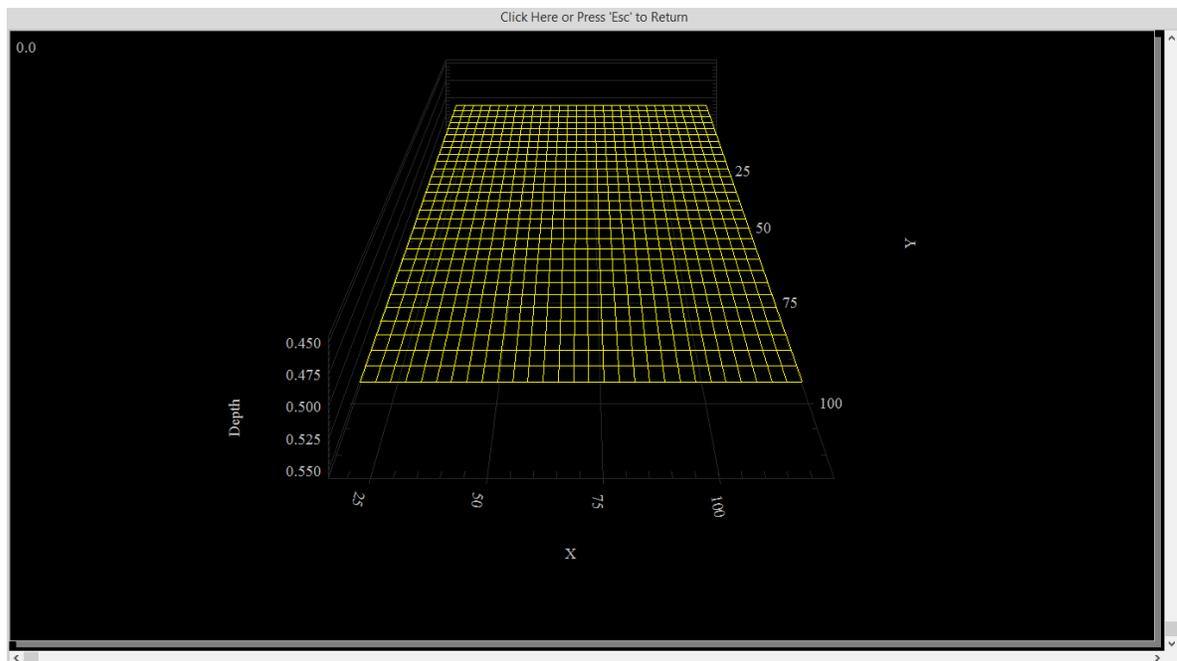
11. Luego se selecciona el botón edit study case con el objetivo de determinar las especificaciones de la malla como la corriente de corto circuito, la temperatura ambiente, duración de falla

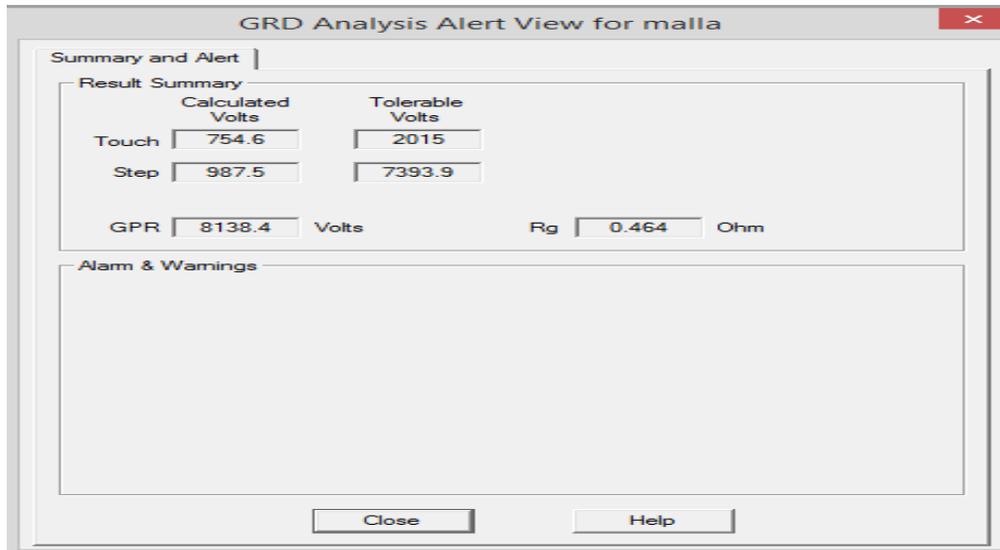


12. Luego se selecciona el botón ground- grid calc (calcular regilla de tierra)



13. Resultados





En esta simulación se introdujo las medidas de largo y ancho de la malla de tierra en metros de largo que equivalen a 100 metros ancho y largo debido a que este software presenta un máximo de medidas de largo y ancho, en el diseño inicial de la malla es de 300 de ancho y 250 de largo por lo tanto para cumplir con el diseño inicial es necesario 6 de estas mallas de tierra de 100*100 y 3 de 50 de largo y 100 de ancho.

Capítulo 2

- Determinar los valores de potencial de operación bajo condición normal carga nominal del transformador de potencia instalado en la subestación.

Introducción

En este capítulo se procederá al cálculo de protección contra sobre voltaje con el fin de evitar sobretensión en el transformador de potencia, las sobretensiones pueden causar daños en el aislamiento de los conductores y los contactos de transformador de potencia, lo cual causara daños en el transformador y contribuir a la interrupción de sistema afectando a los consumidores conectados ala subestación.

Uno de las protecciones que contribuyen para mantener un nivel de potencial es el apartar rayo quien está encargado de mantener un nivel de voltaje y que es una de las protecciones del transformador de potencia como se muestra en la figura 2-1.

Descripción de las Partes del Transformador de Potencia¹⁶

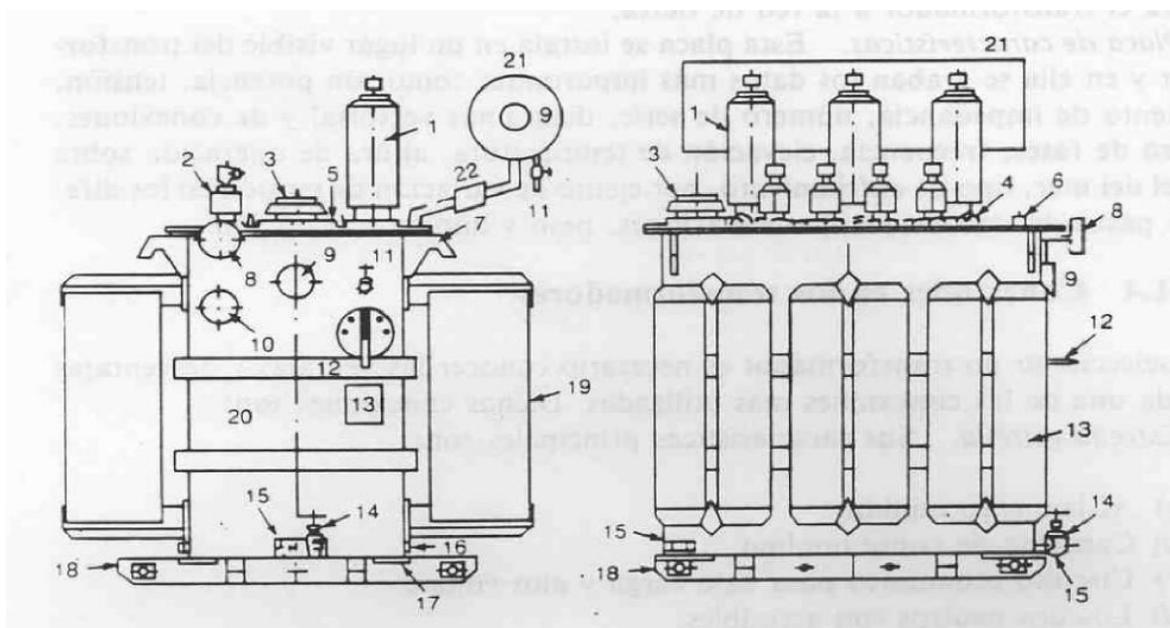


Figura 2-1. Trasformador de Potencia

¹⁶ José Raúl Martín

Descripción:

- | | |
|---|--|
| <ol style="list-style-type: none"> 1. Boquillas para alta tensión 2. Boquillas para baja tensión 3. Relevador mecánico de sobrepresión 4. Orejas con ojo para levantar la tapa 5. Registro 6. Copie con tapón para llenado al vacío 7. Orejas de gancho para izaje del conjunto 8. Manómetro o vacuo metro 9. Indicador magnético de nivel sin o con contactos para alarmas 10. Indicador de temperatura del aceite con o sin contactos P alarmas 11. Válvula superior para conexión a filtro prensa | <ol style="list-style-type: none"> 12. Maneral para operación sin excitación del cambiador de derivaciones. Con seguro para candado e indicador de posiciones 13. Placa de características 14. Válvula para drenaje 15. Válvula para muestreo 16. Placa para conexión a tierra 17. Refuerzos para palanqueo o soportes para gato 18. Base deslizante 19. Radiadores fijos o desmontables. Con o sin válvulas 20. Caja 21. Tanque conservador 22. Relevador de gas (bucholz) |
|---|--|

Accesorios de un transformador de potencia¹⁷

Boquillas: son las terminales de las bobinas de alta y baja tension que se utilizan para atravesar el tanque o la tapa del transformador.

Tablero: es un gabinete dentro del cauil se encuentran los controles y protecciones de los motores de las bobas de aceite de los ventiladores, de la calefaccion del tablero, de l cambiador de derivaciones bajo carga, etc.

Valculas. Es un conjunto de dispositivos que se utilizan para el llenado, vaciado, mantenimiento y muestreo del aceite del transformador.

Conectores de tierra : son unas piezas de cobre soldadas al tanque, donde se conecta el transformador de la red de tierra.

Placa de características: esta placa se instala en un lugar visible del transfromador y en ella se graban los datosmas importantes como son potencia, tension, por ciento de impedancia, nuemro de serie, diagrama vectorial y de conexiones, numero de fases, frecuencia, elevacion de temperatura, altura de operación sobre el nivel del mar, tipo de emfriamiento, por ciento

¹⁷ Raúl Martín

de variación de tensión en los diferentes pasos del cambiador de derivaciones, peso y año de fabricación.

El transformador de potencia es un elemento vital en una subestación y económicamente costoso es por esto que se debe mantener un nivel de potencial adecuado para esto se debe de utilizar protecciones en el transformador de potencia como protección con sobre voltaje implementando los aparta rayos de potencia.

Protección Contra Sobre Voltaje¹⁸

Aparta rayos

Funcionamiento

Cuando se origina una sobretensión, se produce el arqueo de los entrehierros y la corriente resultante es limitada por las resistencias a pequeños valores, hasta que en una de las pasadas por cero de la onda de corriente, los explosores interrumpen definitivamente la corriente.

Tipos de aparta rayos

Para rayos autovalvulares

Este grupo de apartarrallos, llamados también de tipo convencional, está formado por una serie de resistencias no lineales de carburo de silicio, prácticamente sin inductancia, presentadas como pequeños cilindros de material prensado. Las resistencias se conectan en serie con un conjunto de explosores intercalados entre los cilindros según la [figura 2-2](#) a continuación.

Esquema de aparterrayo autovalvular

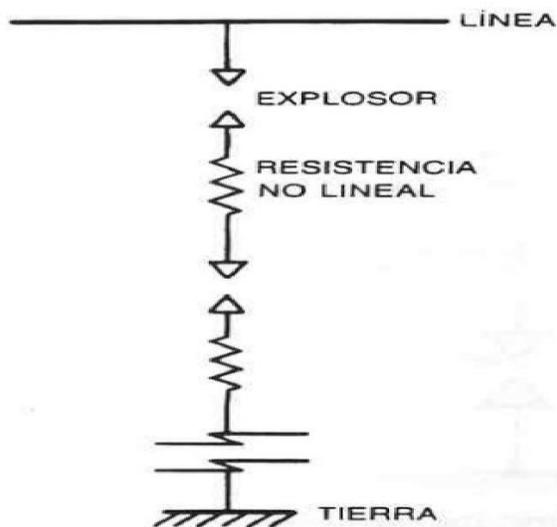


Figura 2-2. Apartarayo Auto Valvular

¹⁸ José Raúl Martín

Aparta rayos de oxidos metalicos¹⁹

Tienen su base en las investigaciones que se han venido efectuando sobre las propiedades semiconductoras de los oxidos metalicos. Los fabricantes de equipo electrico han venido desarroyando, desde hace unos quince años, otro tipo de apartarrayos el de oxido zinc (ZnO). Este tipo esta basado tambien en la curva de tension corriente de las resistencias es menos lineal que la del caso de carburo de silicio; conduce cuando la tension es superior al tension maxima de referencia y cierra la conduccion, practicamente a un valor cero cuando la tension regresa a su valor normal.

Los parametros estan constituidos por varias piezas de resistencia no lineal. De oxido zinc, apilados dentro de una columna hueca de porcela, sin entrehieros. En la parte superior de la porcelana tiene una placa relevadora de presion que, en caso de una sobretension interna, se rompe y permite escapar los gases hacia arriba sin producir daños laterales.

La resistencia no lineales son tambien unos pequeños cilindros formados por particulas de oxido de zinc de menor tamaño que en el caso de los convencionales según la figura siguiente. Las particulas estan formadas por cristales de oxido zinc de unos 10 micrones, rodeados por un matrial aglutinado de mayor resistencia electrica que el cristal, el cual produce una separacion entre los cristales de oxido desde el orden de los 0.1 de micron y permite cierto contacto entre los cristales de oxido , ocasionando una resistencia no lineal

Elemento de ZnO

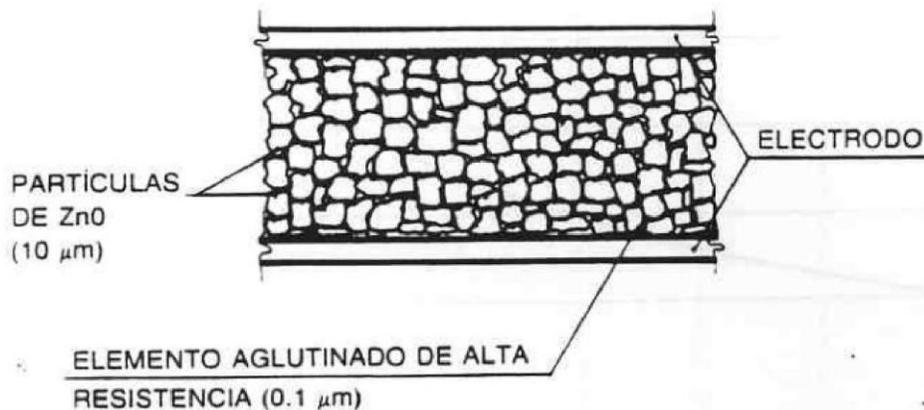


Figura 2-3. Elemento de ZnO

¹⁹ José Raúl Martín

Selección de Apartarrayos Utilizando el Libro Enríquez Harpper Ejemplo

Calculo del apartar rayos lado de alta tensión

1. Primero tenemos que conocer el voltaje nominal
2. Segundo corriente de descarga
3. Margen de protección
4. Ubicación del apartar rayos

Paso 1

$$Vn = Ke * Vmax \quad (1)$$

El factor de 1.05 se aplica para tener en cuenta la presencia de armónicos de tensión en la red.

Vn = tensión nominal del apartarrayos en Kv

Ke = factor de conexión a tierra para un sistema sólidamente aterrizado $Ke= 0.8$

$$Vmax = 1.05 * 138kV$$

$$Vmax = 144.9 kV$$

$$Vn = 0.8 * 144.9KV$$

$$Vn = \frac{115.92KV}{\sqrt{3}} = 66.92kV$$

Tabla 2-1. Factor Ke Según el Tipo de Sistema

Tipo de sistema	Ke	Descripción
A	0.75	Sistema 3F-4H, conectado en Y, con neutro conectado sólidamente a tierra y corrido desde la subestación (multiterrizado).
B	0.8	Sistema 3F-3H, conectado en Y, con neutro conectado sólidamente a tierra.
C	1	Sistema 3F-3H, conectado en Y, con neutro conectado sólidamente a tierra a través de una reactancia.
D	1.1	Sistema 3F-3H, conectado en delta.

Fuente: Enríquez harper

paso2. Corriente de descarga

$$R=3.1974 \quad X=9.4857j$$

$$NBI=650$$

$$Id = \frac{K(2 * NBI)}{ZO} = \frac{2(2 * 650)}{10.010} = 259.740A = 2.597KA \quad (2)$$

$$Id = \frac{K(2 * NBAM)}{ZO} = \frac{2(2 * 255.5)}{10.010} = 102.097A = 1.029KA$$

NBAM= nivel básico de aislamiento por maniobra

PASO 3 márgenes de protección por rayo

$$Vm = (1 - 0.200)NBI = (1 - 0.200)650 = 520 \quad (3)$$

$$Mp = \frac{NBI - Vm}{Vm} * 100 = \frac{650 - 520}{520} * 100 = 25\% \quad (4)$$

Donde:

MP= Margen de protección del apartarrayos contra descargas atmosféricas en porcentaje

NBI= Magnitud del nivel básico de impulso en kV del aparato por proteger

V_m = Tensión máxima en el apartarrayo. Dicha tensión es el mayor de los valores de cualquiera de las tres magnitudes siguientes:

1. tensión máxima de descarga debida al impulso por rayo
2. tensión residual para la corriente de descarga nominal
3. tensión de descarga con impulso de frente lineal dividida entre 1.15

Pasó 4 Distancia Max. Que se puede instalar el aparta rayos

$V_o = 510$

$$D = \frac{300(Vm - V_o)}{2 * \frac{dv}{dt}} = \frac{300(520 - 510)}{2 * 1000} = 1.5m \quad (5)$$

Donde:

D = distancia en metros en el apartarrayo y el equipo por proteger

V_m = tensión máxima permitida en el equipo por proteger

$\frac{dv}{dt}$ = Pendiente del frente de onda en kV/ μ S, que para un rayo puede ser de 1000 kV/ μ S

300= velocidad de propagación de la onda, en m/ μ S

Calculo de aparta rayos del lado de baja

$$Vn = Ke * Vmax \quad (6)$$

$$Vmax = 1.05 * 13.8kV = 14.49KV$$

$$Vn = 0.8 * 14.49 = 11.592KV \quad (7)$$

Paso 2

NBI=91

$$Id = \frac{K(2 * NBI)}{ZO} = \frac{2(2 * 91)}{5.4719} = 475.15A = 4.751KA \quad (8)$$

Paso 3

$$Vm = (1 - 0.200)NBI = (1 - 0.200)91 = 72.8 \quad (9)$$

$$Mp = \frac{NBI - Vm}{Vm} * 100 = \frac{91 - 72.8}{72.8} * 100 = 25\% \quad (10)$$

Paso 4

$$Vo=62.8$$

$$D = \frac{300(Vm - Vo)}{2 * \frac{dv}{dt}} = \frac{300(72.8 - 62.8)}{2 * 1000} = 1.5m \quad (11)$$

Conexión de Equipos Energizados a la Malla²⁰

Transformadores y Convertidores

1. Se requiere un mínimo de tres bajantes a la malla conectada a tierra, según se Describen a continuación:

- a. **Pararrayos en lado de alto voltaje** - Conductor de cobre con calibre Mínimo de 4/0 AWG, instalado en tubería PVC- SCH 80.
- b. **Pararrayos en lado de bajo voltaje** - Conductor de cobre con calibre Mínimo de 4/0 AWG, instalado en tubería PVC- SCH 80.
- c. **Armazón** - Dos bajantes de cobre con calibre mínimo de 4/0 AWG, Conectados en lados opuestos del transformador.
- d. **Gabinete central de control** - Un bajante de cobre con calibre Núm.6 AWG conectado al electrodo más cercano del armazón. Se utilizan Conectores de compresión.

2. En el gabinete central de control del transformador se provee una barra común A tierra en cobre de 6" x 1" x 3/16" para conectar todo equipo de protección y Medición. Se utilizan terminales de ojo (hysealug) iguales o similares al *Burndy*.

3. El armazón de los transformadores de distribución se conecta directamente a la malla con conductor de cobre con calibre mínimo de Núm. 2 AWG.

Pararrayos de Líneas

La base del pararrayos se conecta directamente a la malla con un conductor de cobre sin cubierta con calibre mínimo de 1/0 AWG.

Estructuras

1. Las estructuras se conectan a la malla en cada soporte con un conductor de cobre con calibre mínimo de 4/0 AWG.
2. Se requiere proveer conexión desde la parte superior de la estructura hasta la base.
3. En construcciones nuevas, se requiere proveer una barra común de 1' x 4" x

²⁰ Manual de mallas conectadas a tierra(autoridad de energía de puerto rico)

1/4" para la conexión a tierra en la estructura donde se encuentran los auxiliares para conectar la subestación portátil. Esta barra se conecta a la malla con un conductor de cobre con calibre mínimo de 4/0 AWG y terminal de ojo.

5. Las estructuras de telecomunicaciones se conectan a la malla con un conductor de cobre con calibre mínimo de 4/0 AWG. Se requiere proveer conexión desde la base de la torre a la malla conectada a tierra o a una varilla, según sea el caso.

Casetas de Control²¹

1. Las varillas de construcción del piso de las casetas de control se conectan a la malla con conductor de cobre con calibre mínimo de 1/0 AWG.
2. En casetas con trincheras se provee una barra común principal (Master Ground Bar - MGB) de 4" x 1/4" x 2', la cual se conecta a la malla en un punto mediante dos conductores de cobre con calibre mínimo de 4/0 AWG y terminales de ojo (hysealug). Esta barra tiene que estar localizada a 6" de la superficie en la trinchera de entrada del panel de control.
3. En casetas con bandejas de conductores (cable trays), éstas se conectan en un solo punto a la barra común principal (MGB) con conductor de cobre con calibre mínimo de Núm. 6 AWG.
4. Dentro de las casetas o estructuras en subestaciones aisladas por gas (GIS), las conexiones a tierra de los equipos se realizan únicamente con barras, excepto para los transformadores.
5. A las acometidas de agua potable en tuberías metálicas se les instala un niple de plástico no conductivo que se extienda desde la verja hasta 30 pies hacia afuera de la subestación.

²¹ Manual de mallas conectadas a tierra

Capítulo 3

- Mantener un nivel de potencial específico de operación en la subestación para la determinación de los equipos de protección y medida localizados en el circuito de potencia de la subestación.

Introducción

Los equipos de una subestación de protección, medición y de potencia deben de trabajar en plena armonía respetando los parámetros de voltaje y corriente para garantizar la transformación de energía eléctrica sin interrupciones en este capítulo se seleccionará los transformadores de corriente quienes delimitan o marcan la zona de la protección para cada área de cada protección en este caso será para la protección del transformador.

Generadores de Emergencia²²

1. Se utiliza un conductor de cobre sin cubierta con calibre mínimo de 1/0 AWG para conectar el armazón del generador directamente a la malla.

Conexión de Equipos no Energizados a la Malla²³

Se requiere que las verjas y portones cumplan con los siguientes requisitos:

A. La verja se construye con alambre eslabonado galvanizado sin cubierta plástica. Se tiene que utilizar conductor de cobre con calibre mínimo de 1/0 AWG como bajante a la malla. Se instalan varillas para conexión a tierra cada 20 pies en subestaciones pequeñas y cada 40 pies en centros de transmisión.

B. Los tubos galvanizados de la verja se conectan al bajante para conexión a tierra con conectores iguales o similares al tipo *GAR* de *Burndy*.

C. El alambre de púas sobre la verja se conecta al bajante a la malla de la verja, con un conductor de cobre sin cubierta con calibre mínimo de Núm. 6 AWG, mediante conectores de compresión.

D. Se tiene que proveer conexión entre el portón de entrada y su base mediante un conductor de cobre trenzado flexible, el cual se conecta a los tubos galvanizados con un conector tipo *GAR*.

E. En los portones corredizos se tienen que conectar ambos extremos del canal de guía a la malla con conductor de cobre con calibre mínimo de 1/0 AWG.

F. Las verjas de las subestaciones tienen que estar aisladas de las verjas colindantes.

²² *National Electrical Safety Code*

²³ *Electrical Transmission and Distribution Reference Book, Westinghouse*

Parámetros de los Transformadores de Corriente²⁴

Corriente: las corrientes primaria y secundaria de un transformador de corriente deben de estar normalizadas de acuerdo con cualquiera de las normas nacionales o internacionales en uso.

Corriente primaria: para esta magnitud se selecciona el valor normalizado inmediato superior de la corriente calculada para la instalación.

Para subestaciones de potencia, los valores normalizados son: 200,300, 400, 600, 800, 1200, 1500,2000 y 4000 amperes

Carga secundaria: es el valor de impedancia en ohms, reflejada en el secundario de los transformadores de corriente, y que está constituida por la suma de las impedancias de todos los medidores, relevadores, cables y conexiones conectados en serie con el secundario y que corresponde a la llamada potencial de precisión a la corriente nominal secundaria.

Es decir una potencia de precisión de 100 VA para una corriente nominal secundaria de 5 amperes, representa una impedancia de carga de:

$$\frac{100}{5^2} = 4 \text{ ohms}$$

La carga se puede expresar también, por los volt-amperes totales y su factor de potencia, obtenidos a un valor específico de corriente y frecuencia.

Selección de Transformador de Instrumento (Tc) Utilizando el libro Enríquez Happer

Se tiene un transformador de 25MVA se procederá al cálculo de tc para la protección diferencial

Características del transformador	
Potencia del transformador	25MVA
Voltaje primario/ secundario	138/13.8 kV

Se asumirá una sobrecarga de 30%

$$100+30\%/100= 1.3$$

Sobrecarga de transformador 25MVA*1.3=32.5MVA correspondiente a la sobrecarga de 30%

$$I_{TC_{LP}} = \frac{25 \text{ MVA}}{\sqrt{3} * 138 \text{ kV}} = 104.59A \quad (1)$$

$$I_{sobrecaraga LP} = 104.59 * 1.3 = 135.97A \quad (2)$$

La relación de transformación de transformador de corriente es de:

$$RTC_{LP} = \frac{200}{5}$$

²⁴ Enriquez Harpper

Para el secundario

$$I_{TC_{LS}} = \frac{25 \text{ MVA}}{\sqrt{3} * 13.8 \text{ kV}} = 1,045.92A \quad (3)$$

$$I_{sobrecaraga_{LS}} = 1,045.92 * 1.3 = 1359.7A \quad (4)$$

La relación de transformación de transformador de corriente es de:

$$RTC_{LS} = \frac{1500}{5}$$

En una subestación es de suma importancia tener dos transformadores debido a que en las subestaciones se tiene consumidores de primera categoría y se debe de priorizar el fluido de la corriente constante para este tipo de consumidores por lo tanto se asumirá dos transformadores de 25MVA donde se aplicarán los mismos cálculos que se realizaron anterior mente.

Sistemas de Control, Protección

1. Para proveer tierra mecánica a los relés de protección, se utiliza conductor de cobre con cubierta verde, con calibre mínimo de Núm. 12 AWG, 600 V. Éstos se conectan entre sí y a su vez a la barra común principal del sistema de protección.
2. La barra común principal se conecta a la malla en un solo punto. Para esta conexión se utiliza conductor de cobre con calibre mínimo de 4/0 AWG y terminales de ojo.
3. Los siguientes equipos se tienen que conectar a la barra común principal a tierra:
 - A. **Panel de distribución** - Se utiliza conductor de cobre con cubierta verde Núm. 2 AWG, 600 V.
4. Si alguno de estos equipos está en otro cuarto de la caseta de control, se tiene que conectar a una barra auxiliar a tierra. Se utiliza conductor de cobre con calibre mínimo de 1/0 AWG para conectar la barra auxiliar a la barra principal a tierra en el panel de control principal.
5. Los equipos de telecomunicaciones se tienen que conectar a una barra auxiliar a tierra, de tamaño 1' x 2" x 1/4", con un conductor de cobre Núm. 6 AWG y de ésta a la barra común principal con un conductor de cobre con calibre de 1/0 AWG.

Protección del Transformador de Potencia²⁵

Protección primaria

Protección diferencial (87T) se utiliza protección diferencial para cada una de las fases preferentemente del tipo de pendiente (20, 30, 40,50%) y con restricción de armónicos.

Protección Buchholz (63D) todos los transformadores y autotransformadores que tienen tanque conservador de nivel de aceite deben de traer la protección Buchholz aquellos transformadores que sean del tipo de como aire inerte llevan en lugar de el Buchholz el relevador de presión súbita que para todo fin práctico es la protección equivalente.

Protección de respaldo

Protección de sobre corriente (50)

La protección de sobre intensidad se coloca en el lado de neutro de la máquina, porque interesa medir la aportación del generador a la falta, y no la de la red, No es una protección selectiva, ve las faltas en cualquier parte. Es una protección temporizada, de tiempo fijo o inverso según convenga, y no sólo es de apoyo para el generador, sino también para el resto de la central y la red. Se ajusta a 1,2 ó 1,3 veces el valor de la intensidad nominal.

Relé seleccionado

Atracción electromagnética:

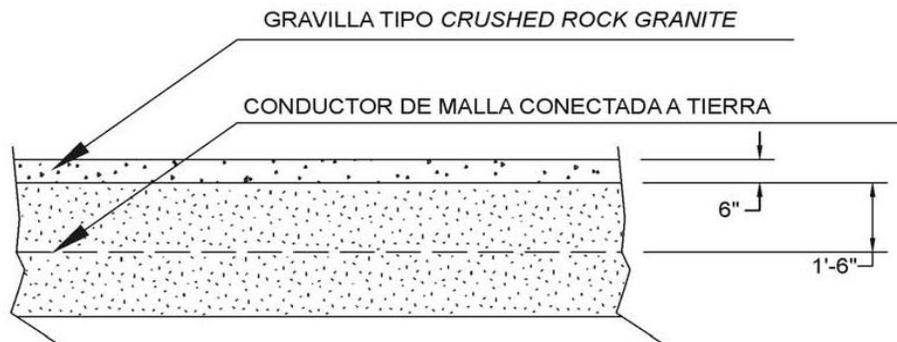
Funcionamiento

Actúan por efectos de fuerzas electromagnéticas que operan sobre un embolo o una armadura móvil; en este caso la fuerza se ejerce sobre una parte móvil construida con material ferromagnético y trata siempre de reducir el entrehierro

Los relés de sobre corriente instantáneos operan sin retardo cuando la corriente excede de un valor preestablecido; sin embargo, el tiempo de operación de estos tipos de relés pueden variar significativamente (desde 0.016 a 0.1 seg.)

²⁵ Enriquez Harpper

Anexos



SECCIÓN DE MALLA CONECTADA A TIERRA

	Universidad Nacional de Ingeniería		
	DETALLE DE GRAVILLA		
ESCALA:	N.T.S.		SMT-1

Figura 3-1. Vista de Conductor Enterrado Sobre el Material de Capa de Tierra

Ejemplo de diseño preliminar de la malla de Tierra

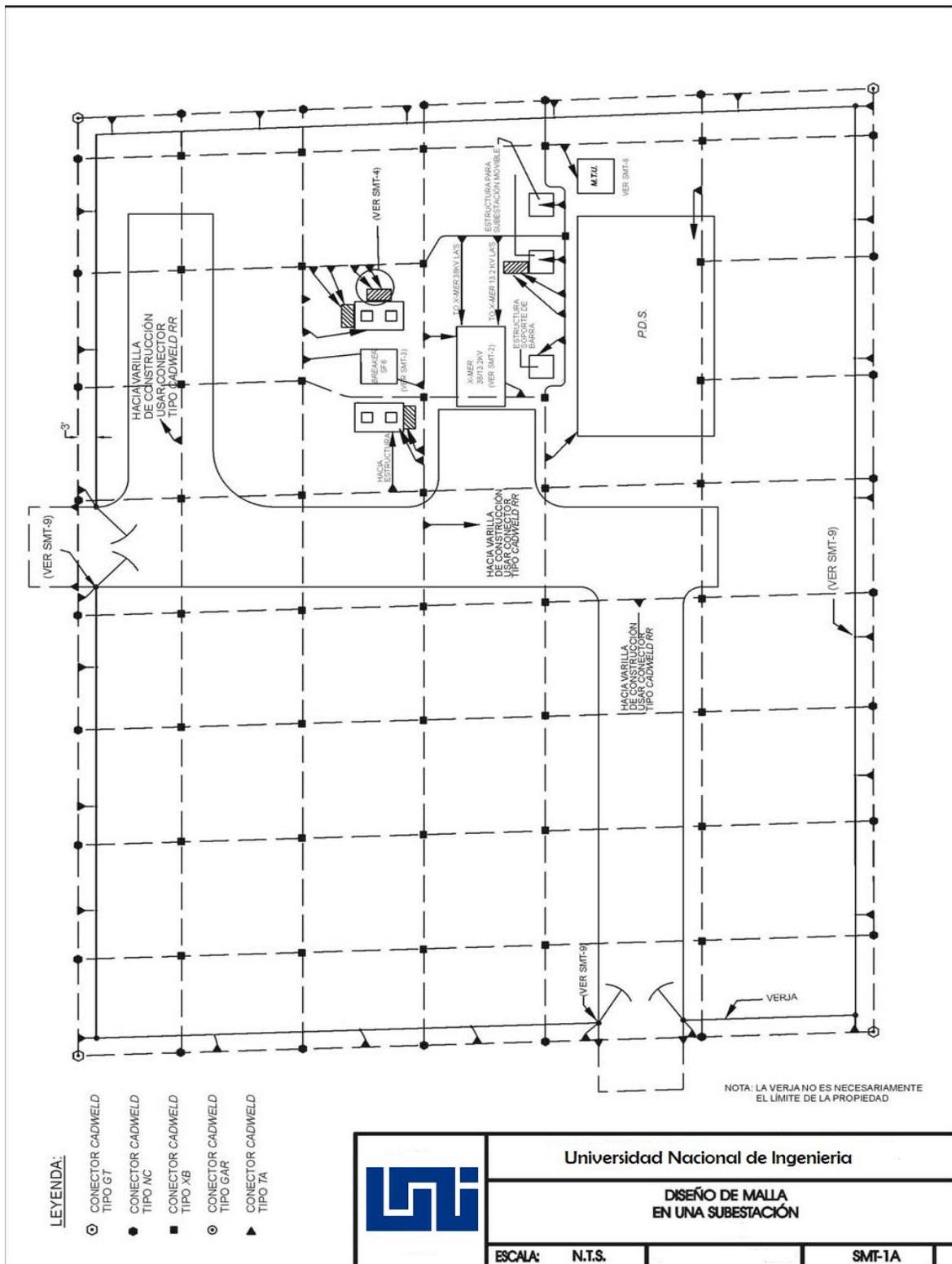


Figura 3-2. Diseño de Malla de Subestación

Diseño de planta de conexión a tierra de transformador de potencia

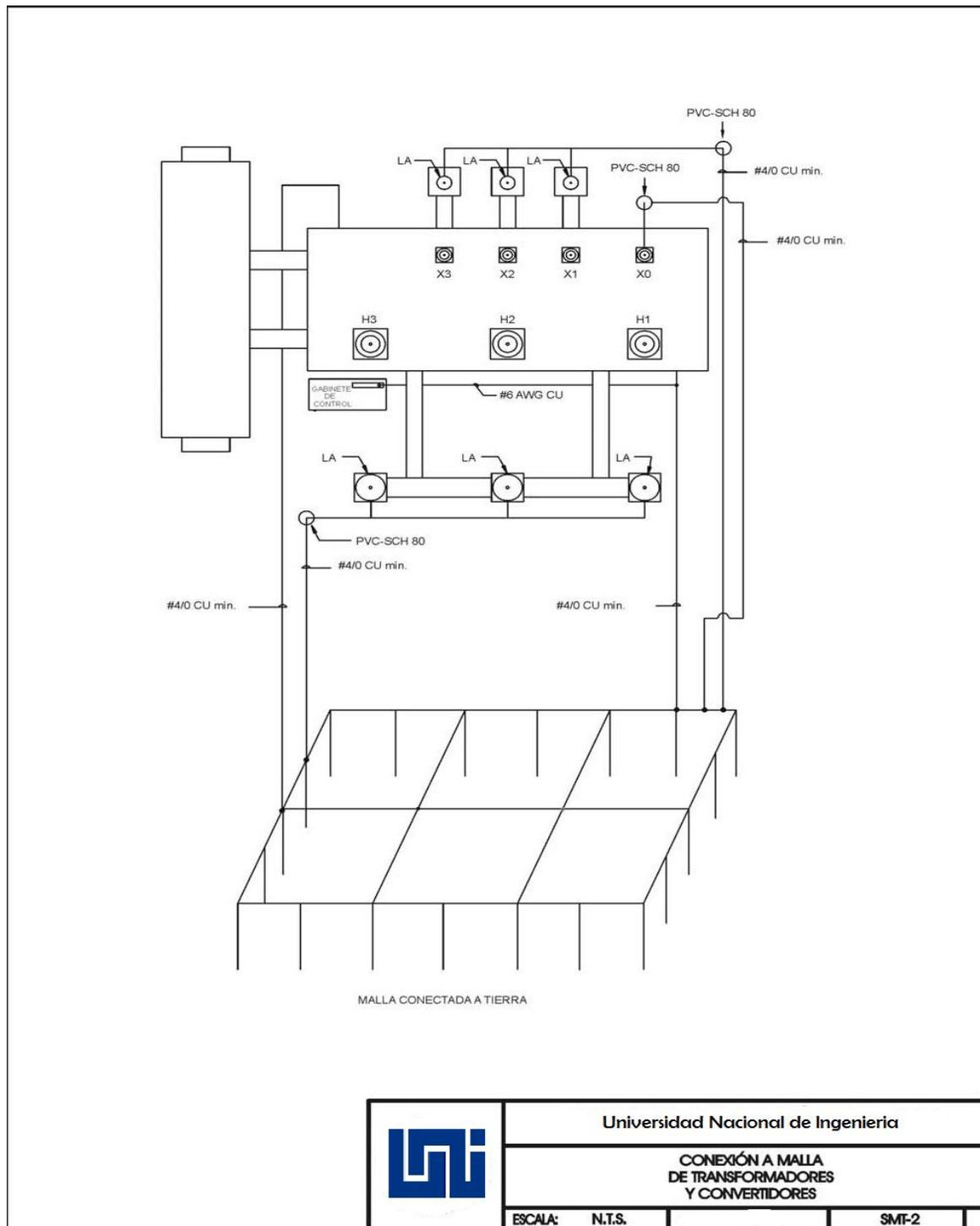


Figura 3-3. Conexión de Transformador a Malla de Tierra

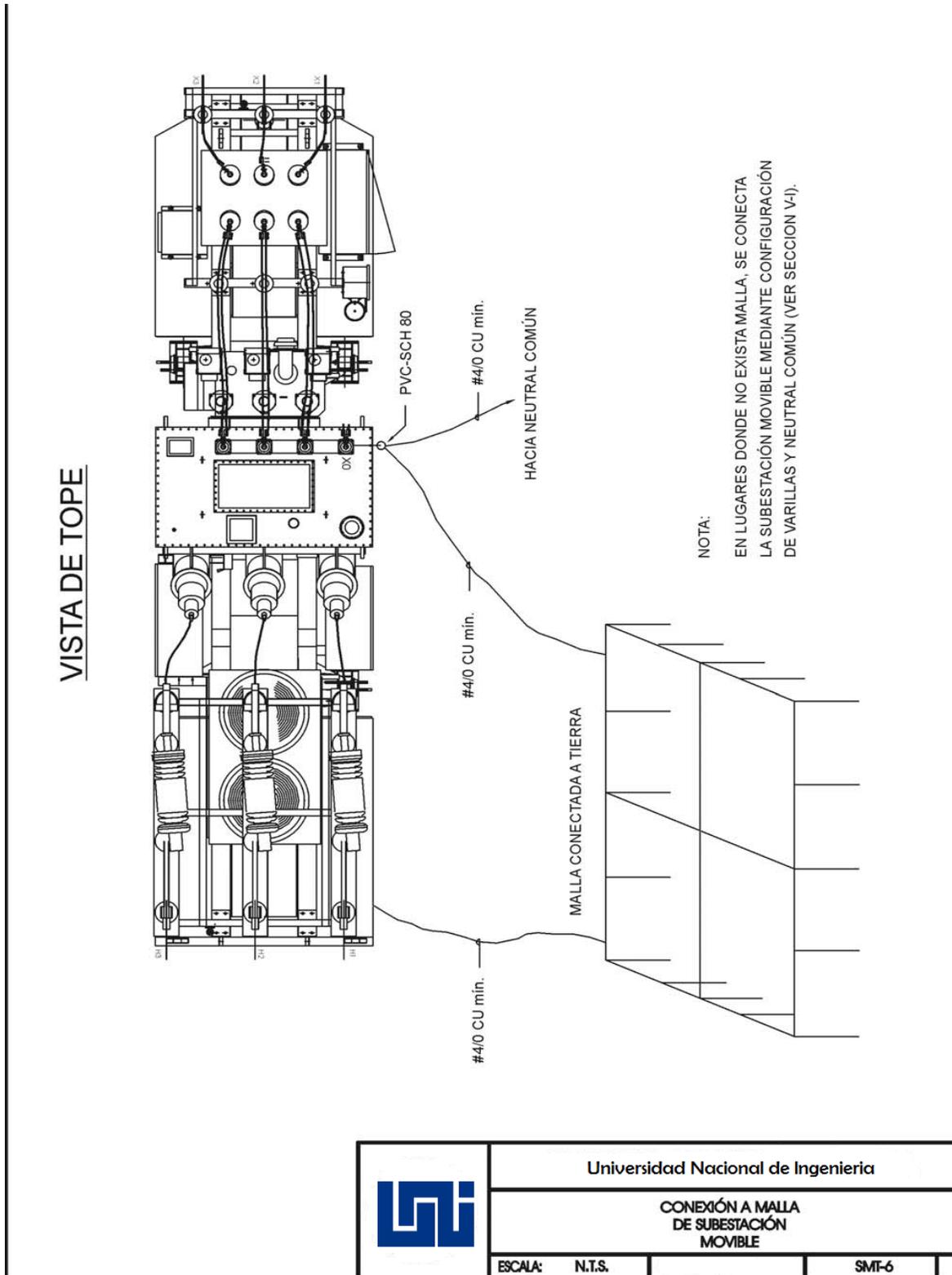


Figura 3-4. Vista de Planta de Transformador Conectado a Malla de Tierra

Caseta de control y sistema de conexión de puesta de tierra

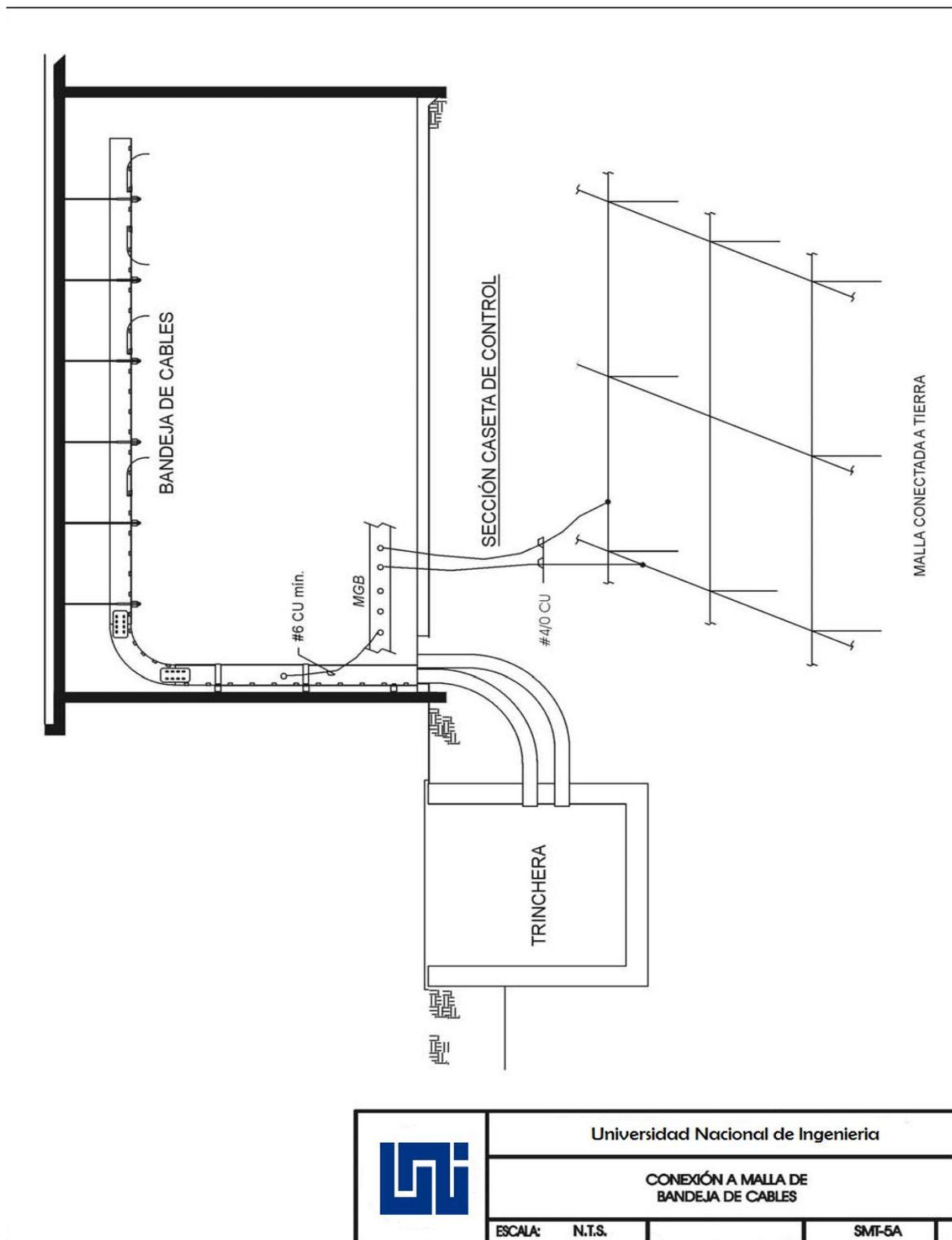


Figura 3-5. Conexión de la Caseta de Control al Sistema de Malla de Tierra

Estudio Financiero

Gastos de Operación

Costos de Operacion			
Materia prima	Unidad	Cantidad	Precio
Conductor de cobre desnudo AWG 2/0	MTS	75000 metro ²	C\$ 4,650,000
Transformador tc	U	6	C\$ 270,911.34
Para rayos oxido zinc	PR	2	C\$ 67,345.61
Soldadura Exotermica	25 libras	2	C\$ 700.000
Molde	U	1	C\$ 4,495.00
Pinza	U	1	C\$ 1,500.00
Materia Para el tratamiento del terreno (sal)	Qintales	20	C\$ 12,400
Telometro Fluke	U	1	C\$ 124,000.00
Multimetro Fluke	U	1	C\$ 93,000.00
Rele Diferencial	U	1	C\$ 248,000.00
Rele Contra sobre Corriente	U	1	C\$ 200,000.00
Total de Materia Prima			C\$ 5,672,351.95
Materiales Indirectos	Unidad	Cantidad	
Maso Stanley 50 lbs	U	5	C\$ 25,000
Pala Pico Redondo	U	8	C\$ 4,677.21
Barra para escavar	U	2 mts	C\$ 12,361.00
Alicate Stanley	U	8	C\$ 9,600
Nivel Stanley	U	1	C\$ 3,613.02
Cinta Metrica	5mts	5	C\$ 600
Carretilla	U	2	C\$ 3,200
Cierra Metalica Estandar	U	8	C\$ 800
Marco para Cierra	U	8	C\$ 1,600.00
Casco Protectores	D	15	C\$ 27,283.70
Escuadra	U	1	C\$ 4,157.52
Guantes Cortos	D	10 pares	C\$ 2,655.92
Total de Materiales Indirectos			C\$ 95,548.37
Gastos Administrativos			
	Cantidad	Pago mensual	pago 6 meses
Papeleria		C\$ 6,000.00	C\$ 36,000.00
Gasto de Combustible		C\$ 4,168.00	C\$ 25,008.00
AuxiliarAdministrativo	2	C\$ 13,476.00	C\$ 80,856.00
Contador	1	C\$ 8,000.00	C\$ 48,000.00
Secretaria	1	C\$ 6,647.72	C\$ 39,886.32
Telefono	1	C\$ 500.00	C\$ 3,000.00
Ingeniero	1	C\$ 15,000.00	C\$ 90,000.00
Obreros	8	C\$ 62,198.72	C\$ 373,192.32
Guarda de seguridad	1	C\$ 6,000.00	C\$ 36,000.00
Total		C\$ 121,990.44	C\$ 731,942.64
Matenimiento de Equipos de Medida	Duracion		
Telurometro	Anual		C\$ 4,000.00
Multimetro	Anual		C\$ 4,000.00
Computador hp	Anual		C\$ 2,201.04
Total Mantenimiento			C\$ 10,201.04
Depreciacion de Computador hp			
Depreciacion de Computador hp		1	C\$ 2,600.00
Alquiler de Equipos	Duracion	Tiempo	
Camiones de Acarreo de Materiales	2 dias	1 viaje	C\$ 10,000
Pala Mecanica	3 dias	24 horas 30 dolares la hora	C\$ 22,320.00
Pipa de Agua	6 meses 1 viaje diario	180viajes * 1000viaje	C\$ 180,000
2 Compactadoras	1 dia	5 horas * 20 dolares la hora	C\$ 6,200.00
Total de Equipos			C\$ 218,520.00
Total de Gastos de Operacion			C\$ 6,731,164

Amortización

		equivalente	
saldo total de la obra	100% C\$ 19,000,000		100%
gastos de operacion	C\$ 7,000,000		
prestamo	C\$ 3,500,000		30%
capital propio	C\$ 15,500,000		70%

Tabla de Amortizacion cuota decreciente

valor de la deuda	C\$ 3,500,000.00
tasa	8%
periodo	5
cuota	C\$980,000.00

n periodos	saldo inicial	coutas	intereses	principal
0	C\$ 3,500,000.00			
1	C\$ 2,800,000.00	C\$980,000.00	C\$ 280,000.00	C\$700,000.00
2	C\$2,100,000.00	C\$924,000.00	C\$ 224,000.00	C\$700,000.00
3	C\$1,400,000.00	C\$868,000.00	C\$ 168,000.00	C\$700,000.00
4	C\$700,000.00	C\$812,000.00	C\$ 112,000.00	C\$700,000.00
5	C\$0.00	C\$756,000.00	C\$ 56,000.00	C\$700,000.00

Flujo de Efectivo

Para el primer año se realizara los gatos de operación de la obra que es de C\$ 7,000,000 en el cual se realizara un préstamo que equivale a C\$3, 500,000 la otra mitad que equivale C\$3, 500,000 que asumirá la empresa con saldo propio, en el primer año se realizaran el gasto total de la obra más el pago del interés que equivale a la primer cuota del préstamo, de saldo propio se cuenta con 15,500,000 que será utilizado para el pago de los intereses de los 4 años restantes

Flujo Neto de Efectivo						
Universidad Nacional de Ingeniería						
Años						
	año 0	año 1	año 2	año 3	año 4	año 5
inversion	C\$ 19,000,000					
ingresos		C\$ 7,800,000	C\$ 2,800,000	C\$ 2,800,000	C\$ 2,800,000	C\$ 2,800,000
costo o gastos de obra						
gastos de operación		C\$ 5,767,900.32	C\$ 0.00	C\$ 0.00	C\$ 0.00	C\$ 0.00
gastos administrativos		C\$ 731,942.64	C\$ 805,136.90	C\$ 885,650.59	C\$ 974,215.65	C\$ 1,071,637.22
gastos financieros						
interes		C\$ 280,000.00	C\$ 224,000.00	C\$ 168,000.00	C\$ 112,000.00	C\$ 56,000.00
utilidad o perdida		C\$ 1,020,157.04	C\$ 1,770,863.10	C\$ 1,746,349.41	C\$ 1,713,784.35	C\$ 1,672,362.78
impuestos sobre la renta(30%)		C\$ 306,047.11	C\$ 531,258.93	C\$ 523,904.82	C\$ 514,135.30	C\$ 501,708.83
utilidad neta		C\$ 714,109.93	C\$ 1,239,604.17	C\$ 1,222,444.58	C\$ 1,199,649.04	C\$ 1,170,653.95
(+) depreciacion		C\$ 2,600				
(-) pago de principal		C\$ 700,000				
ingreso de prestamo	-C\$ 19,000,000					
flujo neto de efectvo(FNT)	C\$ 0.00	C\$ 16,709.93	C\$ 542,204.17	C\$ 525,044.58	C\$ 502,249.04	C\$ 473,253.95

tasa de oportunidad	10%
total del cobro para la realizacion de la obra	C\$ 19,000,000
Capital propio para realizacion gastos administrativos y pago de intereces repartidos 4 años restantes	C\$ 11,200,000
prestamo para el inicio de obra	C\$ 3,500,000

TIR	-31%	El proyecto no es rentable por que la van es negativa
VAN	(C\$ 5802,406.13)	Al igual que la tasa interna de retorno por lo tanto el proyecto no se acepta

Análisis Y SI

Préstamo inicial teniendo un periodo de 60 meses. El valor de pago mensual con una tasa de interés de 15%

Prestamo	3500000
Periodo	60
Tasa	8%
Pago en Periodo de 60 meses	<u>C\$ 70,967.38</u>

Para un periodo de 72 meses se obtiene

prestamo	3500000
periodo	72
tasa	8%
Pago en Periodo de 60 meses	<u>C\$ 61,366.34</u>

Para un periodo de 84 meses

prestamo	3500000
periodo	84
tasa	8%
Pago en Periodo de 60 meses	<u>C\$ 54,551.75</u>

Resumen de los tres procesos anteriores utilizando el mismo préstamo incrementando el número de meses a pagar

Resumen del escenario				
Valores actuales:		escenario 1	escenario 2	escenario 3
Celdas cambiantes:				
SC\$4	prestamo	prestamo	prestamo	prestamo
SD\$4	3500000	3500000	3500000	3500000
SC\$5	periodo	periodo	periodo	periodo
SD\$5	60	60	72	84
SC\$6	tasa	tasa	tasa	tasa
SD\$6	8%	8%	8%	8%

Notas: La columna de valores actuales representa los valores de las celdas cambiantes en el momento en que se creó el Informe resumen de escenario. Las celdas cambiantes de cada escenario se muestran en gris.

Se procede a analizar cuanto se deberá pagar si la tasa de interés incrementa en esta caso se analizará hasta una tasa de interés del 17% que sería la máxima tasa de interés también se incrementarían los meses o periodos de pago

Esta tabla muestra cuanto se pagara si se incrementan la tasa de interés y el número de meses suponiendo que se realice una nueva negociación de pago

Pago en Periodo de 60 meses	C\$ 70,967.38	Tasa de Interes									
		8%	9%	10%	11%	12%	13%	14%	15%	16%	17%
	12	304459.502	306080.169	307705.605	309335.805	310970.76	312610.465	314254.912	315904.093	317558.003	319216.632
	24	158295.52	159896.598	161507.242	163127.434	164757.153	166396.379	168045.091	169703.268	171370.887	173047.924
	36	109677.279	111299.064	112935.155	114585.51	116250.084	117928.832	119621.704	121328.65	123049.616	124784.546
	48	85445.2282	87097.6483	88769.042	90459.3291	92168.424	93896.2356	95642.6677	97407.6189	99190.9828	100992.648
periodos	60	70967.38	72654.2433	74364.6565	76098.4808	77855.5669	79635.7557	81438.878	83264.7553	85113.1999	86984.0152
	72	61366.3421	63089.3801	64840.4322	66619.2765	68425.6738	70259.3682	72120.0882	74007.5467	75921.4421	77861.459
	84	54551.7504	56311.7739	58104.1441	59928.5275	61784.5648	63671.8717	65590.0406	67538.6416	69517.2238	71525.317
	96	49478.3774	51275.7115	53109.5743	54979.4898	56884.945	58825.3927	60800.2536	62808.9186	64850.751	66925.0893
	108	45565.5021	47400.1803	49275.4018	51190.5136	53144.8141	55137.5569	57167.9541	59235.1805	61338.3777	63476.6577
	120	42464.658	44336.5208	46252.7579	48212.504	50214.8319	52258.759	54343.2523	56467.235	58629.5925	60829.1782

Conclusiones y Recomendaciones

Se realizó el diseño de malla de tierra sin varillas con el objetivo de evitar tensiones peligrosas que conlleven al daño de los equipos utilizados en el circuito de alta tensión localizado en la subestación de esta forma se alarga la vida del transformador de potencia y los equipos de medición y protección garantizando el fluido eléctrico a los consumidores conectados a la subestación.

Esta malla de tierra también es diseñada para la protección de las personas que laboran dentro de la subestación. Traslado de las personas para el monitoreo del comportamiento de las cargas de los consumidores y para el mantenimiento de los equipos instalados en la subestación.

Recomendaciones

- Para obtener una resistencia de malla más baja se debe modificar el diseño de la malla de tierra sin barrillas introduciendo barrillas al diseño inicial
- Otro método para bajar la resistencia de malla es incrementar el número de conductores reduciendo los espaciamientos entre ellos o incrementando el calibre del mismo
- También se puede reducir la resistencia de malla incrementando el área del terreno

Bibliografía

- Gil Arrieta, C. (2009). Fundamentos de sistemas de puesta a tierra. Colombia: cuc.
- Harér Enríquez, G. (2014). Elementos de subestaciones eléctricas. México: Grupo Noriega Editores.
- Romero Escobar, J. (2014). diseño de subestaciones eléctricas. Colombia: Escuela Colombiana de Ingeniería.
- García Márquez, R. (1999 segunda edición). Puesta a tierra de instalaciones eléctricas. Barcelona, España: Alfa Omega Grupo Editores.
- Barrero, F. (2004 primera edición). Sistema de energía eléctrica. España: obtenido de www.librosingenieria.com/libro_ingenieria_Instalaciones_electricas_de_alta_tension_Sistemas_de_energia_electrica_-2932.php
- Montaña, J. (2011 primera edición). Teoría de puesta a tierra. España: obtenido de www.casadellibro.com/ebook-teoria-de-puestas-a-tierra-ebook/9789587411300/2594226
- Oropeza Ángeles, J. (2008 2^{da} edición). Libro de oro de puesta a tierra universal. Schneider electric. Obtenido de: http://oropeza-elec.com/?page_id=446