



UNIVERSIDAD SIMÓN BOLÍVAR
Decanato de Estudios de Postgrado
Especialización en Instalaciones Eléctricas

CRITERIOS PARA EL DISEÑO DE SISTEMAS DE PUESTA A TIERRA EN SUBESTACIONES INDUSTRIALES

Trabajo Especial de Grado presentado a la Universidad Simón Bolívar
por:

JUVENCIO MOLINA AGUILAR

Como requisito parcial para optar al grado de:

ESPECIALISTA EN INSTALACIONES ELÉCTRICAS

Realizado con la asesoría del Profesor Juan Carlos Rodríguez

Diciembre, 2005



UNIVERSIDAD SIMÓN BOLÍVAR
Decanato de Estudios de Postgrado
Especialización en Instalaciones Eléctricas

CRITERIOS PARA EL DISEÑO DE SISTEMAS DE PUESTA A TIERRA EN SUBESTACIONES INDUSTRIALES

Este Trabajo Especial de Grado ha sido aprobado en nombre de la Universidad Simón Bolívar por el siguiente jurado examinador:

Prof. Dr. Ramón Villasana

Prof. Dr. José Manuel Aller

Prof. Msc. Juan Carlos Rodríguez

Fecha: 31 de Enero 2006

DEDICATORIAS:

A Dios todopoderoso.

A mis hijos, a mi esposa, a mi madre.

A la memoria de mi padre.

A mis hermanos.

A todos aquellos que de alguna manera han contribuido con mi formación, han tendido su mano oportuna y brindado apoyo en los momentos difíciles.

AGRADECIMIENTOS:

En estas páginas se concreta una parte muy importante del esfuerzo y dedicación realizado por mi persona para la completación de la especialización. Este logro no hubiera sido posible sin el apoyo, comprensión y paciencia de familiares, amigos, profesores y de la ilustre Universidad Simón Bolívar.

Debo especial agradecimiento a Dios por permitirme llegar a esta meta.

Agradezco a mi esposa por su paciencia, apoyo y comprensión. A mis hijos por estar ahí y ser fuente de inspiración para continuar.

A mi madre, y a mi padre: Por sus sabios consejos y por mostrarme oportunamente el camino inquebrantable del deber y el esfuerzo, sin importar las circunstancias y retos.

A mis hermanos por sus aportes en comprensión y apoyo.

A mis amigos, colegas y compañeros del posgrado, especialmente a Donato, por su don de gente y por las excelentes discusiones y aportes.

Debo especial agradecimiento al grupo de profesores que fueron mis maestros, así como a las autoridades de la coordinación de posgrado de Eléctrica quienes, en circunstancias laborales y personales difíciles, brindaron su invaluable aporte de motivación y acción para no perder el rumbo.

Especialmente agradezco la atención, apoyo, consejos y gentilezas de los profesores Roberto Alves, Hussein Khodr, Elmer Sorrentino, Carmelo Candela, Richard Rivas y Juan Carlos Rodriguez.

A todos aquellos que de una u otra manera me han ayudado; Gracias!!.

RESUMEN

Se presentan en forma consolidada aspectos teóricos y prácticos que deben ser considerados para el apropiado diseño de un sistema de puesta a tierra aplicado en instalaciones de tipo industrial. El desarrollo del trabajo se basa en la descripción y aplicación de los conceptos y recomendaciones definidos en publicaciones, normativas y prácticas de la industria orientadas a que, en caso de falla a tierra de tipo industrial (60 Hz), el sistema de puesta a tierra asegure la integridad física a las personas y a las instalaciones, así como la apropiada operación de equipos y sistemas de protección. Los elementos de diseño toman en cuenta los aspectos que influyen en un dimensionamiento económicamente aceptable del sistema.

Son descritos y comparados los distintos métodos de conexión a tierra del neutro en sistemas eléctricos industriales, su influencia en la limitación de las corrientes de falla, así como los efectos y riesgos existentes para las personas expuestas a la circulación de la corriente de falla por el sistema de tierra. Son analizadas las técnicas de medición de resistividad del suelo, se hace modelación del terreno mediante dos técnicas distintas y se comparan los resultados, con el objeto de apreciar la importancia que tiene para la concepción del sistema de tierra el disponer de un modelo confiable de suelo. Igualmente, se toman en cuenta los efectos divisores de la corriente de falla introducidos por conductores de guarda instalados en líneas eléctricas aéreas así como la interconexión entre redes de tierra remotas. Son presentados los criterios de diseño y de auditoría de sistemas de puesta a tierra. Finalmente, se presenta el caso práctico de aplicación consistente en la evaluación y rediseño del sistema de tierra en una instalación de manejo e inyección de agua salada asociada a producción de petróleo.

Palabras Clave: *Sistemas de puesta a tierra, Resistividad eléctrica del suelo, Tensiones de paso y toque, Conexión a tierra.*

ÍNDICE

CAPÍTULO I - SISTEMAS DE PUESTA A TIERRA PARA BAJA FRECUENCIA.....	9
1.1.- Necesidad de Conexión a Tierra en 60 Hz	10
1.2.- Tipos de Conexión a Tierra de Neutro en Sistemas Industriales	11
1.2.1 Sistema Aislado de Tierra	12
1.2.2 Sistema con Neutro Conectado a Tierra	17
1.2.2.1 Conexión de Neutro a Través de Resistencia.	18
1.2.2.2 Conexión de Neutro Mediante Reactancia.	21
1.2.2.3 Conexión de Neutro Resonante.	22
1.2.2.4 Conexión de Neutro Sólidamente a Tierra.	23
1.2.3 Conclusiones Relativas a Tipos de Conexión a Tierra de Neutro en Sistemas Industriales	25
1.3.- Riesgo Asociado a las Fallas Eléctricas a Tierra	31
1.3.1 General	31
1.3.2 Riesgo Asociado a Sistema Eléctrico Aislado de Tierra	32
1.3.3 Riesgo Asociado a Sistemas Eléctricos Sólidamente Conectados a Tierra	35
1.4.- Comportamiento del Sistema de Conexión a Tierra ante Circulación de Corrientes de Falla	38
1.4.1 Resistencia de Tierra	38
1.4.2 Resistencia Mutua entre Electrodo de Tierra	40
1.4.3 Potenciales de Tierra de un Electrodo Hemisférico	42
1.4.4 Potencial Superficial en un Sistema de Electrodo de Conexión a Tierra Hemisférico (SECT)	44
1.4.5 Voltaje de Paso (V_p), Voltaje de Contacto o de Toque (V_c) y Voltaje Transferido (V_t)	46
1.5.- Distribución de Corrientes de Falla en Sistemas de Tierra	49

1.5.1	Distribución de Corrientes de Falla en Subestaciones Alimentadas Mediante Líneas Eléctricas Aéreas.	53
1.5.1.2	Subestaciones con Circuitos Alimentadores sin Conductores de Guarda.	53
1.5.1.3	Subestaciones con Circuitos Alimentadores que Poseen Conductores de Guarda o Conductor de Neutro Corrido.	57
1.5.2	Distribución de Corrientes de Falla en SEPT de Subestaciones Interconectadas Mediante Conductores Enterrados.	66
CAPÍTULO II - CRITERIOS DE DISEÑO DE SISTEMAS DE PUESTA A TIERRA		75
2.1.-	Ubicación de Puntos de Conexión a Tierra en el Sistema Eléctrico	76
2.1.1.-	Conexión a Tierra en Sistema Eléctrico con Fuente Única	76
2.1.2.-	Conexión del Neutro a Tierra en Sistema Eléctrico con Múltiples Fuentes. [4]	77
2.2.-	Conexión a Tierra de Generadores Industriales	79
2.2.1	Criterios de diseño del Sistema de Puesta a Tierra de la Estación de Generación	82
2.2.2	Consideraciones Sobre la Conexión a Tierra del Neutro del Generador	82
2.3.-	Selección de Conductores y Conexiones para Redes de Puesta a Tierra	84
2.3.1	Aspectos Generales	84
2.3.2	Criterios de Diseño de Redes de Tierra Aplicados en la Industria	85
2.4.-	Criterios Generales Para Puesta a Tierra de Alta Frecuencia	107
2.4.1	General.	107
2.4.2	Comportamiento de la Red de Tierra ante Fenómenos de Impulso.	107
2.4.3	Puesta a Tierra de Salas de Computadoras.	112
2.4.4	Puesta a Tierra de Sitios de Telecomunicaciones.	117
2.4.4.1	Subsistema Exterior de Tierra.	118
2.4.4.2	Subsistema Interior de Tierra.	118

CAPÍTULO VI - APLICACIÓN – CASO PRÁCTICO	122
6.1.- Introducción	123
6.2.- Caso Estudiado – Entorno.	124
6.3.- Caso Estudiado – Escenarios Analizados.	128
6.4.- Caso Estudiado – Metodología de Análisis.	131
6.5.- Cálculo de las Corrientes de Falla a Tierra en el Sistema.	132
6.6.- Evaluación de las Condiciones del Suelo y Modelación.	134
6.6.1 Modelo Biestratificado del Terreno Según IEEE-80 Año 2000 (Método Gráfico de Sunde):	136
6.6.2 Modelo Biestratificado del Terreno Utilizando Técnicas Analíticas	137
6.7.- Evaluación del Sistema de Puesta a Tierra Existente en Planta de Inyección de Agua Salada	138
6.7.1 Descripción General	138
6.7.2 Diagnóstico de las Condiciones Operacionales de los Sistemas de Electrodo de Tierra Existentes en La Planta.	140
6.7.3 Resultados de la Evaluación Física del Sistema de Tierra Existente	149
6.7.3.1 Evaluación del Comportamiento de la Red de Tierra Existente de la Planta ante Fallas a Tierra de 60 Hz.	149
6.7.3.2 Conclusiones de la Evaluación del Comportamiento de la Red de Tierra Existente en la Planta ante Fallas a Tierra de 60 Hz.	154
6.8.- Cálculo de Divisores de Corriente	154
6.8.1 Cálculo de Divisores de Corriente de Falla por Efecto de Conductores de Guarda.	154
6.8.2 Cálculo del factor Divisor de Corriente de la Red de Tierra de la Planta.	158
6.9.- Definición de Mejoras de la Red de Tierra	165
6.9.1 Implementación de Mejoras en Sistema de Tierra de Planta.	169
6.9.2 Verificación del Comportamiento del Sistema Integral de Tierra de la Planta luego de las Mejoras.	173

6.10.-	Resultados de Comparación de Escenarios de Configuración de Sistemas de Tierra en la Planta de Inyección de Agua.	177
6.10.1	Alimentación Eléctrica Mediante Línea Aérea Con Conductor de Guarda.	177
6.10.2	Alimentación Eléctrica Mediante Línea Aérea sin Conductor de Guarda.	178
CONCLUSIONES.....		180
REFERENCIAS BIBLIOGRÁFICAS		184

LISTA DE TABLAS Y FIGURAS

	Página
FIGURA 1.1 – SISTEMA AISLADO DE TIERRA.....	12
FIGURA 1.2 – CAMINOS CONDUCTIVOS EN SISTEMAS AISLADO DE TIERRA	13
FIGURA 1.3 – RELACIÓN DE VOLTAJES EN UN SISTEMA ELÉCTRICO TRIFÁSICO EQUILIBRADO	14
FIGURA 1.5 – CONEXIÓN DE NEUTRO A TIERRA A TRAVÉS DE RESISTENCIA	18
FIGURA 1.6 – CONEXIÓN DE NEUTRO A TIERRA A TRAVÉS DE REACTANCIA	21
FIGURA 1.7 – CONEXIÓN DE NEUTRO RESONANTE.....	22
FIGURA 1.8 – CONEXIÓN DE NEUTRO SÓLIDAMENTE A TIERRA	23
TABLA 1.1.- CARACTERÍSTICAS COMPARATIVAS DE CONEXIÓN A TIERRA DE NEUTRO EN SISTEMAS ELÉCTRICOS.....	30
FIGURA 1.9 – SISTEMA AISLADO DE TIERRA - FALLA DE UNA FASE A TIERRA.....	32
FIGURA 1.10 –SISTEMA CON NEUTRO SÓLIDAMENTE CONECTADO A TIERRA - FALLA DE UNA FASE A TIERRA.....	37
FIGURA 1.11 –ELECTRODO HEMISFÉRICO DE RADIO “A”	38
FIGURA 1.12 –ELECTRODOS HEMISFÉRICOS DE RADIOS “A” Y “B”.....	41
FIGURA 1.13 –PERFIL DE VOLTAJES DE UN ELECTRODO HEMISFÉRICO DE RADIO “A”. ..	43
FIGURA 1.14 –SUPERFICIES EQUIPOTENCIALES GENERADAS POR UN ELECTRODO HEMISFÉRICO	43
FIGURA 1.15 – VOLTAJES DE PASO (VP), CONTACTO (VC) Y TRANSFERIDO (VT).....	47
FIGURA 1.16 – SUBESTACIÓN DE DISTRIBUCIÓN	53
FIGURA 1.17 – FALLA A TIERRA EN EL INTERIOR DE LA SUBESTACIÓN	54
FIGURA 1.18 – FALLA A TIERRA CERCANA A LA SUBESTACIÓN	55
FIGURA 1.19 – LÍNEA AÉREA CON CABLE DE GUARDA. DISTRIBUCIÓN DE CORRIENTES PARA FALLA DE FASE A TIERRA EN SOPORTE DE LÍNEA ...	60
FIGURA 1.20 – MODELO EN ESCALERA DE FALLA DE FASE A TIERRA EN LÍNEA AÉREA CON CABLE DE GUARDA	62
FIGURA 1.21 – DISTRIBUCIÓN DE CORRIENTE DE FALLA.....	63
FIGURA 1.22 – LÍNEA ELÉCTRICA 34,5 KV. DETALLE DE ELEVACIÓN.	65
FIGURA 1.23– DISPOSICIÓN DE REDES DE TIERRA EN EL SUELO	67
FIGURA 1.24 – CIRCUITO EQUIVALENTE DE SEPT DISPUESTOS EN UN ÁREA DEFINIDA.....	67
FIGURA 1.25 – DISPOSICIÓN FÍSICA DE INTERCONEXIÓN DE REDES DE TIERRA	71

FIGURA 1.26 – MODELO DE INTERCONEXIÓN DE REDES DE TIERRA	71
FIGURA. 2.1.- CONEXIÓN SÓLIDA A TIERRA DEL NEUTRO EN CADA FUENTE	77
FIGURA.2.2.- CONEXIÓN A TIERRA DEL NEUTRO MEDIANTE IMPEDANCIA EN CADA FUENTE	77
FIGURA 2.3.- FUENTES MÚLTIPLES - CONEXIÓN SÓLIDA A TIERRA DEL NEUTRO MEDIANTE PUNTO COMÚN.....	78
FIGURA. 2.4.- FUENTES MÚLTIPLES - CONEXIÓN A TIERRA DEL NEUTRO MEDIANTE IMPEDANCIA Y PUNTO COMÚN.....	78
FIGURA 2.5.- MODELACIÓN DE ELECTRODOS VERTICALES DE TIERRA.....	107
FIGURA 2.6.- MODELO DE ELECTRODO HORIZONTAL	108
FIGURA 2.7.- IMPLANTACIÓN DE UN SISTEMA SIMPLE DE TIERRA DE REFERENCIA ..	113
FIGURA 2.8.- INTERCONEXIÓN DE SISTEMAS Y EQUIPOS SENSIBLES MEDIANTE EL CONCEPTO DE PUNTO ÚNICO – CUMPLE CON CEN- ART 250.....	114
FIGURA 2.10.- INTERCONEXIÓN DE SISTEMAS Y EQUIPOS SENSIBLES A LA RED DE TIERRA DE POTENCIA	116
FIGURA 2.11.- ARREGLO TÍPICO DE ANILLOS DE TIERRA, INTERIOR Y EXTERIOR EN UNA INSTALACIÓN DE TELECOMUNICACIONES.....	117
FIGURA 2.12.-ESQUEMA DE BARRA PRINCIPAL DE TIERRA – MGB	119
FIGURA 2.13.-DISPOSICIÓN EN SITIO DE BARRA MAESTRA MGB	119
FIGURA 2.15.-CONEXIONES A TIERRA EN UN SITIO DE TELECOMUNICACIONES- ARREGLOS EXTERNOS.....	121
FIGURA. 6.1.- PLANTA DE INYECCIÓN DE AGUA SALADA - DISPOSICIÓN GENERAL DE INSTALACIONES.....	125
FIGURA. 6.2.- PLANTA DE INYECCIÓN DE AGUA SALADA – ESQUEMA UNIFILAR SIMPLIFICADO.....	127
TABLA 6.1.- SEPARACIÓN (M) ENTRE INSTALACIONES PRINCIPALES DE PLANTA DE INYECCIÓN DE AGUA SALADA.	128
FIGURA. 6.3.- PLANTA DE INYECCIÓN DE AGUA SALADA – ESQUEMA UNIFILAR FUTURO.....	132
TABLA 6.2. CASO A. CORRIENTES MÁXIMAS DE FALLA A TIERRA.....	133
TABLA 6.3. CASO B. CORRIENTES MÁXIMAS DE FALLA A TIERRA.....	134
TABLA 6.4 MEDICIONES DE RESISTIVIDAD DEL SUELO.....	135
FIGURA 6.4.-GRÁFICA DE RESISTIVIDAD APARENTE MEDIDA.....	135
TABLA 6.5. MODELO EQUIVALENTE DE SUELO.	137

FIGURA 6.5.- GRÁFICA DE RESISTIVIDAD APARENTE MEDIDA Y CALCULADA.	138
FIGURA. 6.6.-PLANTA DE INYECCIÓN DE AGUA SALADA – DISEÑO INICIAL DEL SISTEMA DE PUESTA A TIERRA.	139
FIGURA 6.7.-LAY-OUT DE VERIFICACIÓN DE CONTINUIDAD ELÉCTRICA DE LA RED DE TIERRA EXISTENTE.	141
TABLA 6.6. RESULTADOS DE LA MEDICIÓN DE CONTINUIDAD ELÉCTRICA.	142
FIGURA 6.8 – VISTA DE LAS ÁREAS DE LA PLANTA.....	143
FIGURA 6.9 – CASA DE GENERADORES.....	143
FIGURA 6.10 – SALA ELÉCTRICA.....	144
FIGURA 6.11 – CASA DE BOMBAS DE INYECCIÓN.....	144
FIGURA. 6.12 – DETALLE DE RED DE TIERRA.....	145
FIGURA 6.13. – TRANSFORMADOR DE 1000 KVA	145
FIGURA 6.14. – DETALLE DE CONEXIÓN A TIERRA DE TRANSFORMADOR 1000 KVA ...	146
FIGURA 6.15. SALA DE BOMBAS - GRÁFICA DE RESISTENCIA MEDIDA.....	147
FIGURA 6.16. CASA DE GENERADORES - GRÁFICA DE RESISTENCIA MEDIDA.	148
FIGURA 6.17 –RESULTADOS DE POTENCIALES DE TOQUE Y DE PASO – FALLA 1000 A, 60 HZ.....	150
FIGURA 6.18 –PERFIL DE VOLTAJES DE TOQUE EN LA MALLA DE PLANTA – FALLA 1000 A -.....	151
FIGURA 6.19 –PERFIL DE VOLTAJES DE PASO EN LA MALLA DE PLANTA – FALLA 1000 A-.....	151
FIGURA. 6.20. RESULTADOS DE POTENCIALES.....	152
FIGURA 6.21 – PERFIL DE POTENCIALES DE TOQUE.....	153
FIGURA 6.22 – PERFIL DE POTENCIALES DE PASO	153
FIGURA 6.23.- DISTRIBUCIÓN DE CORRIENTE DE FALLA.....	155
FIGURA 6.24.- LÍNEA ELÉCTRICA 34,5 KV. DETALLE DE ELEVACIÓN.....	156
FIGURA. 6.25.-DIAGRAMA DE ESCALERA PARA DISPOSICIÓN BÁSICA DE INTERCONEXIÓN DE LOS SUBSISTEMAS DE TIERRA.....	159
FIGURA 6.26.-ARREGLOS DE INTERCONEXIÓN DE SUBSISTEMAS DE TIERRA EN PLANTA DE INYECCIÓN DE AGUA SALADA.....	160
FIGURA 6.27.-MODELO DEL SISTEMA DE TIERRA.....	163
FIGURA 6.28.-CONJUNTO SISTEMA DE TIERRA INTERCONEXIONES + SALA DE BOMBAS	165

FIGURA 6.29 –RESULTADOS DE LOS POTENCIALES EN RED COMBINADA	
CONTRAPESOS+SALA DE BOMBAS	166
FIGURA 6.30 –PERFIL DE POTENCIAL DE PASO EN RED COMBINADA CONTRAPESOS +	
SALA DE BOMBAS	166
FIGURA 6.31 –PERFIL DE POTENCIAL DE TOQUE EN RED COMBINADA	
CONTRAPESOS + SALA DE BOMBAS	167
FIGURA 6.32.-SISTEMA DE TIERRA CASA DE GENERADORES + SALA ELÉCTRICA	167
FIGURA 6.33.–RESULTADOS DE LOS POTENCIALES EN RED COMBINADA	
CONTRAPESOS + SALA DE BOMBAS	168
FIGURA 6.34.–PERFIL DE POTENCIAL DE PASO EN RED CASA DE GENERADORES	
+ SALA ELÉCTRICA	168
FIGURA 6.35.–PERFIL DE POTENCIAL DE TOQUE EN RED CASA DE GENERADORES	
+SALA ELÉCTRICA	169
FIGURA 6.36.–RECONFIGURACIÓN DE RED DE TIERRA DE CASA DE BOMBAS	
+ PATIO DE TANQUES.....	171
FIGURA 6.37 –RESULTADOS DE POTENCIALES DE TOQUE Y DE PASO EN LA RED	
RECONFIGURADA DE CASA DE BOMBAS + PATIO DE TANQUES.....	172
FIGURA 6.38 –PERFIL DE POTENCIAL DE PASO OBTENIDO EN LA RED	
RECONFIGURADA	172
FIGURA 6.39.–PERFIL DE POTENCIAL DE TOQUE OBTENIDO EN LA RED	
RECONFIGURADA	173
FIGURA 6.40.–SISTEMA INTEGRAL DE TIERRA DE LA PLANTA –	
CONFIGURACIÓN FINAL.....	174
FIGURA 6.41 –RESULTADOS DE POTENCIAL EN EL SISTEMA INTEGRAL DE TIERRA	
DE LA PLANTA – CONFIGURACIÓN FINAL.....	174
FIGURA 6.42 –PERFIL DE POTENCIALES DE PASO EN SISTEMA INTEGRAL DE	
TIERRA DE LA PLANTA – CONFIGURACIÓN FINAL	175
FIGURA 6.43.–PERFIL DE POTENCIALES DE TOQUE EN SISTEMA INTEGRAL DE	
TIERRA DE LA PLANTA – CONFIGURACIÓN FINAL	176

INTRODUCCIÓN

La conexión a tierra de un sistema eléctrico es una decisión que deben encarar muchas veces los ingenieros encargados del diseño, planificación, modificaciones u operaciones de los sistemas de distribución eléctrica ó sistemas eléctricos industriales.

Las características del electrodo de tierra y el método de conexión a tierra tienen un efecto significativo en la magnitud de los voltajes fase a tierra que pueden producirse bajo condiciones de régimen permanente y de condiciones transitorias.

En sistemas eléctricos no conectados a tierra, los efectos de fallas a tierra se traducen en sobrevoltajes severos que reducen la vida útil del aislamiento y en consecuencia la del equipo. La experiencia práctica ha demostrado que el uso de sistemas eléctricos conectados a tierra presenta significativas ventajas técnico-económicas, debido a que permite controlar de manera efectiva las sobretensiones causadas por fallas a tierra en el sistema eléctrico, lo cual se traduce en la posibilidad de usar aislamiento reducido en los equipos, aspecto que a su vez reduce los costos de inversión inicial. Por otro lado, al existir un elemento de conexión a tierra que contribuye en el control del número y magnitud de las sobretensiones en el sistema, también se contribuye en el alargamiento de la vida útil de los equipos.

El uso de sistemas eléctricos conectados a tierra generalmente lleva asociada la presencia de altas corrientes como consecuencia de fallas a tierra. La circulación de elevadas corrientes a tierra conlleva al desarrollo de altos gradientes de potencial eléctrico a través de la superficie del suelo como resultado de la resistencia del suelo. En términos prácticos, esto tiene como consecuencia el desarrollo de voltajes de toque, paso y transferido que pueden resultar peligrosos a las personas, sistemas o equipos y su presencia puede ser el resultado de una falla, de un efecto inductivo o de ambos.

La concepción filosófica básica de un sistema de puesta a tierra tiene características operativas tales como:

- Seguridad: Capacidad para proteger la integridad física de las personas, equipos e instalaciones del efecto de las diferencias de potencial (voltajes de toque y de paso) y de las sobrecorrientes producto de fallas a tierras.
- Servir como referencia operativa para equipos, principalmente en equipos y sistemas electrónicos.
- Conducir y drenar a tierra, de manera segura, las sobrecorrientes de tipo impulsos producidos por impacto de descargas atmosféricas en o cerca de las instalaciones.

Es evidente que el término “puesta a tierra” es de importancia fundamental para la seguridad de personas e instalaciones, para la operación apropiada de equipos y sistemas. Sobre el tema existe suficiente información técnica y normativa que describe en forma apropiada los conceptos de puesta a tierra, sin embargo, el término y sus implicaciones es poco entendido y en muchos casos mal concebido y aplicado. Estas deficiencias conceptuales y errores de aplicación es, en forma general, la causa raíz de la falta de efectividad operacional de los sistemas de puesta a tierra y como consecuencia la razón principal de pérdidas y daños en equipos e instalaciones, así como la persistencia de condiciones inseguras a las personas en las instalaciones.

La concepción de sistemas de puesta a tierra en este tipo de instalaciones requiere un amplio manejo de los conceptos básicos, conocer y manejar, en forma detallada, las prácticas normativas nacionales, internacionales y las propias de las empresas.

Como características específicas encontradas en los sistemas de tierra que sirven plantas industriales tenemos:

- En la mayoría de los casos no presentan una geometría y topología uniforme. Disponen de múltiples interconexiones y caminos de retorno, tales como cables de guarda, interconexiones entre subsistemas remotos, a través de conductores tipo contrapesos, electrodos, pantallas de cables, tuberías metálicas, estructuras de acero, etc; los cuales tienen un efecto importante como divisores de la corriente de falla a tierra y en

consecuencia influyen de manera muy importante en la condición operativa de la red de tierra de la instalación. La necesidad de evaluar sistemas de electrodos de tierra con geometrías no típicas toma mas importancia en el caso de sistemas industriales debido a que, las expansiones y crecimientos continuos de las plantas conducen a disponer de mayores limitaciones físicas para la implantación de las nuevas instalaciones, incluyendo los sistemas de electrodos de tierra. La solución en muchos casos conduce a aplicar técnicas no convencionales para la implantación de los electrodos de tierra, como lo son el uso de las llamadas tierras químicas o en el caso de usar técnicas convencionales la solución implica el uso de geometrías no típicas.

- Estan expuestos a modificaciones, intencionales o no, debido a que en muchos casos se produce expansión del área industrial, el cual encuentra en su camino la red de tierra de la instalación. En las plantas industriales los sistemas eléctricos presentan características dinámicas, tales como cambios de fuentes de alimentación, aumentos de tamaños en los transformadores que sirven distintas áreas, modificaciones de los medios de conexión de neutro a tierra, ampliaciones de la planta física de las instalaciones, que afectan las prestaciones operativas fundamentales de los sistemas de puesta a tierra, las cuales bajo cualquier circunstancia operacional del sistema eléctrico de potencia, incluyendo fallas a tierra, deben asegurar la protección a la integridad física de las personas y las instalaciones, así como la apropiada operación de los sistemas y equipos de protección eléctrica.
- Los cambios en las condiciones originales de la planta generalmente conduce a que ocurran alteraciones en la configuración geométrica del sistema de electrodos de tierra, con ello es posible pasar de una configuración del tipo malla reticulada cuadrada ó rectangular a sistemas de electrodos con configuraciones distintas, o a disposiciones no típicas en la implantación de los sistemas eléctricos, como es el caso de subestaciones instaladas en áreas elevadas del suelo, las cuales son conectadas a tierra a través de sistemas de electrodos de tipo remotos. También los cambios de la alimentación eléctrica de la planta, tal como sería la desconexión de una línea eléctrica la cual dispone de cable de guarda y su reemplazo por una alimentación de la planta mediante cable aislado, puede alterar el diseño

original del sistema de electrodos de conexión a tierra y puede disponer condiciones inseguras. Un cambio de acometida pasando de alimentación mediante cables a una nueva alimentación mediante línea aérea con cable de guarda, puede originar condiciones de sobrediseño de la red de tierra.

- La gestión de evaluación y mantenimiento es deficiente en la mayoría de los casos. Esta situación compromete la condición operativa de los sistemas de tierra industriales y establecen condiciones de riesgo a las personas e instalaciones en las plantas.
- Existe limitación documental y normativa en relación a la evaluación, diseño y reconfiguración de sistemas de tierra industriales. Documentos clásicos de diseño, tales como el IEEE-80, enfocan sus metodologías de analisis a sistemas de tierra que presentan configuraciones específicas de forma rectangular u otras específicas. Sin embargo este documento tiene aplicaciones limitadas para otras configuraciones. Los sistemas de tierra en áreas industriales disponen de configuraciones geométricas en la mayoría de los casos distintos a las configuraciones clásicas establecidas por el IEEE-80 y en consecuencia las técnicas de evaluación se tornan complejas, ya que el enfoque teórico se basa en la teoría de imágenes de Maxweld lo cual requiere, en la mayoría de los casos, aplicación de herramientas computacionales específicas. Por otro lado la presencia de múltiples interconexiones en la planta, establecen divisores de corriente los cuales requieren analisis. Las herramientas de computación de uso normal para el diseño de redes de tierra presentan limitaciones en el cálculo de los divisores de corriente. Debido a estas limitaciones la metodología de analisis implica el cálculo previo de los divisores de corriente y los resultados deben ser incorporados como factores requeridos por las herramientas de cálculo. Las metodologías de analisis de los divisores de corriente en el presente trabajo se basó en la aplicacion de papers [20][22]. Los papers, usados como base para determinar el factor divisor de corriente, presentan metodologías de cálculo consideradas en el contenido de documentos normativos de amplia aceptación como es el IEEE-80, [5]. En el presente trabajo, el analisis de las redes de tierra se realizó usando el módulo de tierra del software comercial ETAP, versión 4.0. Esta herramienta dispone de la facilidad de analisis mediante teoría de imágenes y basa el desarrollo matemático en la aplicación de elementos finitos.

Entre los aspectos fundamentales del diseño de los sistemas electrodos de tierra, los cuales muchas veces se transforman en los puntos débiles se tienen:

- Confiabilidad del modelo de suelo a usarse
- Estimación del factor de división de corriente
- Geometría del sistema de electrodos de tierra.

Disponer del mejor modelo posible del suelo es un aspecto clave de diseño. En la medida de lo posible el diseñador debe hacer esfuerzos por aplicar modelos de dos capas o superior. La razón de aplicar modelos de suelos no uniformes se fundamenta en el hecho de que las tomas de datos de resistividad del suelo demuestran, en forma consistente, que en la generalidad de los casos los suelos tienen comportamientos bi ó multiestratificados. En el diseño del sistema de tierra en plantas industriales es normal encontrar que se aplican las siguientes consideraciones y fundamentos del diseño:

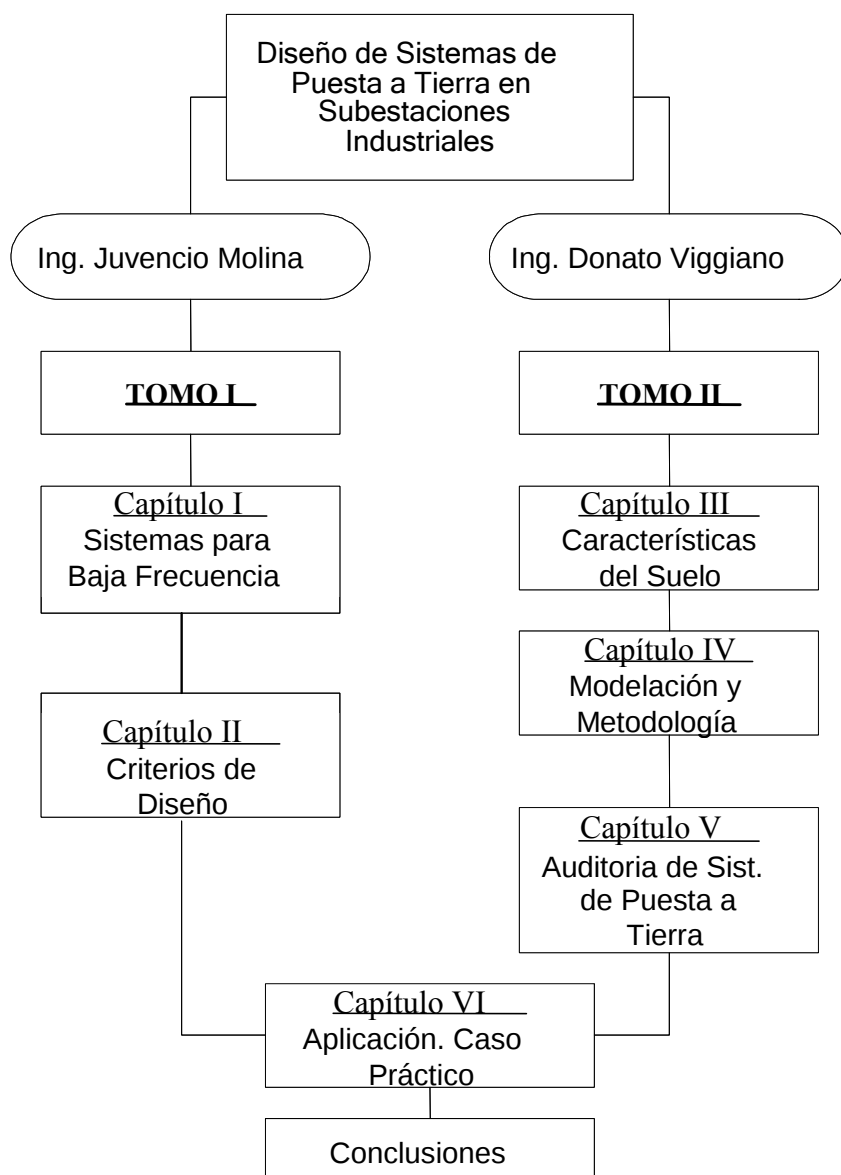
- Suelo con resistividad uniforme
- Ningún factor de diversidad de la corriente de falla.

Estas consideraciones tienen como consecuencia el sobrediseño de los sistemas de conexión a tierra ya que es sabido que, normalmente los suelos no presentan características de resistividad uniforme y en las plantas industriales existen múltiples caminos de interconexión, directos e indirectos, entre los distintos subsistemas que conforman la red de tierra de la instalación por lo cual en la práctica, efectivamente se producen distribuciones y divisiones en la circulación de las corrientes de falla inyectada al suelo, lo cual tiene impacto en la magnitud y distribución de los potenciales eléctricos generados en la instalación.

En el presente trabajo, se efectua la evaluación y reconfiguración del sistema de tierra de una planta de inyección de agua salada la cual maneja 120 Mbls de agua para inyección a yacimientos de petróleo. La planta, propiedad de una empresa transnacional, está ubicada en el Campo Oritupano, Municipio Aguasay, Edo, Monagas en Venezuela.

El trabajo está dividido en seis (06) capítulos, los cuales en forma documental son presentados en dos tomos los cuales están relacionados.

El tomo I es elaborado y presentado por el Ingeniero Juvencio Molina y el Tomo II por el Ingeniero Donato Viggiano. La distribución de los temas se muestra en figura siguiente.



El **Capítulo I** presenta un resumen de fundamentos conceptuales de los sistemas de puesta a tierra que permiten establecer la necesidad de conexión en sistemas industriales, determinada

por límites operacionales y condicionados principalmente por la seguridad a personas. Se presentan las bases conceptuales para determinar el modelo adecuado del sistema eléctrico para representar las condiciones de falla y la distribución de corriente a tierra. Se describe la metodología de análisis de distribución de corrientes de falla en líneas aéreas, (Con y sin cables de guarda) y la distribución de corrientes de falla en sistemas de tierra, conformado por subsistemas interconectados en forma subterránea [20][22].

El **Capítulo II** presenta una síntesis de los criterios de diseño para sistemas de tierra de baja frecuencia, (60 Hz) que han sido adoptados particularmente en la industria petrolera y petroquímica, incluyéndolos en algunos casos como parte de la normalización técnica interna de las empresas. Las plantas industriales disponen de varios subsistemas de tierra (Referencias de Señales para Sistemas de Control de Procesos y de Comunicaciones, Sistemas de Tierra Dedicados a Parardescargas atmosféricas, Sistemas de Tierra de Seguridad). Estos subsistemas requieren estar interconectados, debido a razones principalmente de seguridad, para disponer de un sistema de tierra de tipo equipotencial. [1][3][4][24][26]. Debido a que los subsistemas de tierra de señales y los dedicados a parardescargas atmosféricas manejan señales distintas y mayores de 60 Hz, se ha incluido una sección la cual realiza una introducción general a los requerimientos y practicas recomendadas definidas para regular el comportamiento de la red de puesta a tierra en sistemas de alta frecuencia, incorporando los conceptos básicos de arreglos, disposición de cableado e interconexión.

En el **Capítulo III** se analizan los parámetros que definen el comportamiento del suelo y las modelizaciones más frecuentes empleadas en los estudios de los sistemas de puesta a tierra. Se presenta el análisis y tratamiento de las mediciones de resistividad aparente para terrenos homogéneos y biestratificados. Se presenta la aplicación de métodos analíticos, ampliamente aceptados, para la estimación de los parámetros del suelo. Se realiza modelación biestratificada del suelo mediante el método gráfico descrito en IEEE-80, [5] y mediante el software Rho32 el cual permite efectuar análisis multiestrato del suelo.

En el **Capítulo IV** son introducidos métodos de cálculo de los potenciales en terrenos uniformes, y con dos estratos horizontales, aplicando metodología simplificada desarrollada en la Guía IEEE Std 80-2000 y el método de imágenes de Maxwell para redes de puesta a tierra complejas. A su vez, se describe formulación adoptada para establecer un modelo simplificado de distribución de corriente de falla en líneas aéreas con conductor de guarda, estimando la corriente efectiva para el diseño de sistema de puesta a tierra.

El **Capítulo V** trata el tema referente a la auditoria de los sistemas de puesta a tierra en aplicaciones industriales partiendo de la fase temprana de construcción, continuando con la comprobación inicial y registro histórico de la efectividad del sistema. Este Capítulo presenta la utilización de métodos de evaluación prácticos con resultados de precisión aceptable que permitan tomar decisiones rápidas y acertadas.

En el **Capítulo VI** se presenta un caso práctico aplicado en una instalación industrial de manejo de Hidrocarburos ubicada en el Campo Oritupano, Edo. Monagas, Venezuela, para establecer la mejor opción técnico-económica y de seguridad que permita al cliente (Empresa petrolera Transnacional) decidir las características y requerimientos del diseño del sistema de puesta en tierra. Se estudia la distribución de corriente y los potenciales en diferentes puntos de interés.

CAPÍTULO I - SISTEMAS DE PUESTA A TIERRA PARA BAJA FRECUENCIA

1.1.- Necesidad de Conexión a Tierra en 60 Hz

La conexión intencional a tierra de un sistema eléctrico depende de los puntos de vista de las partes involucradas las cuales pueden ser usuarios, empresas de suministro eléctrico y los organismos de regulación.

Estos puntos de vista, en tiempos modernos, están condicionados principalmente por las condiciones de seguridad a las que se encuentran expuestas las personas que están relacionadas, directa o indirectamente, con el sistema eléctrico a través de los equipos conectados a la red, las operaciones del sistema, usuarios u operadores de la red, etc.

También la necesidad de conexión a tierra es determinada por límites operacionales de las aplicaciones y servicios industriales, comerciales o residenciales servidos por la red, de manera que la operación normal de un sistema, sin fallas o perturbaciones, asegure ciertas características deseables tales como:

- Balance en los voltajes y corrientes
- Valores de voltaje por encima de un mínimo establecido
- Integridad térmica y mecánica de los componentes del sistema sujetos a circulación de corriente.
- Preservación del aislamiento eléctrico de equipos.

Los sistemas eléctricos siempre están conectados a tierra de alguna manera y ello es porque, en general, se sabe que la tierra (terreno) tiene propiedades conductivas de la electricidad y en presencia de un sistema eléctrico ocurren interacciones electromagnéticas directas o indirectas entre los cables, los conductores de la red eléctrica y el terreno circundante.

Las interacciones directas ocurren con conexiones intencionales entre el sistema eléctrico y el suelo, por ejm. un neutro conectado a tierra. Las indirectas a través de las capacitancias distribuidas a lo largo del aislamiento de los cables y el terreno, en un sistema en el cual el neutro no se encuentra conectado intencionalmente a tierra o mediante la inducción producto de la presencia de campos electromagnéticos.

La conexión a tierra de un sistema eléctrico es una decisión que debe ser encarada por muchos ingenieros responsables de planificar o modificar el sistema de distribución eléctrico de una planta. Aunque no se puede establecer a priori si la conexión intencional a tierra del neutro es lo adecuado para un sistema, en general es recomendable disponer de conexión a tierra de alguna forma porque existen reglas básicas, tales como la seguridad a las personas y las instalaciones, que deben ser consideradas por los diseñadores de la red eléctrica y al disponerse de algún sistema de conexión intencional a tierra en el sistema, operacionalmente, existen mayores facilidades para:

- Efectuar detección y despeje de fallas eléctricas a tierra
- Controlar sobretensiones en la red eléctrica

1.2.- Tipos de Conexión a Tierra de Neutro en Sistemas Industriales

La conexión intencional a tierra del sistema eléctrico permite controlar las sobretensiones en la red. Con ello también se disminuyen los esfuerzos dieléctricos en el aislamiento y se facilita estimar el comportamiento del sistema de aislamiento y su vida útil. Al disponerse de control de sobretensiones en la red eléctrica es posible reducir el riesgo de descarga eléctrica a las personas que de alguna manera pudieran entrar en contacto con los conductores energizados de la red.[4]

En las plantas industriales la clasificación común para el manejo de las conexiones intencionales a la red de tierra son las siguientes:[3]

- a.- Sistema Aislado de Tierra
- b.- Sistema con neutro Conectado a Tierra

Existen otros métodos de conexión a tierra los cuales no son muy comunes, tales como:

- c.- Delta con esquina Sólidamente conectada a Tierra
- d.- Medio de la fase de una delta trifásica (Center-Tap)

1.2.1 Sistema Aislado de Tierra

Cuando el sistema eléctrico de potencia opera normalmente sin existir conexión intencional a tierra, generalmente se le describe como sistema aislado de tierra.

La figura 1.1 muestra un ejemplo sistema aislado de tierra.

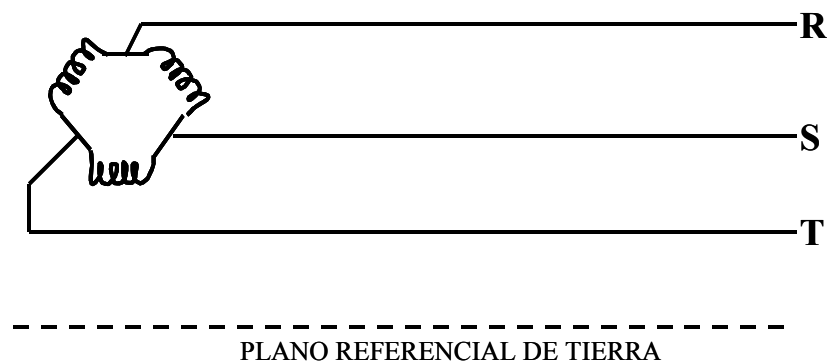
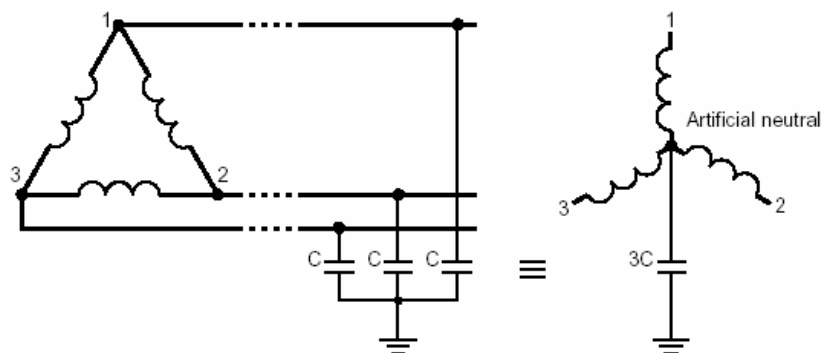


Figura 1.1 – Sistema Aislado de Tierra

El término aislado no es absoluto, debido a que en realidad existen caminos conductivos a tierra a través de las capacitancias distribuidas. Es un sistema de muy alta impedancia y las relaciones de voltajes entre el sistema eléctrico y la tierra son débiles y fácilmente distorsionables. Las capacitancias crean la conexión entre el neutro del sistema eléctrico y la tierra. [3]

En los sistemas con neutro aislado, el potencial de los distintos puntos del sistema respecto de tierra no está definido. En rigor, el sistema tiene cierta capacitancia respecto de los cuerpos que lo rodean, y en consecuencia el potencial quedará definido como una función del grado de acoplamiento capacitivo del sistema.



C: capacitancia distribuida entre el sistema eléctrico y tierra

Figura 1.2 – Caminos Conductivos en Sistemas Aislado de Tierra

Las capacitancias distribuidas tienen el efecto de crear un punto de neutro artificial tal como se muestra en la figura 1.2.

En condiciones normales si las cargas en el sistema eléctrico se encuentran balanceadas dentro de límites de tolerancia considerados normales ($\pm 10\%$) se considera que las capacitancias también se encuentran balanceadas y así el voltaje de fase a tierra es igual al voltaje de fase a neutro para cada fase.

La corriente de falla está limitada por las impedancias de las capacidades equivalentes, y eventualmente la resistencia de la falla. Esta corriente es prácticamente independiente del punto en que ocurre la falla.

En condición de operación normal la relación fasorial de los voltajes será tal como se muestra en la fig. 1.3.

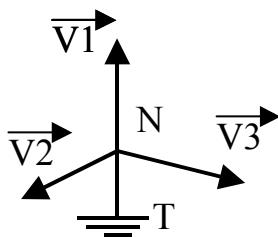


Figura 1.3 –Relación de Voltajes en Un Sistema Eléctrico Trifásico Equilibrado

$$|\overrightarrow{V_{1T}}| = |\overrightarrow{V_{2T}}| = |\overrightarrow{V_{3T}}| \quad (1.1)$$

Para el caso de una falla franca ($R_f: 0$) de aislamiento en una de las fases del sistema, ejm fase 1, el potencial de la fase fallada a tierra será mostrado como:

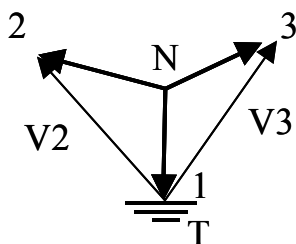


Figura 1.4 –Relación de Voltajes en Un Sistema Eléctrico Trifásico Aislado de Tierra en Condición de Falla a Tierra

La corriente de falla (I_f) será igual a la corriente de descarga capacitiva del sistema (I_c), expresada como:

$$\overrightarrow{I_f} = \overrightarrow{I_c} = \overrightarrow{I_{c2}} + \overrightarrow{I_{c3}} \quad (1.2)$$

Los voltajes se expresan como

$$\overrightarrow{V_{2T}} = \overrightarrow{V_1} + \overrightarrow{V_2} \quad (1.3)$$

$$\overrightarrow{V_{3T}} = \overrightarrow{V_1} + \overrightarrow{V_3} \quad (1.4)$$

La corriente en las fases sanas a tierra I_{c2} e I_{c3} representa la descarga capacitiva del sistema. Se expresan como:

$$I_{c2} = -jX_{bc} * V_2 \quad (1.5)$$

$$I_{c3} = -jX_{bc} * V_3 \quad (1.6)$$

$$X_c = \frac{1}{\omega C} \quad (1.7)$$

Donde;

$-jX_{bc}$: Susceptancia Capacitiva por fase

C: Capacitancia distribuida

ω : Frecuencia angular del sistema

La corriente total de falla se expresa como

$$\vec{I}_c = \vec{I}_f = j3X_{bc} * V_1 \quad (1.8)$$

Hay dos ventajas importantes que se atribuyen a los sistemas aislados de tierra cuando estos se encuentran en servicio:

- Ventaja Operacional:

En el caso de una primera falla a tierra en el sistema eléctrico, esta solo origina el flujo de una pequeña corriente de falla y así el sistema puede continuar operando con la falla presente, asegurandose de esta manera la continuidad del servicio.

- Ventaja Económica:

Cuando el sistema es dimensionado apropiadamente para operar en forma aislada de tierra, pero no dispone de sistemas de detección y despeje de fallas a tierra, generalmente no se

incurre en grandes costos para incorporar equipamientos de tierra o reconvertirlo en un sistema conectado a tierra. Un sistema definido originalmente como aislado de tierra y reconvertido en uno conectado a tierra, dispone de sistema de detección de fallas a tierra y de caminos de retorno de fallas a tierra implementado con equipos tales como, transformadores en conexión Zig-Zag o transformadores con conexión Δ -Y con neutro conectado a tierra mediante resistencia o reactancia.

Como desventajas del sistema con neutro aislado se tienen:

- Al ocurrir una falla a tierra se produce desbalance de tensión de fase y sobretensiones que pueden llegar a ser del orden de hasta el 173% V_{nominal} en las fases no falladas de la red. En caso de existir una impedancia de contacto en el punto de falla o una falla de tipo intermitente, un sistema con neutro aislado estará sujeto a severos sobrevoltajes de hasta 5 veces el voltaje nominal debido a los acoplamientos capacitivos a tierra.[3]. Estas sobretensiones generan esfuerzos dieléctricos adicionales en el aislamiento afectando su vida útil e imponen condiciones inseguras a las personas y potenciales fallas de aislamiento a los equipos y sistemas.
- En un sistema con neutro aislado, la aparición de una falla no afecta la operación, pero pone al sistema en una condición muy riesgosa, ya que una segunda falla creará una condición de cortocircuito bifásico, con corriente de falla elevada y que puede afectar distintas líneas. El tiempo de funcionamiento de un sistema con neutro aislado en condiciones de falla debe ser limitado, para minimizar riesgos.
- La detección de fallas a tierra en sistemas con neutro aislado requiere disponer de equipos costosos los cuales, en general, presentan complejidad de mediana a alta para implementar sus funciones. Debido a estos inconvenientes, en muchos casos en sistemas eléctricos aislados de tierra, no se dispone de medios de detección de falla monofásica a tierra y el sistema opera en condición insegura hasta que se presenta la segunda falla a tierra. En este caso la operación de las protecciones no asegura la selectividad, debido a que la falla puede ocurrir en cualquier parte del sistema.

En la práctica las desventajas de los sistemas con neutro aislado son tales, que sólo se utilizan en redes de distribución de pequeña magnitud.

La utilización apropiada de este sistema debe incluir:

- a. Disponer de alarma de falla.
- b. No funcionar en falla más de cierto tiempo.
- c. Tener redes de puestas a tierra de seguridad bien diseñadas, instaladas y mantenidas de manera que en caso de fallas mantengan en valores seguros los voltajes de toque, paso y transferidos.
- d. Disponer de sistemas y medios de detección y localización de las fallas a tierra en el sistema.

Existen varias formas de detectar fallas a tierra en sistemas aislados: Lámparas de secuencia, por desbalance de tensiones o mediante reles direccionales de tierra de alta sensibilidad, son algunas de las técnicas aplicadas. Los aspectos de definir la selectividad de las protecciones y localizar el punto de ocurrencia de la falla siempre representan dificultades.

1.2.2 Sistema con Neutro Conectado a Tierra

En Venezuela la norma COVENIN 200, sección 250, [1] rige los requerimientos generales de conexión y puesta a tierra de las instalaciones eléctricas. Estos requerimientos están orientados a la preservación de la integridad física de las personas y las instalaciones, pero no necesariamente su implementación va a definir una mejor condición operacional de la red eléctrica. Es responsabilidad del diseñador de los sistemas obtener el balance apropiado entre seguridad de la red eléctrica ante fallas a tierra y sus prestaciones operacionales.

De acuerdo a [1], la puesta a tierra de los sistemas y conductores de circuito se hace con el fin de limitar las tensiones debidas a descargas atmosféricas, fallas a tierra, sobretensiones transitorias de línea o contactos accidentales con líneas de alto voltaje, así como sostener la tensión en valores razonables durante condiciones normales de operación.

El sistema de puesta a tierra de los equipos de una instalación es conectado a un conductor puesto a tierra con el fin de proveer un camino de baja impedancia para corrientes de falla de tal forma que se facilite la operación de los dispositivos de protección contra sobrecorriente.

La conexión intencional del neutro a tierra puede realizarse por distintos métodos, a saber:

- 1.- Conexión de neutro a través de resistencia
- 2.- Conexión de neutro mediante reactancia
- 3.- Conexión a tierra resonante
- 4.- Conexión de neutro sólidamente a tierra

1.2.2.1 Conexión de Neutro a Través de Resistencia.

En esta configuración el neutro es conectado a la red de tierra a través de una o más resistencias.

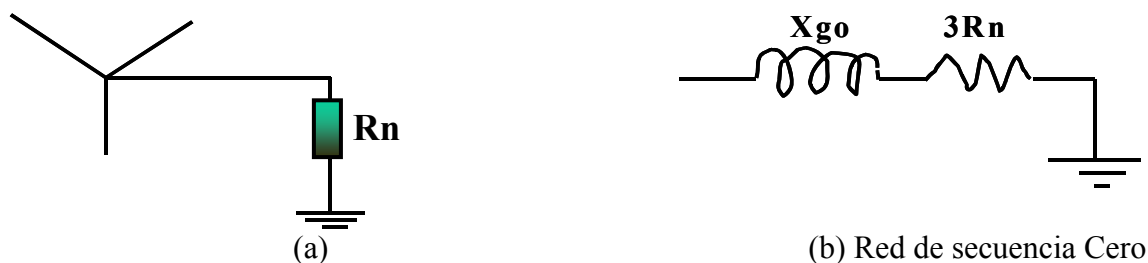


Figura 1.5 – Conexión de Neutro a Tierra a través de Resistencia

Las características principales de la conexión del neutro a tierra a través de una resistencia apropiadamente dimensionada, es que el sistema eléctrico dispone de medios de control para limitar las sobretensiones transitorias y en régimen permanente existirá un mejor balance de tensiones cuando se alimentan cargas monofásicas o desbalanceadas debido a que la corriente resultante del desbalance dispone de un camino de retorno hacia la fuente.

En sistemas eléctricos industriales hasta 15 kV los sobrevoltajes originados por fallas a tierra, según IEEE-142, [4], no alcanzarán valores críticos que comprometan la integridad del aislamiento si se cumple que el valor de la resistencia de secuencia cero de la red es mucho menor que la reactancia de secuencia cero:

$$R_0 \leq X_0, \quad (1.9)$$

Donde;

R_0 = Resistencia de secuencia cero del sistema, visto desde el punto de conexión del sistema a la red de tierra.

X_0 = Reactancia capacitiva del sistema a tierra

La resistencia de neutro puede ser definida para que actúe como un elemento limitador de las corrientes de falla a tierra a valores tan bajos como sea requerido y existen razones por las cuales es conveniente limitarlas:

- a) Para reducir los efectos que, en los equipos eléctricos, pueden producir los arcos y soldaduras originados por la alta magnitud de la corriente de falla a tierra.
- b) Para Reducir los riesgos de descarga eléctrica a las personas por voltajes de paso, de toque o transferidos, originados por corrientes errantes en caminos de retorno de falla.
- c) Para reducir los riesgos de quemaduras, causada por arcos eléctricos, en personas ubicadas cerca de los puntos de falla.
- d) Para reducir las perturbaciones momentáneas y las caídas de tensión producidas durante el tiempo de permanencia de la falla eléctrica.
- e) Para el caso del uso de alta resistencia, al momento de ocurrir la primera falla a tierra, se logra controlar las sobretensiones, de 60 Hz, en el sistema sin apertura o disparo del circuito fallado (Continuidad en el servicio)

El esquema de conexión a tierra a través de resistencia puede implementarse de dos formas: Alta o Baja resistencia.[3].

En términos prácticos se define **sistema de puesta a tierra a través de alta resistencia** cuando el nivel de la corriente de falla a tierra es de 10 A o menos y preferiblemente los sistemas se diseñan en el rango de 5 – 10 A.

Para asegurar el control sobretensiones a 60 Hz, en la red, la resistencia de neutro para un sistema de alta resistencia debe cumplir la relación

$$R \leq X_{co}, \text{ donde} \quad (1.10)$$

R = Resistencia intencional entre el neutro del sistema eléctrico y el electrodo de tierra

X_{co} = Reactancia total capacitiva del sistema a tierra

Experiencias prácticas muestran que la reactancia capacitiva del sistema no es fácil de determinar sin pruebas, lo cual es particularmente difícil de lograr en la fase de proyecto de una instalación.

Según la sección 7.2.2 de IEEE-141, [3], un sistema de alta resistencia no debe implementarse en sistemas de 15 kV y su aplicación debería limitarse a sistema de clase 5 kV o menos el cual disponga de un sistema de relés de tierra apropiados y que aseguren un rápido despeje de la falla.

Un **sistema conectado a tierra a través de baja resistencia** es cuando esta se dimensiona para que exista un valor de corriente de falla a tierra de 100 A o mayores. El rango usual de corriente de falla a tierra oscila entre 200 y 1000 A y el valor típico, según [3] y [4], de la corriente de falla es de 400 A.

Ambos métodos de conexión son diseñados para controlar las sobretensiones transitorias a valores no mayores del 250% del valor nominal [4], sin embargo, en el método de alta resistencia típicamente no se realiza el despeje inmediato de la primera falla a tierra debido a que la corriente circulante de falla no es mayor de 10 A.

Los típicos esquemas de protección de fallas en sistemas de alta resistencia incorporan detección y alarma de la falla antes de definirse el disparo del circuito fallado. El sistema de baja resistencia tiene la ventaja de ser un esquema que permite el despeje inmediato y selectivo del circuito fallado y su implantación es muy económica debido a que los esquemas de protecciones requeridas son simples.

1.2.2.2 Conexión de Neutro Mediante Reactancia.

Se conoce de esta manera al esquema en el cual el sistema eléctrico se conecta a tierra mediante la inserción de una reactancia entre el punto neutro del sistema eléctrico y la red de puesta a tierra.

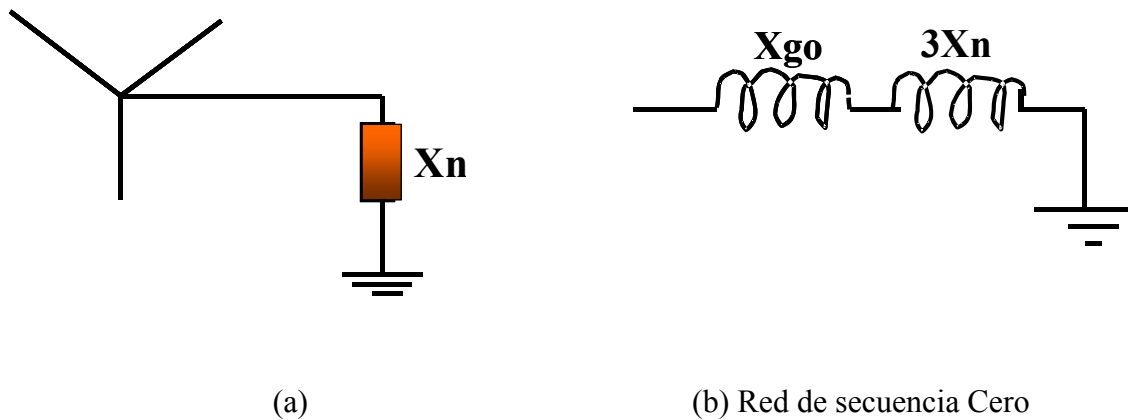


Figura 1.6 – Conexión de Neutro a Tierra a Través de Reactancia

La corriente de falla a tierra que puede fluir es función de la reactancia de neutro del sistema, sin embargo la magnitud de la corriente que circula es la que define el grado de conexión a tierra del sistema.

De acuerdo a [4], para lograr el control de sobretensiones en sistemas conectados a tierra mediante reactancia, la corriente de falla a tierra deberá ser al menos el 25% y preferiblemente el 60% del valor de corriente de falla trifásica

Debe cumplirse que el valor de la reactancia de secuencia cero (X_o) a la reactancia de secuencia positiva (X_1) del sistema debe ser:

$$X_o \leq 10X_1 \quad (1.11)$$

Los elementos anteriores muestran que el valor de la corriente de falla requerida para la operación satisfactoria de un sistema conectado a tierra mediante reactancia es mayor que el requerido por un sistema conectado a tierra mediante resistencias, lo cual implica que en caso de plantearse comparaciones entre los sistemas, estas no son válidas y por ello no es posible realizar un intercambio de resistencia por reactancia.

1.2.2.3 Conexión de Neutro Resonante.

Un método de puesta a tierra que tiene las ventajas del neutro aislado, pero no presenta sus inconvenientes es el sistema de conexión con neutro resonante.

El sistema consiste en la conexión entre el neutro del sistema y la red de tierra de una reactancia sintonizada, especialmente definida, con un relativamente alto valor óhmico. En términos generales la reactancia se conoce como **bobina Peterson.**

El criterio de sintonía de la reactancia es el de ajustarla al valor de la corriente de carga capacitiva del sistema y con ello se logra obtener un control de la corriente de falla a tierra la cual resulta de tipo resistiva y de baja magnitud.

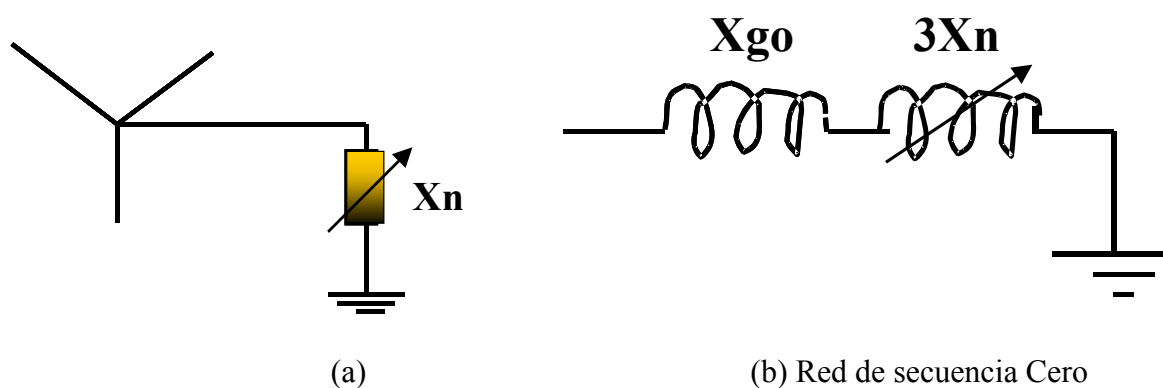


Figura 1.7 – Conexión de Neutro Resonante

La corriente de neutro se encuentra en fase con la tensión línea-neutro y con ello la tensión y corriente de secuencia cero se encuentran en fase.

Este método de conexión a tierra se aplica principalmente en sistemas mayores de 15 kV con disposiciones de líneas aéreas de transmisión o de distribución. Una característica importante del sistema es que, en caso de fallas intermitentes la reactancia de la bobina neutraliza la corriente capacitiva de la falla recurrente y si esta ocurre a través del aire, tal como un flashover de aisladores, es posible lograr la extinción del arco. Como prácticamente el 80 % de las fallas son monofásicas, si estas no son fallas permanentes, en un gran porcentaje se autoextinguirán.

Si la capacitancia del sistema varía, porque varía la configuración o la extensión de la red, la bobina deberá sintonizarse. Los límites de aplicación del sistema están fijados por las posibilidades de sintonización, de potencia del reactor, de extensión de la red y del valor de la tensión.

1.2.2.4 Conexión de Neutro Sólidamente a Tierra.

En este caso el neutro del sistema es conectado de manera directa y sólidamente al sistema de electrodos de tierra de la planta o subestación.

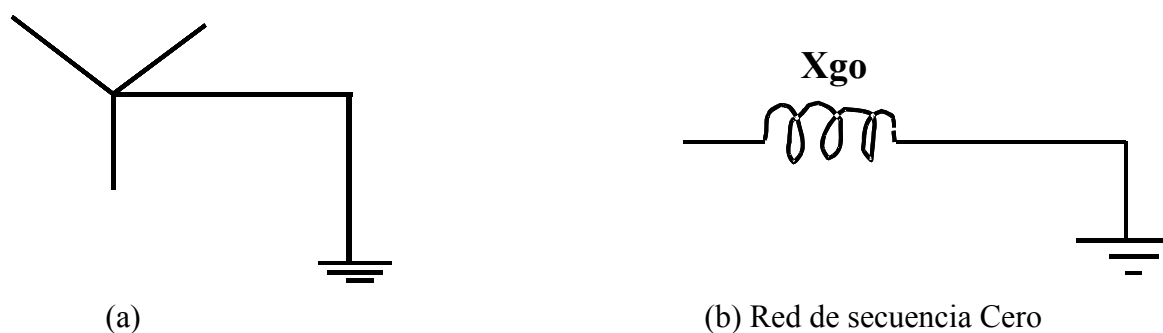


Figura 1.8 – Conexión de Neutro Sólidamente a Tierra

De acuerdo a [4] se considera que un sistema es sólidamente conectado a tierra cuando la corriente de falla a tierra está en el orden del 60% de la corriente de falla trifásica. En términos de resistencias y reactancias se considera que un sistema es sólidamente conectado a tierra cuando se cumple;

$$R_o \leq X_1 \quad (1.12)$$

$$X_o \leq 3X_1, \quad (1.13)$$

Donde;

R_o = Resistencia de secuencia cero

X_o = Reactancia de secuencia cero

X_1 = Reactancia de secuencia positiva

Las corrientes de falla dependen del sistema y del punto en el cual ocurra y su magnitud generalmente es elevada. Debido a ello, la falla debe ser despejada en el menor tiempo posible y el circuito asociado ser desenergizado.

El uso del sistema sólidamente conectado a tierra tiene como beneficios que, típicamente, en sistemas industriales no existen problemas de sobretensiones transitorias debido a que la magnitud de la impedancia de secuencia cero generalmente es mucho menor que el valor de la impedancia de secuencia positiva de la red lo cual asegura el control de las sobretensiones a valores seguros para el sistema de aislamiento.

.

En razón a la ausencia de impedancia entre el neutro del sistema y la red de tierra, generalmente el único valor de impedancia de secuencia cero es el visto por el sistema desde el punto de conexión a la red de tierra (falla).

En [4] se citan casos en los cuales puede ocurrir que la impedancia de secuencia cero sea mayor que la de secuencia positiva, tal como un sistema eléctrico alimentado desde varios generadores o transformadores en paralelo. En este caso, si alguno de los neutros está

conectado a tierra, es posible que la impedancia de secuencia cero resulte mayor o igual que la de secuencia positiva ($X_0 \geq X_1$).

La misma situación puede ocurrir cuando se alimentan instalaciones remotas a través de una línea aérea sin cable de guarda o sin camino metálico de retorno de las corrientes de tierra. En este caso, el retorno de las corrientes de falla a tierra se realiza por el terreno y aunque se disponga de conexión a tierra en la fuente y en las partes no conductivas de la carga, en el camino de retorno de la corriente de falla se encuentran las impedancias de los sistemas de electrodos en la fuente y en la carga. Este valor de impedancia de secuencia cero puede llegar a ser significativo.

Para asegurar los beneficios del sistema, como lo son despeje rápido y selectivo de fallas, así como el control efectivo de sobretensiones transitorias, es requerido determinar el grado de efectividad de la conexión a tierra. Este es uno de los aspectos críticos en la configuración de los sistemas con neutro sólidamente conectado a tierra. Para ello es importante determinar los efectos que sobre las magnitud de la corriente de falla imponen los caminos de retorno y los divisores de corriente creados por conexiones metálicas existentes entre el punto de falla y la fuente, tales como cables de guarda, pantallas y armaduras de cables, así como conduits y otras tuberías metálicas enterradas o superficiales existentes en la planta.

En general el grado de efectividad de la conexión a tierra es determinado por las expresiones (1.12) y (1.13).

1.2.3 Conclusiones Relativas a Tipos de Conexión a Tierra de Neutro en Sistemas Industriales

- A. En términos generales no existen limitaciones técnicas específicas las cuales condicionen el tipo de conexión del neutro a tierra para una instalación.

Sin embargo, a lo largo del tiempo, los criterios y las filosofías de diseño para los sistemas industriales han venido cambiando, pasándose del criterio “continuidad de servicio por encima de cualquier cosa” característico de sistemas con neutro aislado de tierra, usado en sistemas eléctricos industriales antiguos, al de “seguridad ante todo” el cual se logra fácilmente con los sistemas conectados a tierra.[1], [30].

Este cambio de filosofías ha sido influenciado, entre otras cosas, por factores tales como:

- A.1. Costos de aseguramiento de las instalaciones.
- A.2. Cambios en las legislaciones laborales y penales las cuales establecen persecución judicial y penal a los responsables de fallas y accidentes en la infraestructura industrial. En caso de accidentes con pérdidas de vidas humanas o afectaciones serias a la integridad físicas de los trabajadores, el evento (o eventos) es o son investigado(s) judicialmente por organismos jurisdiccionales efectuándose pesquisas criminales a través de organismos oficiales de administración de justicia, convirtiendo lo que antiguamente se consideraba un simple accidente de rutina en acciones judiciales que, en términos prácticos, han acarreado en muchos casos sanciones penales y pagos de altas indemnizaciones a los afectados.

Bajo estos patrones, documentos tales como [3], recomiendan las siguientes prácticas para la conexión a tierra del neutro.

- a. Sistemas usados para alimentar cargas monofásicas (Fase-Neutro) deberán ser conectados sólidamente a tierra, de acuerdo a lo previsto en [3] o en NFPA-70.

Los sistemas son:

- a.1. 120/240 V – Monofásico , 3 hilos
- a.2. 208Y/120 V , trifásico, 4 hilos
- a.3. 480Y/277 V – Trifásico, 4 hilos

b. Sistemas que pueden o deben ser conectados a tierra a través de resistencia son:

b.1. 480 V, Trifásico, 3 hilos

b.2. 480Y/ 277 V, Trifásico, 4 hilos sin cargas monofásicas

b.3. 600 V, Trifásico, 3 hilos

b.4. Clase 5000 V

2400 V, trifásico, 3 hilos

4160, Trifásico, 3 hilos

b.5. Clase 8000 V

6900 V, Trifásico, 3 hilos

b.6. Clase 15000 V

12000 V, Trifásico, 3 hilos, Y

12470 V, Trifásico, tres hilos, Y

13200 V, Trifásico, Tres hilos, Y

13800 V, Trifásico, 3 hilos, Y

Aunque en los sistemas conectados a tierra pueden existir riesgos de descarga eléctrica por altas corrientes de falla o de quemaduras por arcos, en general estos riesgos son limitados por la operación coordinada de las protecciones y por la inserción entre el neutro y el sistema de electrodos de tierra de resistencias limitadoras de fallas a tierra.

Algunas empresas alinean sus prácticas laborales con lo anterior y sus normativas internas así lo reflejan. Por ejm Petróleos de Venezuela (PDVSA) en su guía de diseño 90619.1.091 “**Puesta a Tierra y Protección Contra Sobretensiones**” [30] establece los siguientes criterios para la conexión a tierra del neutro del sistema eléctrico:

El método de puesta a tierra de los neutros de los sistemas industriales de potencia, dependerá de la tensión de operación según lo siguiente:

- a.- Hasta 1 000 V – Puesta a tierra efectiva.
 - b.- Entre 1 000 V y 34 500 V – Puesta a tierra con baja resistencia.
 - c.- Sobre 34 500 V – Puesta a tierra efectiva.
-
- Cuando existan cargas monofásicas, la puesta a tierra será efectiva.
 - El método en el caso de las líneas de distribución, subtransmisión y transmisión, externas a las plantas, será puesta a tierra efectiva, independientemente de la tensión de operación.
 - En los sistemas de distribución, subtransmisión y transmisión, se prefiere la puesta a tierra efectiva por dos razones básicas: bajo costo y facilidad para detectar la falla. Dado que estas líneas son generalmente largas, la magnitud de la corriente de falla a tierra es baja y la colocación de dispositivos limitadores de corriente en el neutro dificultaría su detección. Esto sería peligroso para las personas que se encuentran en el área de acción.
 - En sistemas industriales, las líneas son cortas y la magnitud de la corriente de falla es alta. En estos casos, es conveniente limitar la corriente de falla a tierra a fin de proteger a las personas y los equipos.
 - Cuando sea vital la continuidad de servicio, se podrá utilizar el método de alta resistencia, el cual tiene los beneficios de los sistemas aislados sin los problemas de sobretensiones transitorias causados por éstos.
 - Cuando se requiera continuidad de servicio en un proceso crítico, el neutro podrá ponerse a tierra a través de alta resistencia, pero sólo en sistemas con tensiones entre 480 V y 15 000 V y sin cargas monofásicas. En este caso, deben instalarse detectores de falla a tierra.
 - En el caso de generadores locales de 600 V o menos, podrá utilizarse el método de baja reactancia. A pesar de que el método de baja reactancia no es muy utilizado, podrá emplearse en los generadores de baja tensión a fin de reducir la corriente de falla a

tierra a un valor inferior a la trifásica. Esto permitirá proteger a los devanados. El valor de cortocircuito suministrado por el fabricante del generador se refiere a la capacidad de falla trifásica apornada (Este término significa que no hay resistencia en la falla como por ej., la resistencia del arco).

- Cuando se requiera alimentar cargas monofásicas de 120/240 V y se disponga de transformadores monofásicos o bancos trifásicos sin neutro pero con toma central accesible, podrá utilizarse el método del punto medio de la fase. En instalaciones nuevas, el método de puesta a tierra efectiva es más ventajoso a un costo igual o menor. El método del punto medio de la fase no debe utilizarse en tensiones superiores a 240 V.

En [9] se presenta un estudio detallado de las características principales de los métodos de conexión a tierra en sistemas de bajo voltaje. El resumen se muestra en la tabla 1.1

Tabla 1.1.- Características Comparativas de Conexión a Tierra de Neutro en Sistemas Eléctricos [9]

PROPIEDADES DEL SISTEMA	TIPO DE CONEXIÓN A TIERRA DEL SISTEMA		
	SÓLIDO	ALTA RESISTENCIA	 AISLADO DE TIERRA
Desconexión inmediata del Circuito ante ocurrencia de 1 ^{ra} Falla a Tierra	Si	No	No
Control de Sobretensiones Transitorias debido al arco por fallas a tierra	Si	Si	NO
Control de sobretensiones de régimen permanente	Si	No	No
Riesgo de arco a las personas durante falla a tierra	Severo	Esencialmente Cero	Esencialmente Cero
Daños a equipos por arcos eléctricos durante falla a tierra	Puede ser severo a menos que la falla sea despejada muy rápidamente	Usualmente menor, al menos que la falla sea removida con excesivo retardo y debido a la larga presencia origine otras fallas	Usualmente menor, pero sobrevoltajes transitorios pueden causar aumento de la falla o múltiples fallas de aislamiento
Riesgo de descarga eléctrica de fases no falladas a tierra, durante falla a tierra	Tensión Fase- Neutro	Moderado. Puede ser aproximadamente la tensión Fase-Fase	Máximo. Puede ser varias veces el voltaje Línea-Neutro
Riesgo de descarga eléctrica por conexión de carcasa del equipo a tierra durante falla interna de tipo sólida a tierra	Mínimo	Mínimo	Moderado
Detección de Fallas de Arco	Fallas de arco Fase-Fase ó Fase – Tierra fácilmente detectables especialmente con relé de falla a tierra. Pueden usarse dispositivos ópticos u otras tecnologías para acelerar la velocidad de despeje y limitar daños en el equipo.	Para fallas de arco Fase-Tierra son requeridos equipos de detección y de ubicación de la falla. Las fallas Fase-Fase son fácilmente detectables por dispositivos de protección contra sobrecorrientes al menos que la corriente de falla esté severamente limitada.	Para fallas de arco Fase-Tierra son requeridos equipos de detección y de ubicación de la falla. Las sobretensiones transitorias pueden causar fallas adicionales en el aislamiento. Las fallas Fase-Fase son fácilmente detectables por dispositivos de protección contra sobrecorrientes al menos que la corriente de falla esté severamente limitada
Disponibilidad de servicio Trifásico de cuatro Hilos	Si	No	No

1.3.- Riesgo Asociado a las Fallas Eléctricas a Tierra

1.3.1 General

En los sistemas eléctricos, industriales, comerciales y residenciales en Venezuela las consideraciones de diseño de la red deben tomar en cuenta, de manera obligatoria, no solamente los aspectos operacionales requeridos por la instalación. Adicional son de obligatorio cumplimiento los requerimientos de seguridad, para conexiones y puestas a tierra, previstas en el artículo 250 y relacionados de [1], de manera que durante la operación del sistema eléctrico, se asegure la integridad física de las personas e instalaciones expuestas al evento de falla a tierra.

La seguridad del sistema eléctrico ante fallas a tierra es afectada, en forma determinante, por la magnitud de la corriente de falla que circula por el sistema de electrodos de tierra, por la duración del evento, así como por los circuitos que actúan como retornos y como divisores de la corriente de falla.

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

- Potencia de cortocircuito a tierra del sistema eléctrico
- Conexiones de los transformadores
- Método de conexión a tierra del neutro
- Calidad de la interfase neutro del sistema eléctrico - sistema de electrodos de tierra
- Eficiencia operativa del sistema de electrodos de tierra para mantener en valores seguros los gradientes de potenciales de toque y de paso.

De manera detallada serán analizados los elementos que influyen en los riesgos de descarga eléctrica relacionados con el método de conexión a tierra del neutro.

1.3.2 Riesgo Asociado a Sistema Eléctrico Aislado de Tierra

En la fig 1.9 se representa el esquema general de una falla a tierra en un equipo eléctrico en el cual existe simultáneamente el contacto de una persona.

La fig 1.9 (a) muestra el camino de la corriente y la (b) muestra el esquema simplificado.

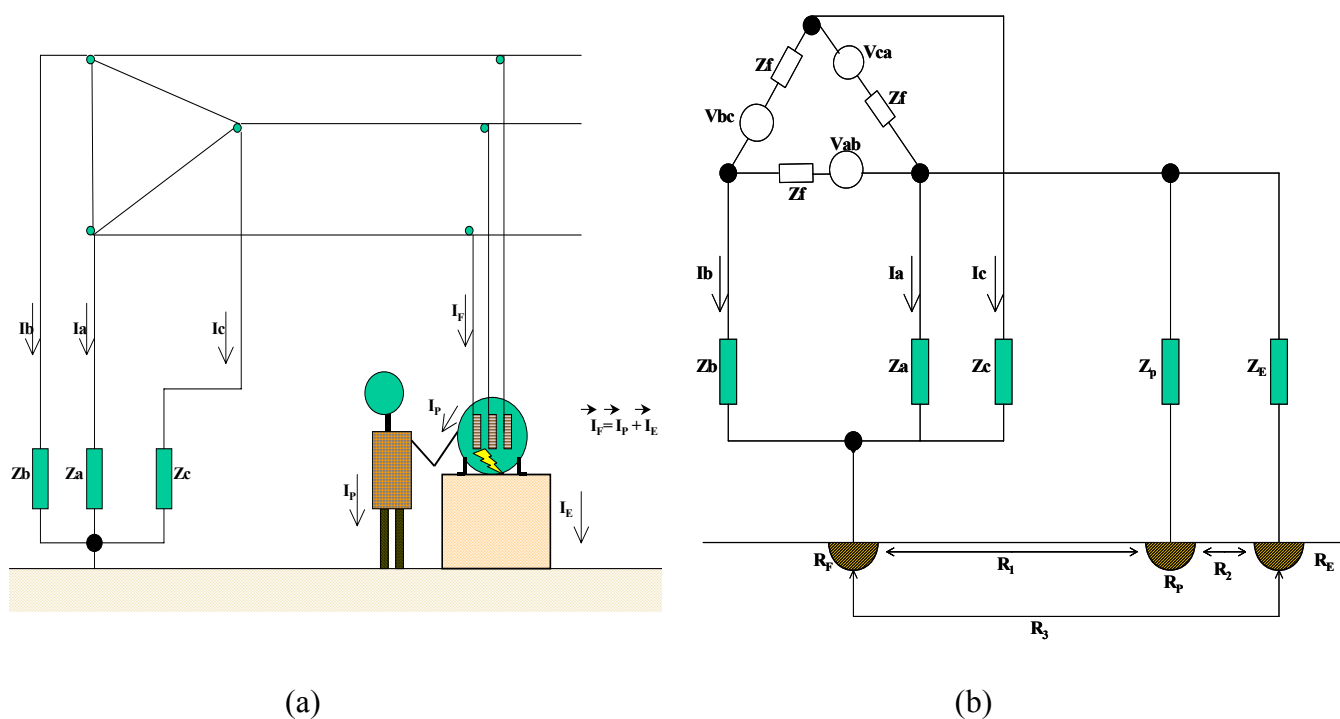


Figura 1.9 – Sistema Aislado de Tierra - Falla de una Fase a Tierra

El objetivo es evaluar el mecanismo de distribución de la corriente de falla principalmente sobre la persona y cuales son los parámetros que regulan el comportamiento de circulación de la corriente.

La corriente de falla que circulará a través del cuerpo de la persona se determina como:

$$I_p = \sqrt{3} \cdot K_p \cdot V \quad (1.14)$$

Donde;

I_p : Corriente de falla la cual circulará a través del cuerpo de la persona

V : Tensión entre fases del sistema eléctrico

K_p : Factor que considera todas las aproximaciones e impedancias que interactúan en el circuito.

Lista de variables:

Z_a, Z_b, Z_c : Impedancias Distribuidas del Sistema de Aislamiento. Para el análisis se asume

$$Z_a \approx Z_b \approx Z_c = Z$$

Z_F : Impedancia interna de la fuente

Z_P : Impedancia de la persona. Incluye la impedancia del cuerpo y la de contacto con el suelo y con el equipo.

Z_E : Impedancia a tierra del equipo, incluyendo la del pedestal de soporte

R_F, R_P, R_E : Resistencias de conexión a tierra de la fuente (del sistema eléctrico), de la persona y del soporte del equipo fallado

R_1, R_2, R_3 : Efecto resistivo mutuo entre Resistencias de conexión a tierra de fuente, persona y soporte de equipo fallado.

Nota: Para efectos de simplificación, en el dibujo y en la expresión (1.15) se asume:

$$R_1 = R_3 = 0$$

Aplicando análisis de circuitos mediante la contribución de cada fuente (superposición) y redes de dos puertos se obtiene la solución general para el factor K_p :

$$K_p := \frac{(Z_E + R_E - R_2)}{\left[Z_F + Z + (Z_F + 3Z) \cdot \frac{(R_F + R_2)}{Z} \right] \cdot (Z_E + R_E - R_2) + (Z_P + R_P - R_2) \cdot \left[Z_F + Z + (Z_F + 3Z) \cdot \frac{(Z_E + R_E + R_F)}{Z} \right]} \quad (1.16)$$

Análisis de casos:

Caso 1:

Impedancia de aislamiento del sistema $Z \gg Z_F$ (Impedancia de la fuente) e Impedancia del pedestal $Z_E = 0$

$$K_p := \frac{R_E - R_2}{[Z + (3) \cdot (R_F + R_2)] \cdot (R_E - R_2) + (Z_P + R_P - R_2) \cdot [Z + (3) \cdot (R_E + R_F)]} \quad (1.17)$$

El nivel de corriente circulante a través de la persona depende de las condiciones conductivas del suelo, de la efectividad del sistema de electrodos de tierra y de los valores de aislamiento del sistema.

Asumiendo que la persona se encuentra en condiciones normales de aislamiento, la situación de condición segura es determinada por el hecho de que la corriente circulante es muy pequeña, debido principalmente a las limitaciones que impone la impedancia Z (Impedancia capacitiva del sistema- Fuente Aislada-), ya que hasta el presente se considera que existe solo una falla a tierra en el sistema.

Al ocurrir una segunda falla a tierra en el sistema, la impedancia Z se hace mas pequeña y la corriente circulante será limitada principalmente por la resistencia de conexión a tierra de la persona (R_P), sin embargo, considerando que la impedancia del pedestal es mínima ($Z_E = 0$) (*Nota: Debe apreciarse que la carcasa del equipo se encuentra conectada a la red de Tierra*) y esta se encuentra en paralelo a la persona, en términos prácticos la corriente de falla circulará principalmente por el equipo fallado, su pedestal y la red de tierra.

Obviamente el mayor valor de corriente de falla circulante activará las protecciones contra sobrecorriente.

Caso 2:

Impedancia de aislamiento del sistema $Z \gg Z_F$ (Impedancia de la fuente) e impedancia del pedestal $Z_E = \infty$. **Nota:** La carcasa del equipo no se encuentra conectada a la red de tierra

Se consideran excelentes las condiciones conductivas del suelo y del sistema de electrodos de conexión a tierra.

La expresión (1.16) se simplifica hasta;

$$K_p = \frac{1}{Z + 3 \cdot Z_p} \quad (1.18)$$

En este caso es evidente el alto riesgo para las personas cuando existe una falla a tierra en el sistema. La limitación de la corriente de falla lo realiza principalmente la reactancia capacitiva del sistema eléctrico debido a sus valores de aislamiento.

Si ocurre una segunda falla a tierra en el sistema ($Z \approx 0$) existe una condición de muy alto riesgo de descarga eléctrica en las personas debido a que la única limitación a la circulación de la corriente de falla será la impedancia del cuerpo humano.

La anterior condición demuestra la necesidad de asegurar una conexión eficiente a tierra de la carcasa de los equipos eléctricos.

1.3.3 Riesgo Asociado a Sistemas Eléctricos Sólidamente Conectados a Tierra

Para este caso cuando ocurre una falla a tierra se presentan elevados valores de corrientes de falla en el sistema. Las altas corrientes representan riesgos a las personas por efectos directos (Shock eléctrico), quemaduras por arcos eléctricos y efectos indirectos tales como potenciales descargas eléctricas originadas por voltajes transferidos.

En la fig. 1.10 (a) las corrientes circulantes se discriminan de la siguiente forma:

$$I_P: K_P * V_F \quad (1.19)$$

Donde;

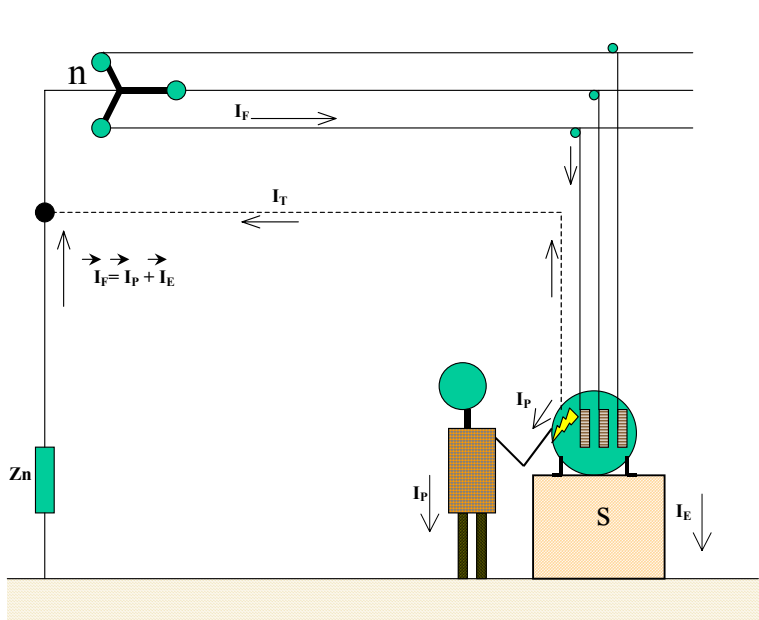
I_P : Corriente pasando a través del cuerpo de la persona

K_P : factor de impedancia equivalente vista desde el punto del contacto de la persona con el equipo fallado.

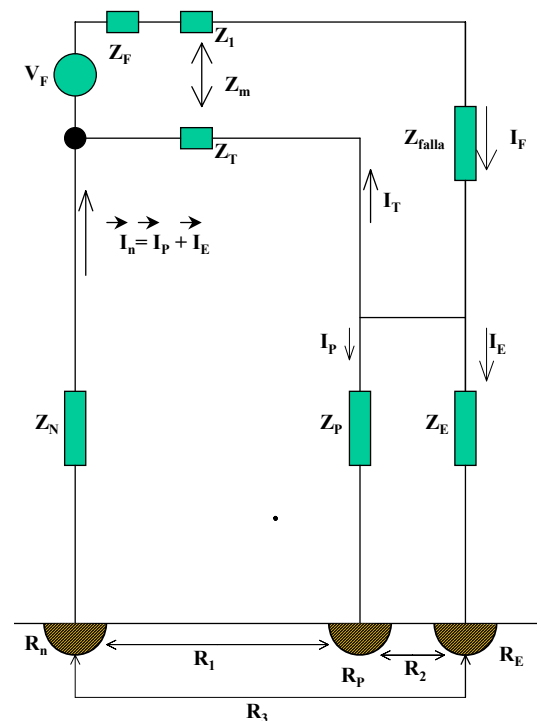
V_F : Tensión de fase a neutro

I_E : Corriente pasando a través del pedestal del equipo

I_T : Corriente que circula por el conductor de tierra. El conductor de tierra es el camino preferencial de retorno de las corriente de falla originadas por pérdidas de aislamiento en el sistema.



(a)



(b)

Figura 1.10 – Sistema con Neutro Sólidamente Conectado a Tierra - Falla de una Fase a Tierra

- a) Camino de Corrientes
- b) Esquema Simplificado

$$K_p = \frac{(Z_E + R_E - R_2) * (Z_T - Z_M)}{[(Z_P + R_P - R_2) * (Z_T + R_n - R_2) + Z_C (Z_E + R_E - R_2)] * (Z_B - Z_M) + Z_D * (Z_T - Z_M)^2} \quad (1.20)$$

Donde;

$$Z_B: Z_F + Z_1 + Z_T + Z_{falla} \quad (1.21)$$

$$Z_C: Z_P + Z_T + R_P + R_n \quad (1.22)$$

$$Z_D: Z_E + Z_P + R_E + R_n - 2R_2 \quad (1.23)$$

Si se asume que la red de tierra asociada al punto de conexión de neutro del sistema eléctrico se encuentra ubicada en forma remota del equipo fallado, de manera que se tiene $R_1 = R_3 = 0$ (No existen acoplamientos mutuos), se establece la condición mas desfavorable la cual ocurre si $Z_E \rightarrow \infty$ y no existe conductor de tierra. El factor K_p se expresa como;

$$K_p = \frac{1}{Z_F + Z_P + R_P + R_E + Z_{falla} + Z_1} \quad (1.24)$$

Si existe conexión efectiva a tierra en la carcaza del equipo fallado se tiene que

$Z_E \rightarrow 0$, y el factor K_p se expresa como:

$$K_p = \frac{(R_E - R_2) * (Z_T - Z_M)}{[(Z_P + R_P - R_2) * (Z_T + R_n - R_2) + Z_C * (R_E - R_2)] * (Z_B - Z_M) + Z_D * (Z_T - Z_M)^2} \quad (1.25)$$

Y el valor de Z_D se modifica a

$$Z_D = Z_P + R_E + R_P - 2 * R_2 \quad (1.26)$$

Del análisis de las expresiones (1.24) y (1.25) se aprecia que la resistencia a tierra del equipo debe ser lo mas baja posible, lo cual asegura la circulación de la mínima corriente de falla a través del cuerpo de la persona y el efecto divisor de la corriente de falla que existe con la presencia del conductor de tierra.

Lo anterior demuestra la importancia para la seguridad a las personas de la existencia de los caminos de retorno metálicos para las corrientes de falla.

1.4.- Comportamiento del Sistema de Conexión a Tierra ante Circulación de Corrientes de Falla

1.4.1 Resistencia de Tierra

Un sistema de conexión a tierra (SCT) en términos de definición básica, se puede considerar como una resistencia la cual físicamente dispone de un solo terminal (Punto de conexión al terreno) y un segundo terminal ubicado a una distancia remota, teóricamente infinita.

Para definir los conceptos teóricos de resistencia de puesta a tierra se empleará un electrodo hemisférico enterrado a ras del suelo.

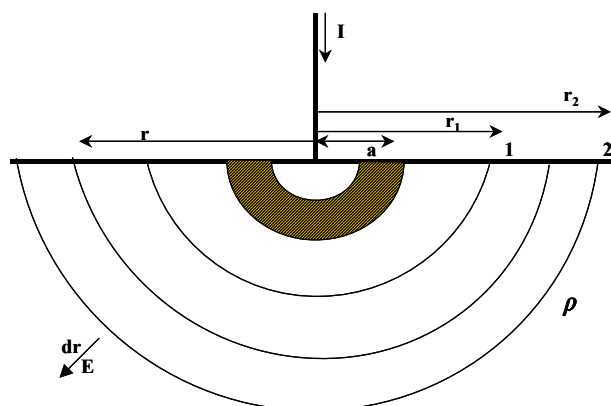


Figura 1.11 – Electrodo hemisférico de radio “a”

Al ser inyectada una corriente I por el centro del electrodo, el módulo de densidad de corriente a una distancia “ r ” es dado por:

$$J = \frac{I}{(2 \cdot \pi \cdot r^2)} \quad (1.27)$$

Basándose en los conceptos de la teoría electromagnética [8], aplicando el teorema de Gauss, los conceptos de divergencia y el teorema de Green, expresando el problema en coordenadas esféricas y considerando la simetría del electrodo bajo estudio se obtiene que la dirección del vector densidad de corriente es perpendicular a la superficie del electrodo y el módulo del vector de campo eléctrico $\vec{E}$ resulta expresado como:

$$E = \frac{\rho \cdot I}{(2 \cdot \pi \cdot r^2)} \quad (1.28)$$

La dirección del vector $\vec{E}$ será radial. La diferencia de potencial eléctrico entre dos puntos 1 y 2 ubicados sobre la superficie del terreno a las distancias r_1 y r_2 del centro del electrodo se obtiene mediante la expresión

$$V_{12} = \int_1^2 E \, dr \quad (1.29)$$

Al unir en forma radial las posiciones 1 y 2 sobre la superficie del terreno se obtiene

$$V_{12} = \rho \cdot \int_1^2 \frac{I}{2 \cdot \pi \cdot r^2} \, dr = \rho \cdot \frac{I}{2 \cdot \pi} \cdot \left(\frac{1}{r_1} + \frac{1}{r_2} \right) \quad (1.30)$$

Las superficies equipotenciales obtenidas con la expresión (1.30) son círculos con centro coincidente con el electrodo hemisférico. Si en (1.30) se hace el radio $r_2 \rightarrow \infty$ se obtiene el potencial V_1 respecto a una referencia, ubicada en el infinito, expresado como:

$$V_1 = \rho \cdot \frac{I}{2 \cdot \pi \cdot r_1}$$

Si se define r_1 como el radio “a” del electrodo, se obtiene el potencial de este respecto a una distancia remota, teóricamente, ubicada en el infinito:

$$V_a = \rho \cdot \frac{I}{2 \cdot \pi \cdot a} \quad (1.31)$$

y la resistencia del electrodo respecto a una localización remota se puede expresar como

$$R = \frac{\rho}{2 \cdot \pi \cdot a} \quad (1.32)$$

Donde;

ρ : Resistividad del medio en el cual se encuentra instalado el electrodo

a: Radio efectivo del electrodo

1.4.2 Resistencia de Transferencia entre Electrodo de Tierra

En el caso de existencia de electrodos de tierra adyacentes puede existir solapamiento de las líneas de potenciales entre los electrodos, lo cual establece un efecto de acoplamiento mutuo que afectará los potenciales desarrollados.

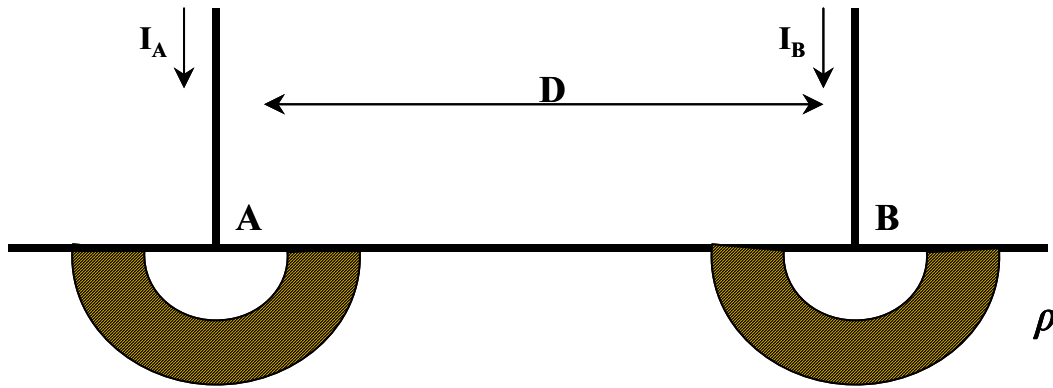


Figura 1.12 – Electrodos Hemisféricos de Radios “a” y “b”

Para efectos del análisis se va a considerar que en la fig 1.12, no existe influencia entre los electrodos debido a que la distancia D es mucho mayor que el radio de cada electrodo. Bajo esta consideración es posible aplicar el principio de superposición para analizar los potenciales generados por la inyección de las corrientes I_A e I_B en cada electrodo.

Si se considera $I_B = 0$ e $I_A \neq 0$, basándose en la expresión (1.31) el potencial del electrodo B respecto a un punto remoto será;

$$V_B = \frac{\rho \cdot I_A}{2 \cdot \pi \cdot D} \quad (1.33)$$

La relación V_B/I_A es una resistencia conocida como resistencia mutua o de transferencia entre los electrodos A y B dada por;

$$R_{AB} = \frac{\rho}{2 \cdot \pi \cdot D} \quad (1.34)$$

Continuando la aplicación de superposición a ambos electrodos y considerando en forma general que $I_A \neq 0$ e $I_B \neq 0$ se obtiene:

$$V_A = \left(\rho \cdot \frac{I_a}{2 \cdot \pi \cdot a} \right) + \left(\rho \cdot \frac{I_b}{2 \cdot \pi \cdot D} \right) \quad (1.35)$$

$$V_B = \left(\rho \cdot \frac{I_a}{2 \cdot \pi \cdot D} \right) + \left(\rho \cdot \frac{I_b}{2 \cdot \pi \cdot b} \right) \quad (1.36)$$

En forma matricial (1.34) y (1.35) pueden expresarse como

$$\begin{pmatrix} V_A \\ V_B \end{pmatrix} = \begin{pmatrix} R_{aa} & R_{ab} \\ R_{ba} & R_{bb} \end{pmatrix} \cdot \begin{pmatrix} I_a \\ I_b \end{pmatrix} \quad (1.37)$$

Donde;

$$R_{aa} = \frac{\rho}{2 \cdot \pi \cdot a} \quad R_{ab} = R_{ba} = \frac{\rho}{2 \cdot \pi \cdot D} \quad (1.38)$$

$$R_{bb} = \frac{\rho}{2 \cdot \pi \cdot b}$$

1.4.3 Potenciales de Tierra de un Electrodo Hemisférico

Generalizando la expresión (1.30) cuando $r_2 \rightarrow \infty$ se obtiene que el potencial respecto a una referencia remota de un punto ubicado a una distancia “r” del electrodo se pueda definir como:

$$V(r) = \frac{\rho \cdot I}{2 \cdot \pi \cdot r} \quad (1.39)$$

Al graficarse la expresión (1.39) se observa que el potencial decrece en forma inversa con la distancia

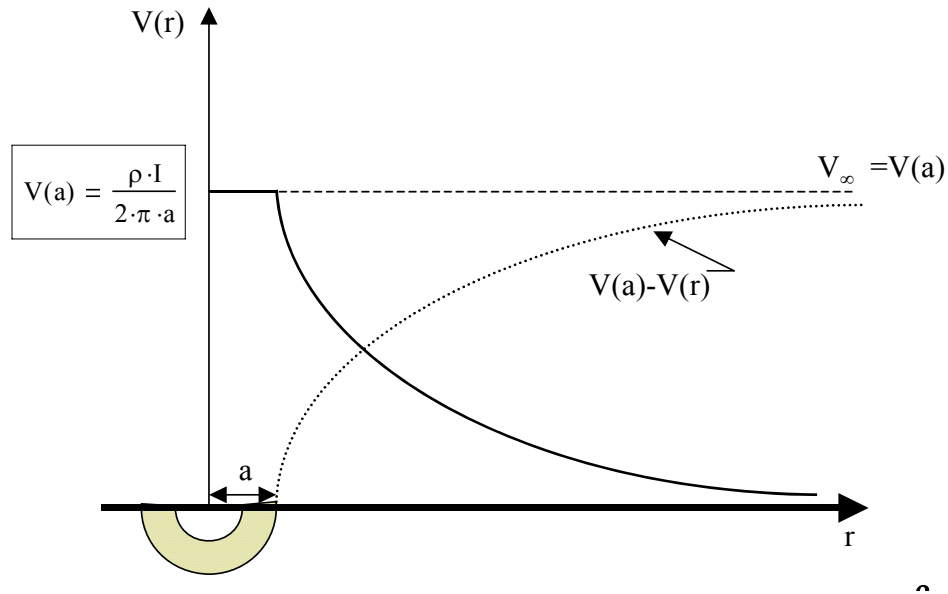


Figura 1.13 – Perfil de Voltajes de un electrodo hemisférico de radio “a”

El perfil de voltaje de la fig. 1.13 muestra los distintos potenciales en diferentes puntos del terreno. Esto es de especial importancia para las definiciones de *Voltaje de Paso* y de *Voltaje de Toque* o de *Contacto*. Los potenciales de tierra en cada región del terreno se reflejan como circunferencias equipotenciales concéntricas al electrodo, donde $V_1 > V_2 > V_3$

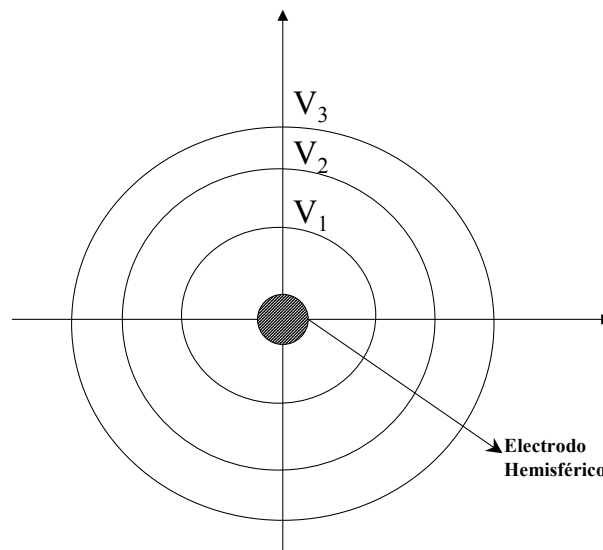


Figura 1.14 – Superficies equipotenciales Generadas por un electrodo Hemisférico

1.4.4 Potencial Superficial en un Sistema de Electrodos de Conexión a Tierra Hemisférico (SECT)

Bajo condición normal los equipos operan con un valor de potencial a tierra cercano al potencial cero de tierra. Durante una falla a tierra la porción de la corriente de falla conducida por la red de tierra produce lo que se denomina elevación del potencial del suelo (EPS) o Ground Potential Rise (GPR) respecto a una referencia lejana.

El EPS se puede denotar como E_o y es la máxima elevación de potencial que puede experimentar la red de tierra de la subestación la cual se expresa como;

$$E_o = I_f * R \quad (1.40)$$

Donde;

I_f = Corriente de falla que circula por el electrodo de conexión a tierra (SCT)

R = Resistencia de transferencia entre el punto de colocación del electrodo y el punto de medición de E_o .

En la práctica se establece la relación $E_o / I_f = R$

Se define la resistencia como la relación entre el voltaje respecto a un punto en el infinito y la corriente que provoca esa elevación de potencial. En la fig. 1.13 el valor de potencial $V(a)$ ilustra el concepto.

La importancia práctica de los potenciales superficiales es que permiten determinar sobre el terreno el valor de la resistencia de tierra del electrodo, así como el grado de seguridad que el electrodo de conexión a tierra brinda a las personas ante los voltajes de toque y de paso que se producen al circular la corriente de falla.

El voltaje de paso o potencial de paso [4],[5] es la diferencia de potencial entre dos puntos sobre la superficie del suelo separados por una distancia de un paso humano (asumiendo paso de 1 metro) en dirección al máximo gradiente de potencial.

El potencial de toque o el voltaje de toque [4], [5] es la diferencia de potencial entre una estructura metálica conectada a tierra y un punto sobre la superficie del suelo separado por la normal del punto a la superficie. La distancia, generalmente, es de aproximadamente un metro.

Uno de los métodos mas utilizados para medir resistencia de puesta a tierra es el de caída de potencial. En [11] se establecen los métodos detallados de medición de potenciales superficiales de tierra. Lo apropiado del método de caída de potencial para determinar los valores de potenciales generados en el suelo, es demostrado en forma analítica y práctica en [12] mediante la comparación de los valores calculados y medidos.

Conocer el valor del potencial eléctrico en las distintas áreas del terreno en el cual se encuentra un sistema de electrodos de conexión a tierra (SECT), es de importancia básica debido a que, el proceso de diseño del electrodo consiste principalmente en determinar el máximo voltaje que una persona puede soportar en una determinada situación, para efectuar comparación con el voltaje que puede aparecer, en esa misma situación, cuando ocurre la falla a tierra que inyecta la mayor porción de corriente al terreno.

En la generalidad de los casos, la distribución de potenciales en el suelo no es uniforme debido a que este presenta configuraciones no homogéneas y por ello, calcular los voltajes que pueden aparecer en la superficie del terreno es un problema complejo que depende de la geometría del SECT. La falta de uniformidad en la configuración del suelo implica la existencia de distintas capas de resistividad, las cuales originan distribuciones no uniformes en la circulación de las corrientes de falla. La distribución de corriente es importante, porque a través de ella se puede determinar el potencial en cualquier lugar de la superficie del terreno y también se puede conocer el valor de resistencia de tierra del electrodo.

Los valores de potencial, sobre la superficie del suelo, en los distintos puntos del área del electrodo de tierra (por ejm malla de tierra), al ser comparados con E_o (Potencial del electrodo respecto a una referencia lejana) permiten determinar los llamados voltajes de toque y de paso, los cuales son fundamentales para las consideraciones de diseño seguro de un electrodo de conexión a tierra.

Para analizar la distribución de corrientes es necesario disponer de un modelo apropiado del suelo y en general, en términos prácticos, se considera que un modelo basado en por lo menos dos capas de resistividad genera resultados aceptables. La complejidad del análisis de distribución de corrientes en el suelo es mayor en la medida en que se aplican modelos del suelo detallados tales como los modelos multiestratos.

1.4.5 Voltaje de Paso (V_p), Voltaje de Contacto o de Toque (V_c) y Voltaje Transferido (V_t)

Voltaje de paso (V_p) es la diferencia de potencial que puede existir entre dos puntos cualesquiera sobre la superficie del terreno. Según [5], se define como la diferencia de potencial experimentada por una persona cuando se encuentra con los pies separados un (1) metro entre si, sin contacto con ningún otro objeto conectado a tierra.

$$V_p = V_x - V_q \quad (1.41)$$

Donde:

V_x : Potencial eléctrico en el punto “x”

V_q : Potencial Eléctrico en el punto “q”

Voltaje de toque o de Contacto (V_c), según [5], se define como la diferencia entre el potencial de tierra (E_o) y el potencial sobre la superficie del suelo, cuando una persona de pié establece contacto mediante sus manos con alguna superficie metálica conectada a la red de tierra.

$$V_c = E_o - V_p \quad (1.42)$$

Voltaje Transferido (V_t) Es una situación de exposición a una condición particular de voltaje de toque. Una persona, ubicada en un lugar remoto a la subestación (Fuera del contacto físico directo con el SECT), es sometida a una diferencia de potencial producto de la circulación de una corriente de falla en la red de tierra de la subestación. Es una situación de mayor exposición, y en consecuencia mayor riesgo, a las personas debido a que la condición de ubicación remota de la persona que define al potencial remoto con valor aproximado a cero y en consecuencia la persona puede estar expuesta a valores cercanos al potencial de tierra de la subestación E_o .

$$V_T \approx E_o \quad (1.43)$$

Las situaciones se ilustran en la fig. 1.15.

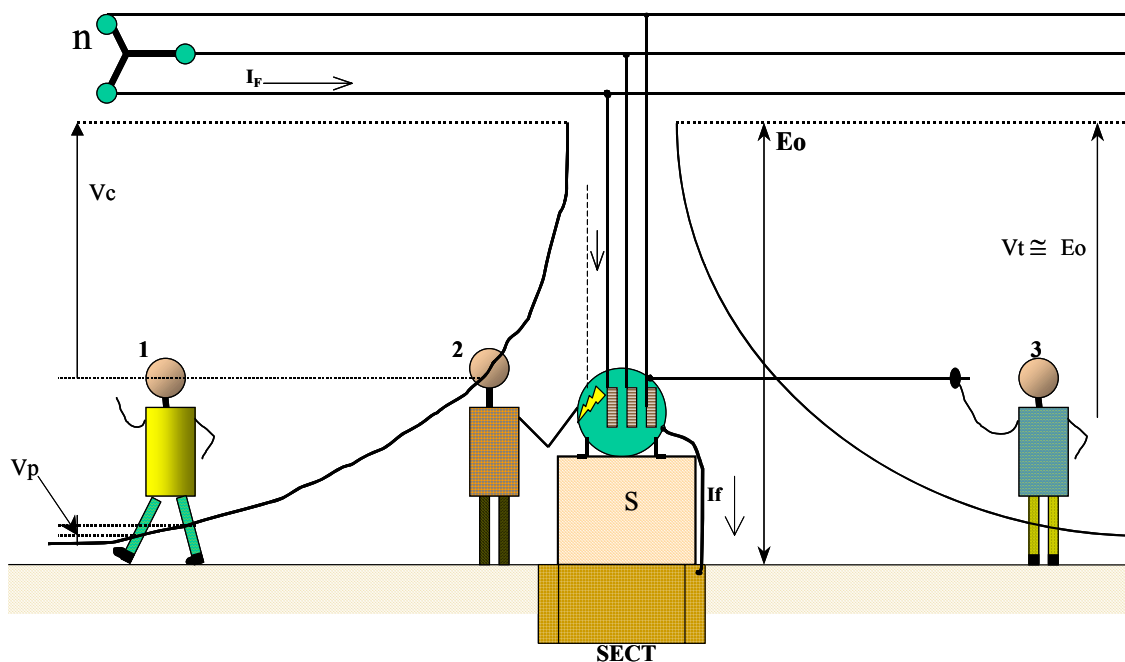


Figura 1.15 – Voltajes de Paso (V_p), Contacto (V_c) y Transferido (V_t)

En la fig. 1.15 las situaciones se establecen de la siguiente forma:

- La persona Nro. 1 está sometida a una diferencia de potencial V_p entre sus dos pies. Cada pie está en contacto con puntos del terreno, los cuales experimentan distintos potenciales.
- La persona Nro. 2 experimenta una diferencia de potencial V_c entre el punto de contacto con el equipo (mano) y sus pies. El equipo y los pies se encuentran en puntos sometidos a distintos potenciales.
- La persona Nro. 3 experimenta una diferencia de potencial transferido V_t de un valor cercano al potencial de tierra E_o .

En una subestación, durante una condición de falla fluyen altos valores de corriente a través de la conexión a tierra, lo cual origina el desarrollo de los potenciales a través de la superficie del suelo como resultado de la resistencia del mismo. En el caso de una corriente de falla producto de una descarga atmosférica, también se desarrollan potenciales de toque, paso y transferidos.

En cualquier caso los potenciales eléctricos desarrollados deben ser analizados, debido a que representan condiciones de riesgo a la integridad física de las personas. Los gradientes, originados por la circulación de corriente de falla, establecen un potencial superficial de tierra muy poco uniforme en el área de la subestación lo cual puede representar una exposición de las personas a descarga eléctrica.

Es razonable efectuar diseños orientados a controlar a valores seguros los potenciales eléctricos. Según [4] una alternativa para el *control de voltajes de toque* es el uso de redes de tipo equipotencial, mediante el empleo de cabos de conductores desnudos los cuales unirán la red principal de tierra con la carcasa o cerramiento metálico de los equipos. Esta acción, en esencia, asegura la eliminación de las diferencias de potencial entre la red de tierra y los equipos.

En general la obtención de valores de gradientes eléctricos en las subestaciones, los cuales aseguren condiciones seguras por voltajes de toque a las personas, se logra al establecer la

mayor cantidad de uniones efectivas entre el encerramiento, o carcaza, de los equipos y estructuras metálicas, tales como pórticos y la malla de tierra de la subestación, la cual conforma el Sistema de Electrodo de Conexión a Tierra –SECT-.

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

La elevación de potencial de tierra de una subestación industrial puede llegar a ser del orden de los 5000 V, los cuales pueden ser transferidos fuera del área de la subestación hasta un área no fallada, por medio de un conductor de tierra, una tubería metálica, las pantallas de cables de control,[3], [4].

Recomendaciones prácticas en [4], establecen medios para el *control de los voltajes transferidos* tales como interconexión a tierra de todos los equipos, sistemas y tuberías que se alejen desde la subestación hacia otras áreas. Las interconexiones deben realizarse en longitudes de 30 – 100 m de acuerdo al máximo valor de potencial de tierra esperado.

También es recomendable el uso de transformadores de aislamiento y para el caso de voltajes transferidos, mediante cables de comunicaciones o sistemas de protección a través de hilo piloto, una opción muy efectiva es el uso de cables de fibra óptica cuando se establecen protecciones eléctricas entre dos subestaciones. Otro medio de control de los voltajes transferidos es la implantación de medios y juntas de aislamiento en tuberías y otros elementos conductores tales como vías férreas.

1.5.- Distribución de Corrientes de Falla en Sistemas de Tierra

La concepción de un Sistema de Electrodo de Conexión a Tierra (SECT) tiene varias características:

- 1.- Seguridad: Capacidad para asegurar la integridad física de las personas, equipos e instalaciones del efecto de las diferencias de potencial (voltajes de toque, de paso) y de las sobrecorrientes producto de fallas a tierras.
- 2.- Servir como referencia operativa, principalmente en equipos y sistemas electrónicos.
- 3.- Posibilitar la actuación eficiente de los sistemas de protección

El apropiado diseño para asegurar el cumplimiento efectivo de las características funcionales implica conocer cual es el nivel de corriente efectiva que ante las distintos casos de fallas a tierra circulará por la red de tierra. Los potenciales de tierra desarrollados en una subestación son consecuencia directa del valor de corriente de falla efectiva que circula a través del SECT. La corriente efectiva de falla implica analizar los potenciales caminos de retorno que conforman divisores de la corriente de falla en su retorno hacia la fuente.

En una planta industrial es práctica normativa, interconectar el sistema de electrodos de tierra de la subestación con el resto de subsistemas que conforman las redes de tierra de la instalación, así como con otros elementos los cuales por disposiciones constructivas resultan interconectados, tales como sistemas de conduits metálicos, cables de guarda, pantallas de tierra de cables, entre otros. Esta configuración determina la existencia, dentro de la planta, de caminos conductivos efectivos que actúan como divisores de la corriente y para lo cual es necesario analizar en forma detallada cual es el efecto de fraccionamiento que imponen en la corriente de falla. [1],[3],[4],[24],[26],[27]

La necesidad de diseñar SECT que presenten condiciones seguras ante fallas implica conocer de la mejor manera posible la modelación del suelo y el comportamiento de la distribución de corrientes de falla en él.

Conocer la distribución de la corriente de falla a tierra y determinar la máxima fracción de ella que efectivamente va a circular por el SECT, es importante porque implica que el diseño de la red de tierra será seguro, ya que se define para establecer el control efectivo de los potenciales

de tierra y adicionalmente será económico porque elimina o hace mínimo el sobrediseño, debido a que se trabaja con la fracción de la corriente de falla en vez de considerar el valor máximo de la corriente tierra obtenida en el punto de instalación del SECT, tal como era la práctica definida por documentos, como [5], en sus versiones previas al año 1986.

La fracción de la corriente de falla depende de los elementos de interconexión disponibles entre la subestación y la fuente, lo cual establece los caminos de retorno para la corriente. Evidentemente, es necesario establecer la ubicación de la peor condición a la cual aparece la mayor contribución de corriente de falla (I_f) hacia la malla de tierra. Esta ubicación supone realizar algunas consideraciones y evaluaciones, tales como:

- ***La topología de la red y las conexiones de los equipos de transformación*** definen el punto de ubicación de la peor condición de falla. Según [5], en sistemas eléctricos de tipo radial con transformadores conectados a tierra en el lado secundario, la peor falla a tierra, típicamente, se ubica en el lado de los terminales de alta tensión. En sistemas de distribución débiles, o con transformadores que operan en paralelo, la máxima corriente de falla puede localizarse en el lado de baja tensión.
- ***Sitio ocurrencia de la falla.*** Este puede ser interno o externo a la subestación. Típicamente el sitio de ubicación de la condición de la falla a tierra que produce la mayor elevación del potencial de tierra (Ground Potential Rise) se localiza externo, en un sitio que podría considerarse remoto, a la subestación. Las fallas que ocurren dentro de la Subestación, normalmente, producen corrientes de elevada magnitud pero estas no afectan el potencial de tierra, porque el retorno de corriente hacia la fuente se produce por conducción metálica a través de los conductores del sistema de electrodos de tierra, sin producirse interfase significativa de la corriente de falla con el suelo.
- ***La potencia de cortocircuito del sistema y las consideraciones operativas***, tales como operación en paralelo de transformadores o la conexión y desconexión de generadores a la red eléctrica.

Determinar la fracción de la corriente de falla (I_f) que realmente es inyectada a la red de tierra, consiste básicamente en obtener un sistema equivalente de los cables de guarda, neutros, pantallas de cables alimentadores subterráneos, sistemas de conduits metálicos conectados a la red de tierra y resolver el circuito de manera que se determine la fracción de corriente que fluye a través de los elementos divisores de corriente.

Existen diferentes metodologías, así como consideraciones teóricas y prácticas para determinar la distribución de las corrientes, cuyos aspectos detallados pueden ser revisados en las publicaciones [2],[5],[13],[14],[15],[16],[19],[20],[21],[22].

Como principales elementos divisores de la corriente de falla, se tienen los cables de guarda de las redes eléctricas aéreas que pueden estar alimentando a la subestación.

Por otra parte, en plantas industriales, es común la alimentación mediante cables aislados a través de redes subterráneas o a la vista. En estos casos toma especial importancia el efecto divisor de la corriente de falla de los elementos que actúan como retornos metálicos para la corriente de falla, tales como:

- Sistemas de conduits metálicos subterráneos
- Sistemas de bandejas portacables (cable tray) instalados a la vista
- Las armaduras y pantallas metálicas de los cables
- Interconexiones remotas entre mallas de tierra en la planta
- Existen algunos elementos adicionales, tales como los sistemas de tuberías de agua o procesos, los cuales también pueden actuar como caminos metálicos de retorno para las corrientes de falla.
- En sistemas eléctricos que disponen de neutro conectado a tierra debe tomarse en cuenta el efecto del cable neutro como elemento divisor de la corriente de falla, debido a la condición de camino de retorno que representa.

1.5.1 Distribución de Corrientes de Falla en Subestaciones Alimentadas Mediante Líneas Eléctricas Aéreas.

Existen dos situaciones:

- Subestaciones con circuitos alimentadores sin conductores de guarda
- Subestaciones con circuitos alimentadores que poseen conductor de guarda

1.5.1.5 Subestaciones con Circuitos Alimentadores sin Conductores de Guarda.

El caso generalmente corresponde a instalaciones alimentadas mediante líneas aéreas de distribución, hasta 34,5 kV, en las cuales los circuitos alimentadores (primarios) y las salidas no están apantallados mediante cables aéreos.

Generalmente corresponde a subestaciones de tipo terminal, con equipos de transformación con conexión Δ -Y con neutro conectado a tierra con variantes tales como sólidamente a tierra para valores de tensión secundaria $> 1000\text{V}$ o conectado a través de resistencia, impedancia u otro medio para valores $< 1000\text{ V}$, tal como se muestra en las figuras 1.16. [3]

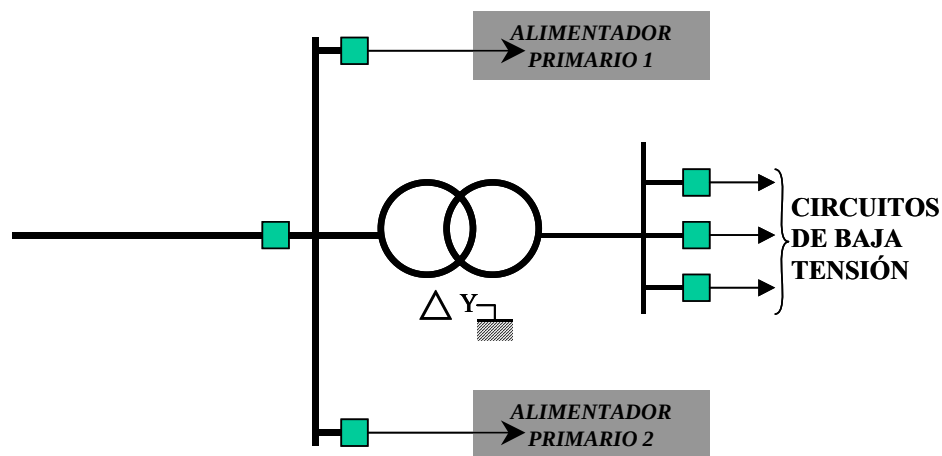


Figura 1.16 – Subestación de Distribución

En este tipo de subestaciones, la corriente de falla dispone de pocos caminos divisores de manera que para el caso de fallas a tierra en el lado secundario en función del punto de falla el valor de sobrecorriente puede ser elevado, pero no existe interfase significativa de esta con el suelo y en consecuencia se presenta poca o nula variación del potencial del suelo. .

Caso 1.- Falla a tierra dentro de los límites de la instalación:

La corriente de falla va a retornar prácticamente por el único camino disponible el cual es el SECT de la instalación. Tal como se aprecia en la fig. 1.17.

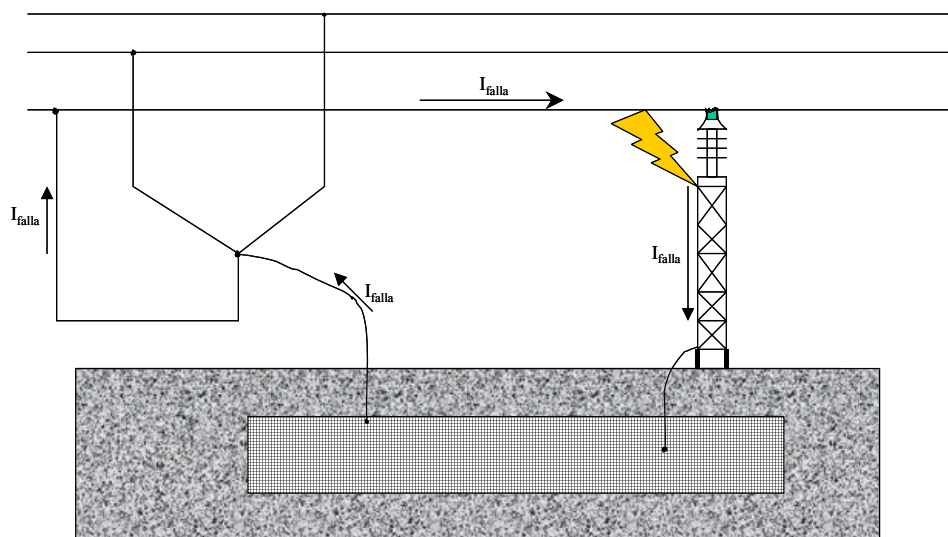


Figura 1.17 –Falla a Tierra en el Interior de la Subestación

Para esta condición de falla, no ocurre variación en el perfil de potenciales como producto de la circulación de la corriente, debido a que no ocurre inyección de corriente al suelo circundante. Bajo esta condición de falla debe asegurarse la integridad térmica y mecánica de los conductores, uniones principales y auxiliares e interconexiones que componen el SECT.

Caso 2.- Falla a tierra cercana a los límites de la instalación:

El caso de distribución de la corriente de falla a tierra se muestra en la fig. 1.18.

Debido a la falta de conexión metálica entre los SECT de la S/E y el punto de falla (poste), la interconexión eléctrica que permite el retorno de la corriente de falla a la fuente se realiza a través del terreno.

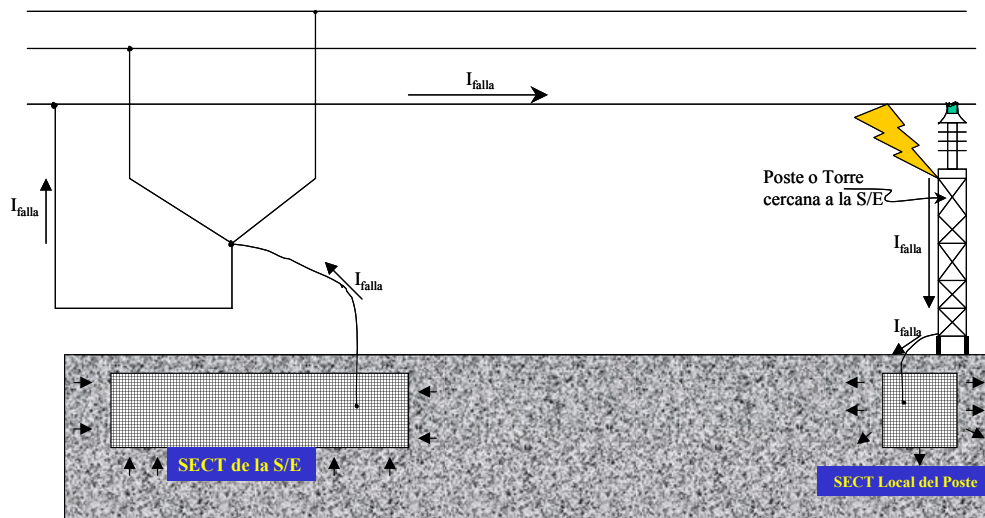


Figura 1.18 – Falla a Tierra Cercana a la Subestación

Como consecuencia de la interacción con el suelo, la corriente de falla genera un nuevo perfil de voltajes afectándose los valores de tensiones de toque, paso y transferido en la subestación, así como el poste en el cual se produce la falla. Debido a que el suelo es el camino de retorno de la corriente de falla, es evidente que la configuración y modelación empleada para representar el suelo, tiene gran importancia en el análisis de la distribución de las corrientes y de su influencia para la generación de los nuevos perfiles de voltajes de toque y de paso.

En el tomo II, capítulo 3, se analizan los aspectos relativos a la determinación de las características del suelo y su modelación.

La corriente de falla (I_{falla}) circulante para el caso de la fig. 1.18 será:

$$I_{falla} = \frac{V_f}{Z_p + Z_n + Z_o + Z_{oc} + 3R_p + 3R_{se}} \quad (1.44)$$

donde:

V_f : Tensión fase – neutro de la fuente

Z_p : Impedancia de secuencia positiva del sistema eléctrico

Z_n : Impedancia de secuencia negativa del sistema eléctrico

Z_o : Impedancia de secuencia cero del sistema eléctrico

Z_{oc} : Impedancia de secuencia cero del circuito eléctrico fallado (Desde S/E hasta sitio de falla)

R_{se} : Resistencia de conexión a tierra de S/E

R_p : Resistencia de puesta a tierra de poste fallado

La ecuación (1.44) expresa varios elementos de importancia:

- Es práctica normal en las consideraciones de diseño despreciar los efectos limitadores de las resistencias de falla, tanto de la subestación como del poste fallado. La omisión tiene como consecuencia que el diseño (I_{falla} teórico) considere un mayor valor de corriente de falla lo cual, desde el punto de vista de las protecciones, definir mayor sensibilidad en los equipos de protección contra sobrecorrientes y en consecuencia operación mas rápida. Con esto se asegura la actuación de las protecciones ante prácticamente cualquier tipo de falla a tierra.

Esta consideración es altamente beneficiosa para las condiciones de seguridad que el sistema debe brindar a las personas expuestas a los valores de toque y paso como consecuencia de la falla, mas aun, considerando las dificultades que normalmente existen para el control de los voltajes (de toque y de paso) en el pie de los postes, principalmente de distribución. Es posible encontrar en instalaciones prácticas constructivas en las cuales el tamaño del SECT local es diseñado bajo consideraciones de electrodo individual con resistencia a tierra de hasta 25Ω , según sección 250 de [1].

Este tipo de sistema de tierra consistente normalmente en un solo electrodo vertical (jabalina), típicamente del tipo coperweld, sin mayores consideraciones de control de tensiones de toque y de paso para el pié del poste.

Aunque es obligatorio que el SECT asegure el control efectivo de las tensiones de toque y de paso, la rápida actuación de las protecciones, implica menor tiempo de exposición de las persona a la falla.

- Ante situaciones de disparos errados o problemas de coordinación en las protecciones de sobrecorriente, es recomendable efectuar mediciones periódicas de los valores de resistencia R_p y R_{se} en distintas épocas del año, de manera que se pueda conocer, en forma estadística, la banda de variación de las resistencias de cada SECT y en consecuencia la variación de las corrientes de falla. De esta manera es posible realizar los ajustes requeridos en los puntos de disparo de las protecciones y relés.
- El valor de la corriente de falla a tierra es menor en la medida en que la falla ocurre mas lejos de la subestación, debido a la impedancia impuesta por la longitud del conductor de tierra.
- La consideración de mayor valor de sobrecorriente de falla conlleva al sobredimensionamiento de los equipos que conforman el sistema, lo cual implica sobrecostos de la instalación. Sin embargo, debido a las ventajas en la seguridad a las personas, en la mayoría de los casos, el sobrecosto en el que se incurre está justificado.

1.5.1.6 Subestaciones con Circuitos Alimentadores que Poseen Conductores de Guarda o Conductor de Neutro Corrido.

A. Características de La Alimentación Aérea en Instalaciones Industriales:

Normalmente, era práctica común hasta mediados de los años 90, disponer de cable de guarda para redes alimentadoras energizadas hasta 13,8 kV e incluso 34,5 kV las cuales son tensiones típicamente usadas en los alimentadores primarios de plantas industriales, [3]. Sin embargo, estadísticamente, se ha comprobado que la mayor tasa de salidas en redes de distribución aéreas es originada por las descargas retroactivas las cuales, en muchos casos, superan el valor crítico (Critical Flash Over -CFO-) de la línea produciendo fallas de aislamiento y salida de servicio de la misma. Esta situación deja sin apantallamiento a la línea, a pesar de la presencia del cable de guarda. El cable de guarda, por si solo, no ofrece protección ante descargas retroactivas y en muchos casos, las consideraciones de diseño actuales se basan en aplicar recomendaciones combinando el uso del cable de guarda y descargadores de sobretensión, así como la reducción en la medida de lo posible el valor de impedancia del SECT del pie del poste o la estructura [17].

Mantener el uso de los cables de guarda, asegura caminos de retorno para las corrientes de falla de tipo industrial (60 Hz) , sin embargo, muchas empresas de suministro eléctrico han venido optando por eliminar el cable de guarda a nivel de distribución y apoyados en aumento de las mejoras (disminución) de la conexión a tierra de las estructuras, estudios detallados de confiabilidad y optimización de costos, ha originado que exista la tendencia en muchos casos de eliminar el cable de guarda, reconfigurar la geometría de la red eléctrica mediante el uso de cable de fase en el tope de la línea y disponer el uso de descargadores de sobretensión en el tope de la línea distribuidos a lo largo de la ruta de la red,[17].

El uso o no de cable de guarda en la red eléctrica tiene impacto en la distribución de las corrientes de falla a tierra y en consecuencia en las consideraciones de diseño del sistema de electrodos de tierra de la subestación.

Para el caso de redes electricas en las cuales existe el neutro corrido, este cable tendrá un efecto con características similares, como divisor de corriente, al que tiene el cable de guarda.

B. Efecto del Cable de Guarda en la Distribución de Corriente de Falla a Tierra:

Es normal que el cable de guarda se conecte a la estructura metálica de soporte de la línea, el cual puede ser una torre metálica conformada por estructuras en celosía o un poste de acero del tipo telescópico. También el soporte puede ser un poste de concreto o madera, en cuyo caso el cable de guarda será conectado a tierra mediante un bajante. Adicionalmente el cable de guarda se conecta al SECT de la subestación de partida y en la subestación de llegada.

La presencia del cable de guarda instalado en las condiciones descritas es beneficiosa, porque cuando ocurre una falla de fase a tierra en una estructura soporte (Torre o poste) la corriente de falla I_f tiene distintos caminos de retorno hacia la fuente:

- El cable de guarda
- El terreno en el cual se encuentra ubicado los apoyos de la red a través de los SECT locales en cada apoyo
- El SECT de la subestación de llegada y el de la subestación de partida.

En las publicaciones [14],[15],[20] se detallan métodos prácticos y analíticos para evaluar el efecto del cable de guarda en la distribución de corrientes de falla.

En el capítulo VI – Caso Práctico – se aprecia mediante cálculos el efecto del cable de guarda como divisor de la corriente de falla.

La fig. 1.19 muestra la distribución de corrientes en el caso de una falla de fase a tierra en algún soporte de la línea aérea.

Para mayor ilustración de los caminos conductivos se definen dos subestaciones con neutro conectado a tierra. Es conveniente dejar claro que los caminos conductivos, y el efecto divisor presente, depende siempre de la configuración y arreglos topológicos de la red de distribución.

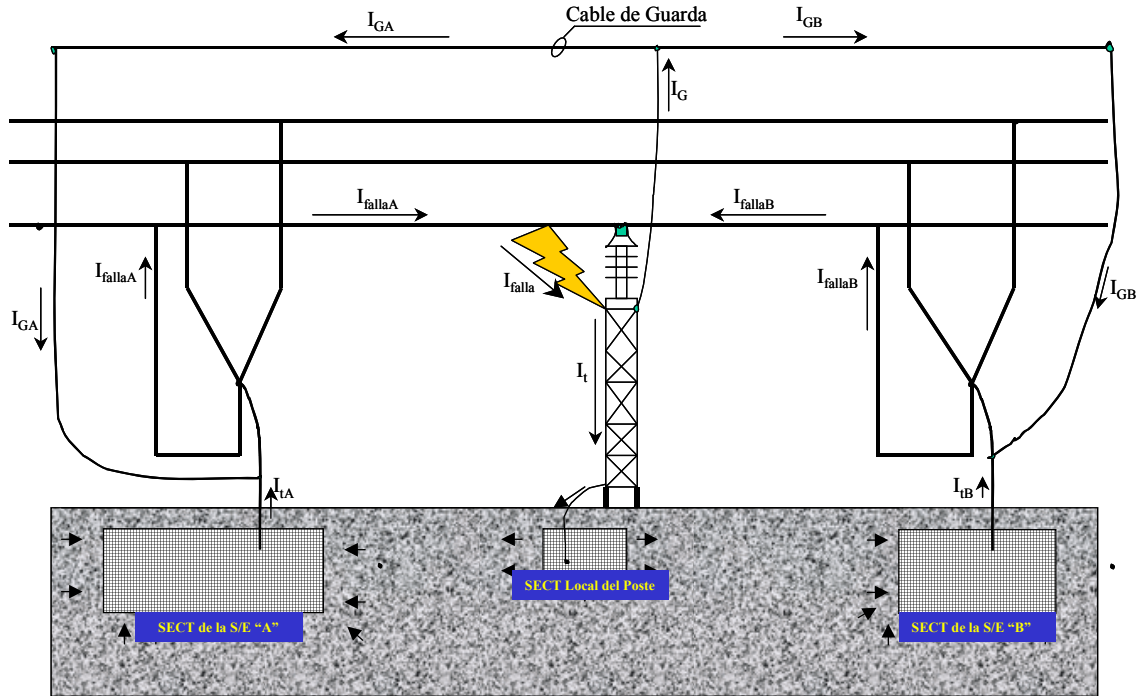


Figura 1.19 – Línea Aérea con Cable de Guarda. Distribución de Corrientes para Falla de Fase a Tierra en Soporte de Línea

De la figura anterior se aprecia que la corriente de falla (I_{falla}) dispone como caminos de retorno hacia la fuente, el cable de guarda y el terreno.

Por razones de mejor conductividad eléctrica del cable, en comparación con el suelo, típicamente ocurre que en la distribución de las fracciones de la corriente de falla la mayor parte de ella retorna a través del cable de guarda.

La fracción de corriente por el suelo depende de los valores de conexión a tierra del SECT en el pie de las torres o postes, así como en la subestación de llegada.

Cada fuente (Subestaciones A y B) aportan las fracciones I_{fallaA} e I_{fallaB} respectivamente. La corriente de falla I_{falla} se divide a su vez en la fracción de corriente que circula por el terreno I_t , en consecuencia por los sistemas de electrodos de tierra de las Subestaciones A y B, y la fracción que retorna por el cable de guarda I_G .

A su vez la corriente I_t al ser inyectada al terreno a través del SECT del apoyo bajo falla se divide en dos fracciones de corriente de retorno. La fracción I_{tA} , la cual retorna a la fuente a través del SECT de la subestación “A” y la fracción I_{tB} la cual retorna a través del SECT de la subestación “B”. Las fracciones I_{tA} e I_{tB} son los valores de corriente inyectados al terreno en las subestaciones “A” y “B”. Con ellos se debe diseñar las redes de tierra de la subestaciones.

La fracción de corriente I_t inyectada al terreno en la base de cada apoyo de la línea es la que determina la corriente de falla de diseño para el dimensionamiento del SECT local en el apoyo. Desde el punto de vista de diseño, interesa conocer cual es el tipo y la ubicación de la falla a tierra que origina el máximo valor de corriente de cortocircuito y con ello el máximo aporte a las fracciones de la corriente de falla que son inyectadas al suelo.

Por otro lado, debido a la interconexión a tierra del cable de guarda en cada apoyo de la línea, las fracciones de corriente I_{GA} e I_{GB} que circulan por el cable de guarda no mantienen su valor en cada vano de la línea, ya que en cada tramo de línea una fracción de estas corrientes es derivada hacia el suelo por el camino de la interconexión a tierra del soporte.

La división de corrientes en este caso, plantea una topología de circuito del tipo escalera. Para el cálculo de la distribución de corrientes, por sus ramas, se aplican las técnicas de análisis de circuitos empleadas para redes de dos puertos. Al circular fracciones de la corriente de falla por el conductor de fase fallada, así como por el conductor de guarda, se producen acoplamientos mutuos entre ellos los cuales deben reflejarse en el circuito tipo escalera que representa a la línea aérea. [2],[5],[10],[12],[13],[14],[15],[18],[19],[20].

La distribución de las corrientes establece un circuito del tipo escalera como el mostrado en la fig. 1.20.

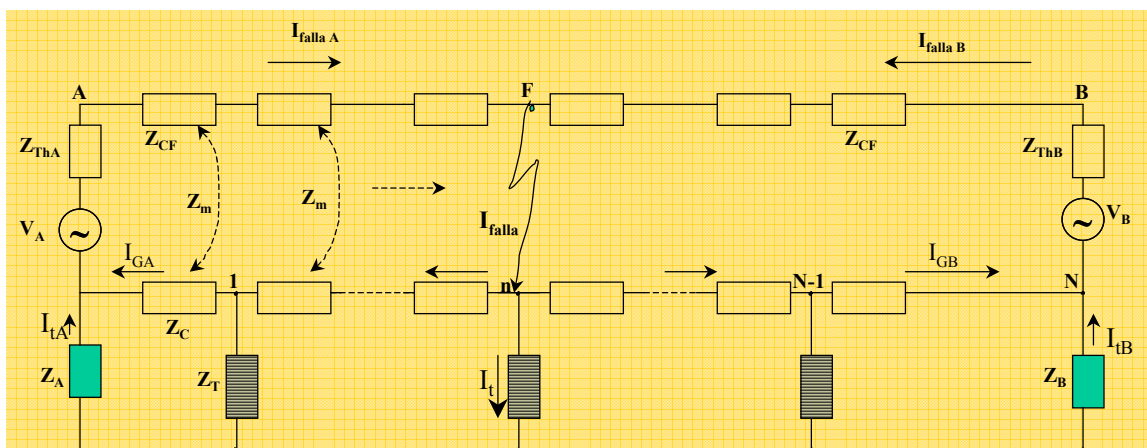


Figura 1.20 – Modelo en Escalera de Falla de Fase a Tierra en Línea Aérea con Cable de Guarda

La notación es la siguiente:

I_{falla} : Corriente de falla total

$I_{fallaA} = I_{fallaB}$: Fracción de la corriente de falla a la derecha e izquierda del punto de falla “F”

$I_{tA} = I_{tB}$: Fracción de corriente de falla que retorna por el suelo a través de la S/E “A”

I_t : Fracción de corriente inyectada al suelo a través de la base del apoyo de la línea eléctrica

$I_{GA} = I_{GB}$: Fracción de corriente de falla que retorna por el cable de guarda en el primer vano contado a partir de la S/E “A” ó “B”

$Z_A = Z_B$: Impedancia del sistema de electrodos de conexión a tierra en S/E(s) “A” y “B”

Z_m : Impedancia mutua entre el conductor de guarda y el conductor de fase fallado por vano de línea (Ω /vano)

Z_c : Impedancia propia del cable de guarda por vano de línea (Ω /vano)

Z_T : Impedancia de Puesta a tierra del pie de cada apoyo de línea

Z_{CF} : Impedancia propia del conductor de fase por vano (Ω /vano)

n : Número de vanos de la línea contados desde la subestación “A”

N : Número total de vanos de la línea

$V_A = V_B$: Voltaje de thevenin en subestaciones “A” y “B” respectivamente

Z_{ThA} / Z_{ThB} : Impedancia Thevenin del sistema vista desde subestación “A” y “B”

Según [15], Para el análisis de la red de la fig. 1.20 puede representarse, para análisis, mediante:

- Componentes simétricas
- Ecuaciones generales de la línea representada mediante parámetros discretos
- Técnicas desacopladas
- Técnica de punto pivote

En el presente trabajo la metodología usada, para el análisis de la distribución de las corrientes de falla en la instalación, se basa en ecuaciones generales de la línea, representados mediante parámetros discretos, según lo planteado por los autores R. Verma y D. Mukhedkar en [20].

El método determina la distribución de corriente, en el caso de una falla a tierra cercana a la Planta, tomando en consideración el efecto de la conexión a tierra de las estructuras, el acoplamiento entre los conductores de fase y el apantallamiento (guarda) de la línea.

Los detalles prácticos de cálculo se presentan en el tomo II, capítulo 6, sección 6.8 (Cálculo de Divisores de Corriente). El diagrama simplificado se muestra en la figura 1.21.

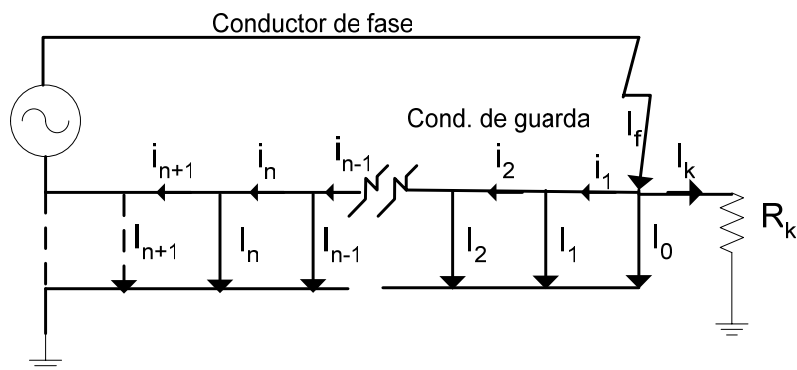


Figura 1.21 – Distribución de Corriente de Falla.

Las corrientes que circulan por cada rama del circuito de la figura 1.21 se expresan como

$$\begin{aligned}
 I_n &= i_n - i_{n+1} \\
 I_{n-1} &= i_{n-1} - i_n \\
 I_n Z_g - \mu I_f Z_g + I_n R_t - I_{n-1} R_t &= 0
 \end{aligned}
 \tag{1.45}$$

Donde;

I_n = Corriente que fluye a tierra a través de la la torre “nth” contando desde la torre terminal, sitio en el cual se estima ocurre la falla.

Z_g = Impedancia del contrapeso instalado entre dos torres adyacentes

R_t = Resistencia de tierra de cada torre

μ = Factor de acoplamiento entre el conductor de fase y el conductor de guarda o el contrapeso

El factor de acoplamiento (μ) es dado por la expresión:

$$\mu = \frac{\log\left(\frac{b}{a}\right)}{\log\left(\frac{2h}{r'}\right)}
 \tag{1.46}$$

Donde,

b: Distancia del conductor a la imagen del cable de guarda

a: Distancia del conductor de fase al cable de guarda

h: Altura del conductor de guarda

r' : Radio del conductor de guarda

D_c : Diámetro del conductor de guarda

Para determinar los distintos parámetros que conforman las ecuaciones (1.45) y (1.46) se requiere conocer las características constructivas de la línea, tal como se muestra en la figura 1.22

Es necesario conocer la longitud de vano de la línea eléctrica, la resistencia de conexión a tierra (R_t) de las estructuras de la línea, las distancias entre fases, las alturas de las fases y del cable de guarda respecto al suelo.

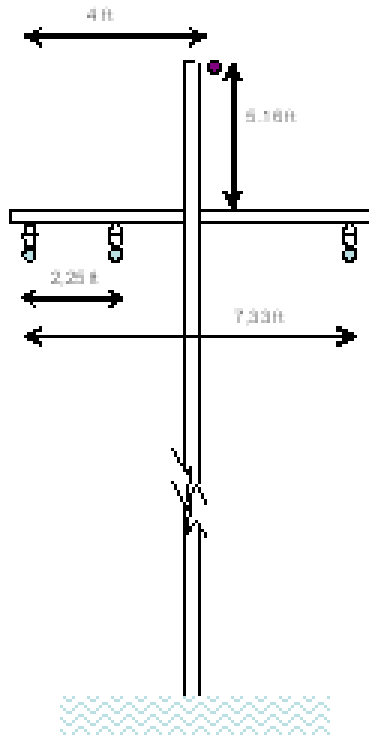


Figura 1.22 – Línea Eléctrica 34,5 kV. Detalle de Elevación.

Conocidos los parámetros físicos de la línea, [20] plantea que la impedancia de la línea vista desde el punto de falla se expresa como:

$$Z_{\infty} = \sqrt{Z_g * R_t} (1 - \mu) \quad (1.47)$$

si se cumple que $Z_g \ll R_t$, lo cual es la condición que típicamente ocurre.

La corriente que circula a través del sistema de puesta a tierra de la Planta será:

$$I_k = I_f * \frac{Z_{\infty}}{R_k + Z_{\infty}} \quad (1.48)$$

Donde:

R_k : Resistencia del sistema de puesta a tierra de la Planta.

I_f : Corriente total de falla a tierra

1.5.2 Distribución de Corrientes de Falla en SEPT de Subestaciones Interconectadas Mediante Conductores Enterrados.

La corriente de falla inyectada a un sistema de electrodos de tierra ($SEPT_1$) de una subestación el cual se encuentra interconectado con otro ($SEPT_2$) a través de conductores desnudos directamente enterrados, es disipada al suelo por ambos sistemas de electrodos y por la interconexión, el cual se comporta como un electrodo de tierra tipo contrapeso.

Al ocurrir una falla a tierra en sistemas que disponen de redes de tierra interconectadas, interesa conocer:

- La resistencia de tierra del conjunto conformado por ambos sistemas de tierra y la interconexión, vistas desde el punto de inyección de la corriente de falla.
- Cual es la elevación del potencial de tierra en cada subestación
- Cual es el perfil de voltajes a lo largo de la longitud de la interconexión.

De acuerdo a [21], sección 5.8, un grupo de sistemas de puesta a tierra dispuestos en un área determinada (ver fig. 1.23) pueden ser representados mediante la red equivalente, tal como se muestra en la fig. 1.24.

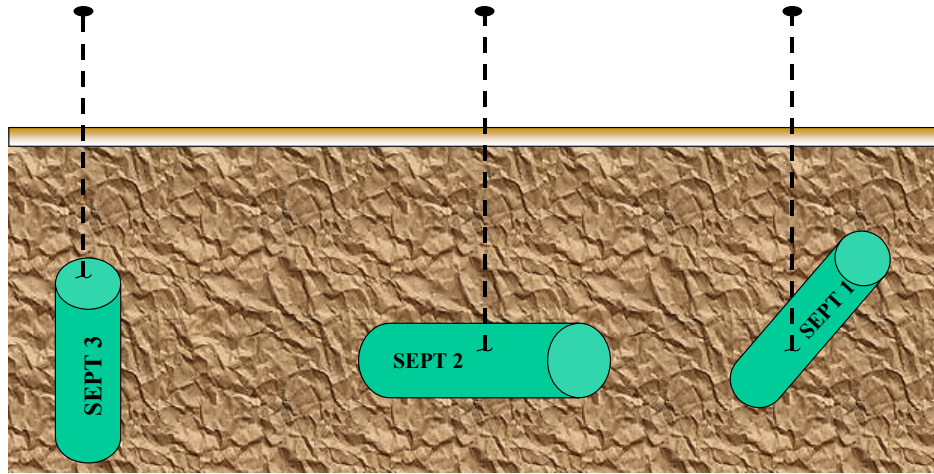


Figura 1.23– Disposición de Redes de Tierra en el Suelo

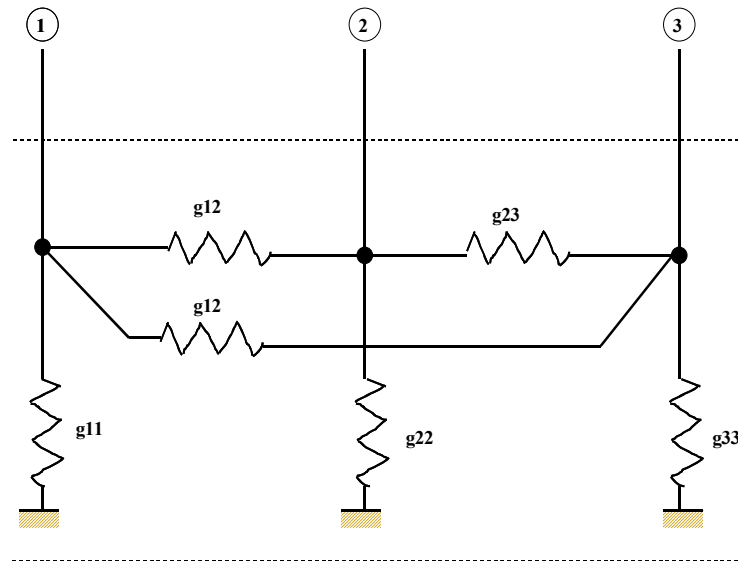


Figura 1.24 – Circuito Equivalente de SEPT Dispuestos en un Área Definida

La solución generalizada en forma matricial de la red, según [21], se puede expresar como

$$[I] = [Y] * [V] \quad (1.49)$$

$$\begin{bmatrix} I_1 \\ I_2 \\ I_3 \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} g_{11} + g_{12} + g_{13} & -g_{12} & -g_{13} \\ -g_{12} & g_{12} + g_{22} + g_{23} & -g_{23} \\ -g_{13} & -g_{23} & g_{13} + g_{23} + g_{33} \end{bmatrix} * \begin{bmatrix} V_1 \\ V_2 \\ V_3 \end{bmatrix} \quad (1.50)$$

Donde;

$$g_{12} = -y_{12}$$

$$g_{13} = -y_{13}$$

$$g_{11} = y_{11} + y_{12} + y_{13}$$

$$g_{23} = -y_{23}$$

$$g_{22} = y_{13} + y_{23} + y_{33}$$

$$g_{33} = y_{13} + y_{23} + y_{33}$$

Las consideraciones de acoplamientos mutuos entre las redes representan dificultades para su determinación en forma exacta. Cuando existe interconexión mediante conductores desnudos enterrados directamente en el suelo entre los sistemas de tierra de dos subestaciones A y B, [22] presenta un método simplificado para analizar el comportamiento de distribución de corrientes y el perfil de voltajes en cada sistema de conexión a tierra en las subestaciones y a lo largo del conductor de interconexión.

Apoyado en las consideraciones indicadas mas abajo, el método de análisis aplica las ecuaciones de líneas de transmisión para determinar los valores de impedancia y del perfil de voltajes en cualquier punto del conjunto SEPT_A -Interconexión - SEPT_B.

La metodología se puede resumir en los siguientes pasos:

- a) La interconexión es dividida en secciones de igual longitud y cada sección se representa mediante redes tipo π . Las redes se interconectan en cascada. Ver fig. 1.25 y fig. 1.26.

- b) Es despreciado el efecto de los acoplamientos mutuos de los nodos de interconexión de las secciones π .
- c) Se asume que existen múltiples caminos de interconexión por lo cual se desprecia la caída de voltaje en los conductores de interconexión. (Físicamente puede verificarse la existencia de los múltiples caminos a través de los conductores de interconexión, la pantalla de cables, tuberías metálicas y otros cuerpos metálicos los cuales de manera intencional o no interconecten los sistemas de electrodos de tierra.)
- d) Los sistemas de electrodos de tierra en las subestaciones A y B se representan en forma equivalente como el electrodo de una placa circular de radio “r”.
- e) Se considera uniforme la resistividad del terreno en el cual se encuentran ubicados los sistemas de electrodos de tierra de las subestaciones y el conductor de interconexión.
- f) Los conductores que conforman la interconexión subterránea normalmente se instalan a poca profundidad y su longitud es mucho mayor que el espaciamiento entre ellos. Los conductores pueden ser representados por un conductor equivalente con parámetros distribuidos de resistencia serie “R”, inductancia “L”, conductancia paralelo “G” y capacitancia “C”. El análisis es realizado para frecuencias de 60 Hz y la corriente drenada por la capacitancia es despreciada debido a que su magnitud es mucho menor que la corriente drenada por la conductancia “G”.

Definición de expresiones básicas: [22]

a) *Resistencia de SEPT subestaciones “A” y “B”:*

$$R_A = \frac{\rho}{(4 * r_A)} \quad (\Omega/m) \quad (1.51)$$

$$R_B = \frac{\rho}{(4 * r_B)} \quad (\Omega/m) \quad (1.52)$$

b) *Resistencia del Conductor de Interconexión:*

$$R = \frac{\rho_c}{n\pi a^2} \quad (\Omega/m) \quad (1.53)$$

c) *Conductancia del Conductor de Interconexión:*

$$G = \frac{\pi}{\rho} \left[\ln \left(\frac{2x}{A} \right) - 1 \right]^{-1} \quad (S/m) \quad (1.54)$$

d) *Inductancia del Conductor de Interconexión:*

$$L = \frac{2}{10^7} \left[\ln \left(\frac{2x}{A} \right) - 1 \right] \quad (H/m) \quad (1.55)$$

donde;

X : Longitud de la interconexión, m

a : radio de cada conductor, m

n : Número de conductores

A : radio medio geométrico de la disposición física de los conductores

ρ_c : resistividad específica del material del conductor (Cobre: $1,7 \times 10^{-8} \Omega \cdot m$)

$r_A = r_B$: Radio de la placa circular equivalente del sistema de electrodos de tierra en S/E(s)
“A” y “B”.

e) La impedancia distribuida (Z) y la admitancia paralela (Y) de la interconexión son dadas por:

$$Z = R + j(2 * \pi * 60 * L) \quad (\Omega/m) \quad (1.56)$$

$$Y = G \quad (S/m) \quad (1.57)$$

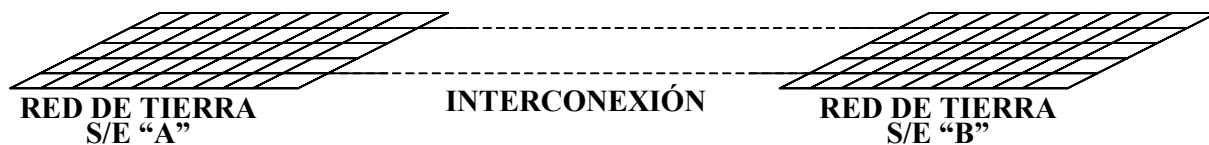


Figura 1.25 – Disposición Física de Interconexión de Redes de Tierra

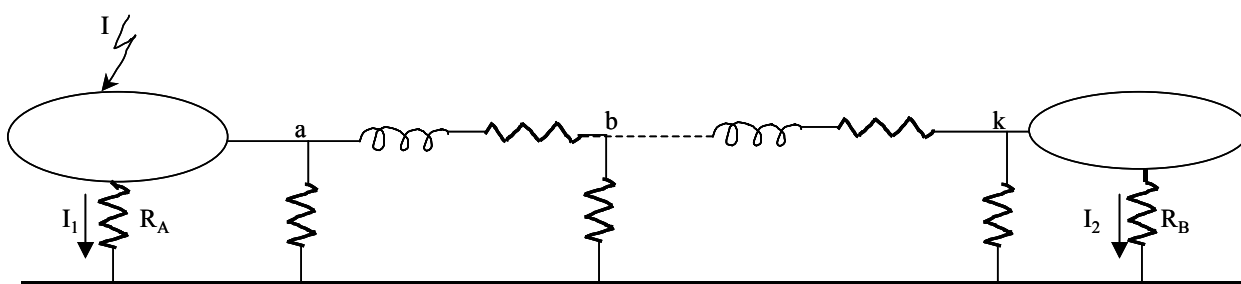


Figura 1.26 – Modelo de Interconexión de Redes de Tierra

Para la solución de la red, la metodología descrita en [22] aplica las ecuaciones de las líneas de transmisión.

f) La impedancia característica Z_0 y la constante de propagación γ se expresan mediante:

$$Z_0 = \left(\frac{Z}{Y} \right)^{\frac{1}{2}} \quad (1.58)$$

$$\gamma = (ZY)^{\frac{1}{2}} \quad (1.59)$$

La secuencia de pasos para obtener en forma aproximada los voltajes en ambas subestaciones son los siguientes:

g) *Impedancia de tierra de la interconexión:*

Es determinada calculando la impedancia de entrada de la interconexión vista desde la red de la S/E "A".

$$Z_i = \frac{Z_0}{(\tanh(\gamma X))} \quad (1.60)$$

h) *Impedancia del conjunto Interconexión – SEPT S/E “B”:*

La resistencia de tierra de la S/E “B” es conectada a la impedancia de tierra de la interconexión. La impedancia resultante vista desde la S/E “A” es dada por:

$$Z_{iB} = Z_0 \frac{(R_B + Z_0 * \tanh(\gamma X))}{(Z_0 + R_B * \tanh(\gamma X))} \quad (1.61)$$

i) *Impedancia de Tierra de SEPT S/E “A”:*

La resistencia de tierra de la S/E “A” está en paralelo con la impedancia Z_{iB} . La disposición en paralelo determina la presencia de una resistencia mutua entre ambos sistemas, la cual se expresa por las ecuaciones siguientes:

$$R_m = \frac{\rho}{(2\pi r_A)} * \text{sen}^{-1} \left\langle \frac{r_A}{r_A + \frac{x}{2}} \right\rangle \rightarrow \text{si } |Z_i - Z_{iB}| < |R_B - Z_{iB}| \quad (1.62)$$

$$R_m = R_{AB} \quad \text{si } |Z_i - Z_{iB}| \geq |R_B - Z_{iB}|$$

Donde;

$$R_{AB} = \frac{\rho}{(2\pi r_A)} \text{sen}^{-1} \left\langle \frac{r_A}{(X + r_A + r_B)} \right\rangle; \text{si } \rightarrow r_A > r_B \quad (1.63)$$

ó

$$R_{AB} = \frac{\rho}{(2\pi r_B)} \text{sen}^{-1} \left\langle \frac{r_B}{(X + r_A + r_B)} \right\rangle; \text{si } \rightarrow r_B > r_A \quad (1.64)$$

j) *Impedancia del Sistema:*

La impedancia del sistema conformado por las Subestaciones “A”, “B” y la interconexión subterránea es expresada como:

$$Z_{AiB} = \frac{(R_A Z_{iB} - R_m^2)}{(R_A + Z_{iB} - 2R_m)} \quad (1.65)$$

k) *Voltaje en la Red de tierra de la S/E “A”:*

Se expresa como

$$V_A = I * Z_{AiB} \quad (1.66)$$

l) *Corriente circulante por la interconexión:*

$$I_i = I \left[\frac{(R_A - R_m)}{(R_A + Z_{iB} - 2R_m)} \right] \quad (1.67)$$

3 *Voltaje en la red de tierra de la S/E “B”:*

$$V_B = V_A \cosh(\gamma X) - I_i \sinh(\gamma X) \quad (1.68)$$

m) *Voltaje en Cualquier Punto de la Interconexión:*

El voltaje en cualquier punto del conductor de interconexión se puede determinar reemplazando la longitud “X” del conductor por “x” la cual es la distancia desde el punto bajo consideración hasta la malla de tierra “A”

Distancia Efectiva de la Interconexión, [22]

La atenuación del voltaje a lo largo de la interconexión se define como α y se expresa como:

$$\alpha = \frac{1}{(100\sqrt{\rho})} \quad (1.69)$$

La longitud de la interconexión para la cual el voltaje cae a un valor del 36,8% de su valor inicial se define como la constante de longitud, se designa λ y se expresa:

$$\lambda = \frac{1}{\alpha} = 100\sqrt{\rho} \quad (1.70)$$

La constante de longitud depende principalmente de la resistividad del suelo y a una distancia de 2λ , la caída de voltaje a lo largo de la interconexión es del orden del 13,5%.

En forma de conclusión se determina que cuando la distancia de la interconexión entre 2 redes de tierra es de $200\sqrt{\rho}$ metros, n forma práctica, no existen efectos entre las redes de tierra de ambas subestaciones.

En el capítulo VI – Caso Práctico – se desarrolla la aplicación del cálculo de divisores de corriente existentes en los subsistemas de tierra que conforman la red de tierra de una planta de Inyección de Agua Salada existente en el Campo Oritupano, Edo. Monagas, Venezuela. Las redes de tierra están interconectadas mediante conductores desnudos instalados en forma subterránea directamente en zanjas.

CAPÍTULO II -
CRITERIOS DE DISEÑO DE SISTEMAS DE PUESTA A TIERRA

2.1.- Ubicación de Puntos de Conexión a Tierra en el Sistema Eléctrico

La definición del punto de conexión a tierra de un sistema eléctrico es determinada por el tipo de conexión de los transformadores o generadores ubicados en el sistema. Los transformadores conectados en Δ -Y ó Y- Δ bloquean de manera efectiva la circulación de las corrientes de secuencia cero entre los sistemas de alta y baja tensión.

La conexión en Y generalmente conduce a sistemas conectados a tierra debido a la facilidad con la cual se dispone del acceso al punto de neutro del sistema, sin embargo, este no debe ser el único criterio para conectar a tierra el sistema. Distintas normativas de seguridad, tales como COVENIN 200 (CEN),[1], establecen que el punto de conexión a tierra siempre debe estar del lado de la fuente o en el punto de entrega del servicio y prohíbe la conexión del lado de la carga o en otro sitio del sistema. La razón es que múltiples conexiones a tierra determinan también múltiples caminos los cuales pueden resultar peligrosos debido a que, entre otras cosas, la división de corrientes puede retardar la operación de las protecciones o incluso inhabilitar su operación.

2.1.1.- Conexión a Tierra en Sistema Eléctrico con Fuente Única

En este caso la fuente es representada por un generador o un transformador. El punto de conexión a tierra se define conectando el neutro de la fuente a tierra de manera directa o a través de una impedancia de puesta a tierra.

Ante necesidades de intervenciones en el sistema de conexión del punto neutro a tierra, no se dispone el uso de elementos de interrupción en el camino de conexión porque ello implica pasar de un sistema conectado a tierra a uno aislado de tierra, cuyos comportamientos ante fallas pueden resultar en severos daños a los sistemas de aislamiento o ponerse en riesgo la seguridad de las personas. Interrumpir el camino de neutro implica modificar, en forma abrupta, la filosofía de protecciones contra fallas a tierra. Las intervenciones en el sistema de conexión del neutro a tierra se deben realizar bajo condición desenergizada del sistema.

2.1.2.- Conexión del Neutro a Tierra en Sistema Eléctrico con Múltiples Fuentes. [4]

En sistemas eléctricos con múltiples fuentes, tales como generadores o transformadores los cuales pueden estar interconectados u operar en paralelo, la conexión a tierra del sistema puede implementarse de varias formas:

- (1) Conexión a tierra del neutro en cada fuente. Ver fig. 2.1 y fig. 2.2.
- (2) Neutro de cada fuente conectado a un punto común, el cual a la vez se interconecta a tierra. Ver fig. 2.3 y fig. 2.4.

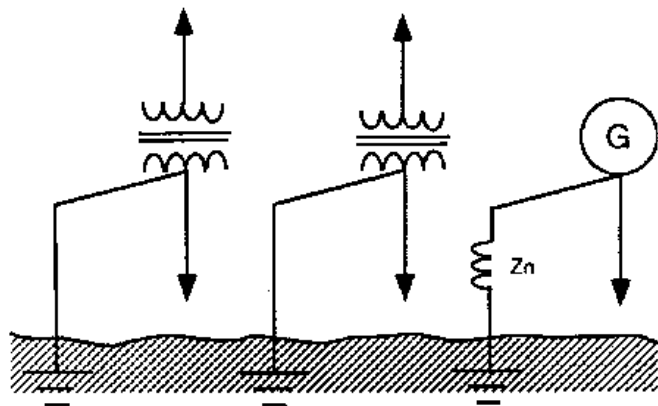


Fig. 2.1 Conexión Sólida a Tierra del Neutro en Cada Fuente

(Tomado de IEEE-142)

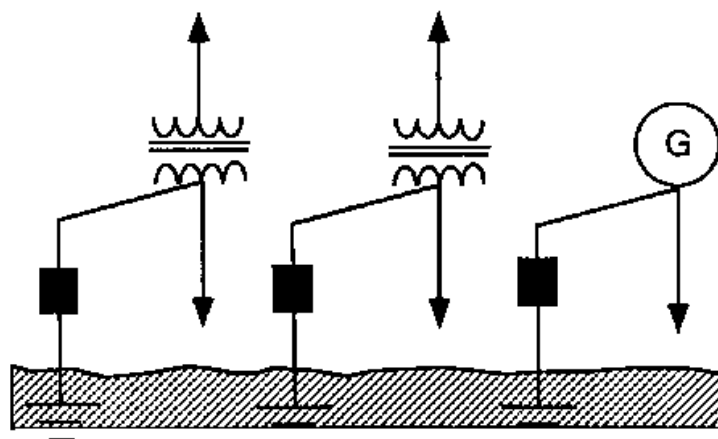


Fig.2.2.- Conexión a Tierra del Neutro Mediante Impedancia en cada Fuente

(Tomado de IEEE-142)

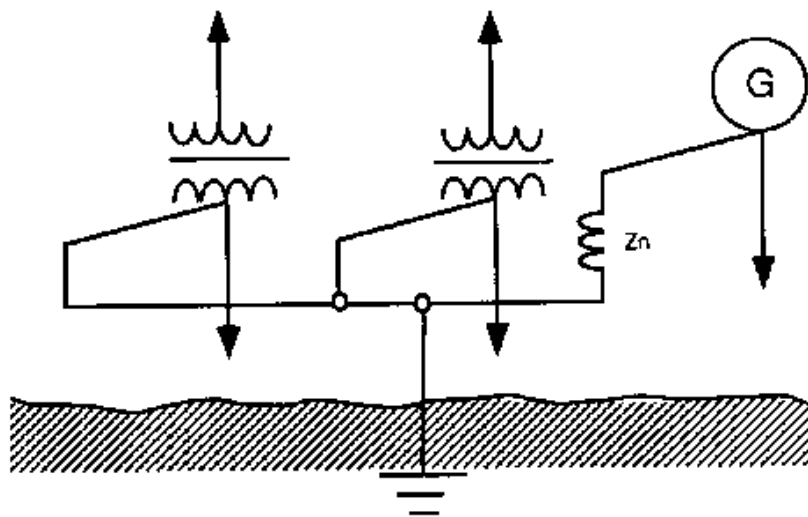


Fig. 2.3.- Fuentes Múltiples - Conexión Sólida a Tierra del Neutro Mediante Punto Común

(Tomado de IEEE-142)

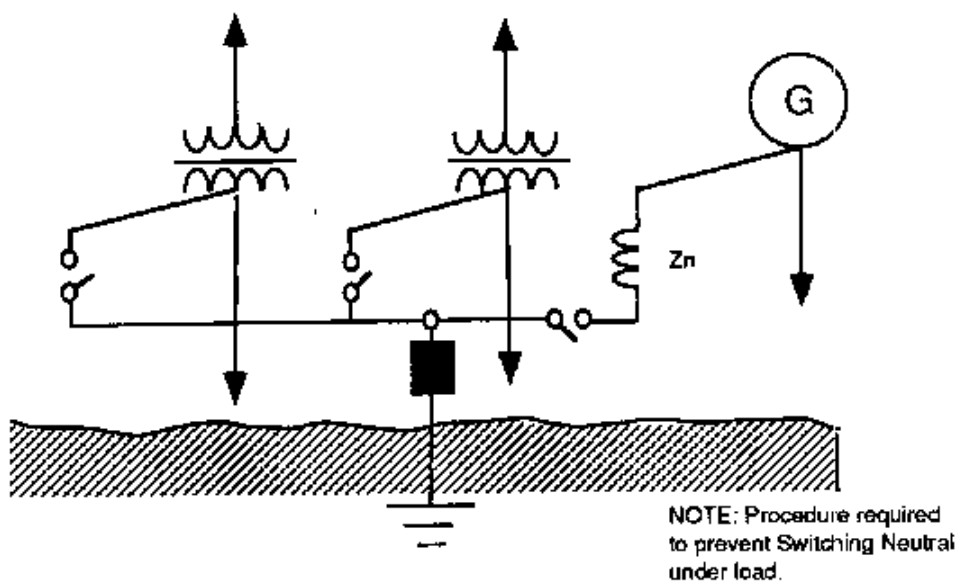


Fig. 2.4.- Fuentes Múltiples - Conexión a Tierra del Neutro Mediante Impedancia y Punto Común

(Tomado de IEEE-142)

Características de las Variantes de Conexión de Neutro en Fuente Individual: [4]

- a) Para el tipo de conexión de neutro indicado en la sección 2.1.2.-, ítem (1), la corriente de falla es determinada por la capacidad individual de aporte de cada fuente.
- b) Para los esquemas de neutro con interconexión en punto común es posible establecer selectividad, lo cual permite identificar y aislar la fuente fallada y reducir los efectos de la falla sobre el sistema eléctrico.
- c) La interconexión de neutro con punto común es recomendable cuando la ubicación de las fuentes es cercana. Para sitios lejanos no es recomendable porque la impedancia del elemento de interconexión puede llegar a ser alta afectando la conexión efectiva, o hasta presentarse condición de apertura, del neutro.
- d) Para sistemas con neutro conectado a tierra a través de impedancia o de resistencia, siempre es permitido el uso de conexiones separadas porque el nivel de la corriente de falla es determinado y controlado por el valor de la impedancia para satisfacer los parámetros de diseño del sistema.
- e) El uso de conexiones individuales del neutro a través de impedancia, limita a valores muy pequeños la circulación de corrientes armónicas de tercer orden.
- f) Como criterio de diseño, debe considerarse el uso de impedancias o resistencias limitadoras en sistemas en los cuales la corriente de falla a tierra tenga valores iguales o mayores a 1000-4000 A.

2.2.- Conexión a Tierra de Generadores Industriales

El diseño de redes de tierra aplicados a estaciones de generación,[27], toma en cuenta algunos elementos distintos a los aplicados a las redes de tierra de subestaciones, diseñadas bajo [5]

Las principales diferencias que debe tomarse en cuenta para el diseño son las siguientes:

- a) Las estaciones de generación usualmente ocupan un área mucho mayor que las subestaciones y disponen de un gran número de estructuras y fundaciones metálicas enterradas. El efecto significativo en la disminución del valor de la resistencia de

puesta a tierra, causado por la presencia de estos cuerpos metálicos enterrados, no es tomado en cuenta cuando se diseñan redes de tierra para subestaciones.

- b) Muchas estaciones de generación se encuentran cercanas a grandes masas de agua, las cuales pueden tomarse como punto de referencia de tierra de baja impedancia.
- c) El personal de operaciones en las estaciones de generación típicamente cumple labores en áreas interiores, por lo cual no está expuesto a muchas de las condiciones de los voltajes de toque y de paso, ya que no se encuentra en contacto directo con el suelo o con las capas de piedra picada, tal como es el caso de los operadores de subestaciones. En este caso las estaciones de generación se comportan como en el caso de subestaciones de tipo interior. La consideración es válida si el piso de concreto del suelo de la planta de generación asegura efectivo aislamiento de los potenciales del suelo o si está conformado un sistema de tierra de tipo equipotencial.

Existen distintas consideraciones de diseño para evaluar los potenciales de toque y de paso en el suelo del edificio. Un criterio de diseño es incorporar una red de tierra adicional al cuerpo de acero colocado en el concreto.

Debido a la configuración de los cuerpos de acero embutidos en el concreto del suelo de las casas de maquinas y otras edificaciones, [27] no considera necesario agregar una red de tierra adicional para la edificación y establece metodologías para evaluar las condiciones seguras de voltajes de toque y de paso incluyendo las áreas exteriores de la planta de generación, tales como patios de transformadores, áreas de bombas, etc.

Para el diseño de la red de tierra de una estación de generación [27] sigue una metodología similar a la expuesta por [5].

Existen ciertos elementos que de manera particular son tomados en cuenta por [27] para el diseño:

Resistividad del terreno:

Aunque son aceptados los métodos tradicionales de medición de la resistividad del terreno, tal como el método de Wenner de los 4 electrodos, debido a los extensos estudios de suelo que son realizados por la disciplina civil para las fundaciones de los equipos e instalaciones, es posible para la disciplina eléctrica disponer de una buena caracterización del suelo y en consecuencia poder realizar una modelación basada en términos reales para capas profundas del suelo. La modelación del suelo debe realizarse con un método no menor a dos capas y se debe tener especial atención a los valores finales de resistividad, porque debido a los grandes volúmenes de excavación del suelo, necesario para la construcción de las edificaciones, el reemplazo de suelo final puede conducir a disponer de un modelo distinto del suelo.

Área de la Red de Tierra

Esta es una de las variables más importantes para asegurar un bajo valor de resistencia de tierra del sistema. El área disponible es definida por el arreglo y el tamaño de las edificaciones que conforman la estación de generación. La geometría de la red de tierra típicamente se define en forma rectangular y se busca insertar dentro del perímetro de la malla de tierra los edificios e instalaciones que conforman la estación.

Normalmente el área disponible es suficiente para lograr los valores requeridos de la resistencia de puesta a tierra.

Corriente de falla

Deben realizarse los cálculos de las máximas corrientes de cortocircuito por falla a tierra. Existen múltiples caminos conductivos los cuales actúan como divisores de corriente, distintos del suelo, para el retorno de la corriente de falla. La circulación de corrientes por el suelo ocurre para fallas externas a la estación. Los múltiples caminos conductivos determinan un factor de división de la corriente de falla el cual en [27] es calculado mediante métodos gráficos, similares a los métodos aplicados por [5].

2.2.1 Criterios de diseño del Sistema de Puesta a Tierra de la Estación de Generación

Las metodologías y expresiones matemáticas para el diseño de la red de tierra en estaciones de generación son las mismas aplicadas por [5] para el diseño de las redes de tierra de subestaciones.

2.2.2 Consideraciones Sobre la Conexión a Tierra del Neutro del Generador

Los generadores tienen características que los hacen diferentes de otros equipos tales como los transformadores. Un generador tiene menos capacidad que un transformador para soportar los esfuerzos mecánicos y térmicos producidos por las corrientes de falla. De acuerdo a la norma NEMA MG-1, un generador de uso normal se diseña para soportar hasta 10 veces la corriente de falla. Un transformador de diseño normal puede soportar hasta 25 veces la corriente de falla.

Un generador puede soportar menos del 25% del efecto de calentamiento producto de la corriente de falla y si la corriente es desbalanceada la capacidad térmica se reduce a menos del 10% de la capacidad del transformador.

Al contrario de un transformador, en un generador las reactancias de secuencia no tienen los mismos valores y es típico que la impedancia de secuencia cero tenga un menor valor que las de secuencia positiva y negativa, lo cual implica que, en caso de falla a tierra, la corriente de secuencia cero tendrá un valor mayor que la corriente trifásica para generadores con neutro sólidamente conectado a tierra.

Consideraciones de diseño establecidas por NEMA MG-1 definen que un generador debe soportar el nivel de la corriente trifásica y la capacidad térmica del equipo es determinada por el producto del tiempo (s) que esté presente la corriente de secuencia negativa, expresada la energía como:

$$E_t = (I_2^2 t) \quad (2.1)$$

En generadores con neutro sólidamente conectado a tierra, es típico que la corriente de falla a tierra sea hasta de ocho (08) veces la corriente de carga, mientras que la corriente de falla trifásica es de hasta tres (03) veces la corriente de carga. Lo anterior muestra la necesidad de limitar la circulación de corrientes de secuencia cero en los generadores.

Es práctica normal la conexión a tierra del punto neutro de los generadores debido a las razones siguientes:

- a) Facilidad para limitar el flujo de la corriente durante eventos de falla a tierra.
- b) Permite la aplicación de dispositivos y relés de protección para la detección de falla a tierra.
- c) Limitar y controlar las sobretensiones transitorias y temporales originadas por fallas a tierra.

En [28] se definen ocho métodos para conectar a tierra el neutro de un generador:

- (1) Conexión a tierra de alta resistencia (mediante transformador de distribución).
- (2) Conexión a tierra de alta resistencia (mediante inserción de resistencia de neutro).
- (3) Conexión a tierra de baja resistencia (mediante inserción de resistencia de neutro).
- (4) Conexión a tierra de baja inductancia (mediante inserción de reactancia inductiva de neutro).
- (5) Conexión a tierra de tipo resonante.
- (6) Conexión a tierra de alta resistencia (Uso de transformador de puesta a tierra tipo zig-zag ó delta- estrella con resistencia de tierra).
- (7) Conexión a tierra de alta resistencia (Uso de transformador de puesta a tierra tipo zig-zag ó delta- estrella).
- (8) Aislado de Tierra.

2.3.- Selección de Conductores y Conexiones para Redes de Puesta a Tierra

2.3.1 Aspectos Generales

El conductor de conexión a tierra conforma la interconexión entre el neutro del sistema, la carcasa de los equipos o puede constituir el cuerpo del electrodo de puesta a tierra. Debe ser dimensionado de diámetro suficiente para soportar los esfuerzos térmicos a los que será expuesto cuando circule la corriente máxima de falla. Sin embargo, no basta con atender solamente el dimensionamiento del conductor, también es requerido que todo el conjunto de cables, empalmes y conexiones que conforman la red de tierra y sus derivaciones sean dimensionados de manera apropiada para soportar los máximos esfuerzos térmicos que ocurren al momento de la falla.

La instalación del cable debe realizarse de manera tal que se obtenga el menor valor posible de impedancia en el camino de retorno de la corriente de falla. Esto se logra instalando el conjunto cables y conductores que conforman el sistema de tierra de la manera mas recta y corta posible.

Es requerido seleccionar conductores y elementos de conexión que cumplan con parámetros tales como:

- a) Continuidad eléctrica y suficiente capacidad para transportar corriente.
- b) Resistencia a la corrosión, para lo cual el material mas ampliamente usado en instalaciones subterráneas es el cobre. Para instalaciones aéreas, tal como es el caso de los cables de guarda, se usan materiales como el acero galvanizado ó el aluminio.
- c) Resistencia mecánica apropiada para ser manipulados en zanjas en los cuales serán directamente enterrados, recubiertos de relleno compactado.

- d) Las conexiones deben disponer un diámetro igual o mayor al del conductor y asegurar la calidad de la conexión en el tiempo, con bajo requerimientos de inspección y revisión de integridad física. Las conexiones mas utilizadas en instalaciones subterráneas son las del tipo exotérmico, debido a que su proceso, el cual consiste en la fundición de los materiales conductivos, asegura alta calidad de la conexión. Generalmente se evita el uso de conexiones apernadas para interconexión subterránea de conductores de puesta a tierra. Un método alternativo aceptado en las instalaciones subterráneas, es el uso de elementos de conexión mecánicos instalados mediante herramientas de tipo compresión. Estas conexiones requieren alta atención durante las labores de instalación, debido a que una aplicación inadecuada de los esfuerzos de compresión pueden originar una conexión deficiente (alta resistencia de contacto) ó en el caso de aplicar excesiva fuerza de compresión, originar daños permanentes al elemento de conexión o a los conductores que se interconectan.

2.3.2 Criterios de Diseño de Redes de Tierra Aplicados en la Industria

En las aplicaciones industriales, los criterios de diseño de los sistemas de tierra provienen principalmente de las normas y documentos que le dan sustento a las sanas prácticas de ingeniería. Existen prácticas recomendadas de amplio uso y aceptación mundial y regional, como es el caso de los documentos IEEE de los EEUU, el CIGRE, entre otras. También se incluyen normas nacionales, COVENIN para el caso de Venezuela, las cuales tienen carácter de cumplimiento obligatorio. Existen normas internacionales, tales como las IEC o las ANSI (Las normas ANSI son elaboradas bajo jurisdicción de leyes de los EEUU, pero disponen de amplio reconocimiento y aplicación mundial). Muchas empresas, principalmente de industrias especializadas tales como la eléctrica o la petrolera, disponen de normativas internas las cuales, cumplen las normas nacionales o internacionales, e incorporan la propia cultura técnica corporativa (Know How).

2.3.2.a .- Norma COVENIN 200 – Código Eléctrico Nacional, año 1999 - [1]

La norma COVENIN 200 representa los lineamientos de seguridad aplicables a las instalaciones eléctricas de tipo interior en Venezuela. No es un documento de diseño, es una norma orientada a la preservación y seguridad de personas en instalaciones. Sus disposiciones son de obligatorio cumplimiento en el país. La sección 250, aparte J, del código establece los requerimientos para los conductores de puesta a tierra.

El artículo **250-91(a)** define como materiales aceptables: cobre, aluminio o aluminio revestido de cobre. También son aplicables los llamados conductores tipo coperweld, el cual es conformado por barras sólidas o guayas de acero revestidas con cobre. Los conductores aceptables será una o más de las siguientes opciones, según el artículo **250-91(b)**:

- Conductor de cobre u otro material resistente a la corrosión. Ese conductor será sólido o trenzado, aislado, recubierto o desnudo en forma de alambre o barra de cualquier forma.
- Tubería metálica rígida.
- Tubería metálica intermedia.
- Tubería metálica eléctrica.
- Tubería metálica flexible cuando esta y sus accesorios estén aprobados para la puesta a tierra.
- Armadura de un cable tipo AC.
- Cables con pantalla de cobre y cables con pantalla metálica y aislamiento mineral.
- Pantalla metálica de los cables tipo MC o la combinación de esa pantalla con el cable de puesta a tierra.
- Las bandejas portacables, tal como lo definen los artículos **318-3(c)** y **318-7**.
- Ductos de cables tal como lo establecen los artículos **365-2(a)**
- Otras canalizaciones metálicas con continuidad eléctrica, aprobadas para puesta a tierra.

Adicionalmente, la **sección (c)** del artículo **250-91** establece “*se permitirá el uso de electrodos de puesta a tierra complementarios para aumentar los conductores de puesta a tierra de equipos especificados en el artículo 250-91(b), pero el suelo no se debe utilizar como el único conductor de puesta a tierra de los equipos*”.

El aparte **H de la sección 250** del CEN define “**Sistema del Electrodo de Puesta a Tierra**”. Según el artículo **250-81**, podrán usarse como electrodo de tierra:

- a) Tubería metálica subterránea de agua
- b) Estructura metálica del inmueble
- c) Electrodo empotrado en concreto
- d) Anillo de tierra

Cuando son requeridos electrodos artificiales u otros electrodos, el artículo **250-83** establece los requerimientos para estos sistemas:

- e) No se usarán como electrodo de puesta a tierra las instalaciones subterráneas de tuberías metálicas de gas.
- f) Son aceptables como electrodo de tierra otras estructuras o sistemas metálicos subterráneos, tales como tuberías y tanques subterráneos.
- g) Electrodos de tubos y barras: Los electrodos constituidos por tubos y barras tendrán una longitud mínima de 2,40 m y deberán cumplir con los requerimientos siguientes:

- g.1. Electroodos consistentes en tuberías o conductos tendrán una sección comercial mínima de $\frac{3}{4}$ de pulgada (19,05 mm). Si el material es acero o hierro, la superficie externa deberá protegerse contra la corrosión mediante galvanizado o cualquier otro método aprobado.
 - g.2. Los electrodos de barras de acero o hierro tendrán un diámetro mínimo de $\frac{5}{8}$ de pulgada (15,87 mm). Bajo aprobación pueden usarse electrodos de acero inoxidable o de metales no ferrosos, hasta un diámetro mínimo de $\frac{1}{2}$ pulgada (12,7 mm).
 - g.3. Las barras que conforman el electrodo artificial deben enterrarse hasta lograr que por lo menos 2,40 m de su longitud se encuentre en contacto con el suelo.
- h) Es permitido el uso de electrodo del tipo placa circular. Cada placa debe tener una superficie de contacto útil no menor de $0,2 \text{ m}^2$. El electrodo de placa de hierro o acero tendrá un espesor mínimo de 6 mm. Los electrodos de metales no ferrosos tendrán un espesor mínimo de 1,5 mm.
- i) No es permitido el uso de conductores de aluminio como electrodos artificiales

El calibre del conductor de puesta a tierra es definido en los artículos **250-94 “Calibre del conductor de puesta a tierra de sistemas de corriente alterna”** y **250-95 “Calibre de los conductores de puesta a tierra de los equipos”**.

La tabla **250-94** del CEN muestra el calibre del conductor del electrodo puesta a tierra en sistemas de corriente alterna.

CALIBRE del MAYOR CONDUCTOR de ENTRADA a la ACOMETIDA ó CALIBRE EQUIVALENTE DE CONDUCTORES en PARALELO		CALIBRE del CONDUCTOR al ELECTRODO de PUESTA a TIERRA	
COBRE	ALUMINIO ó ALUMINIO con RECUBRIMIENTO de COBRE	COBRE	ALUMINIO ó ALUMINIO con RECUBRIMIENTO de COBRE
2 AWG ó MENOR	1/0 AWG ó MENOR	8 AWG	6 AWG
1 – 1/0 AWG	2/0 – 3/0 AWG	6 AWG	4 AWG
2/0 – 3/0 AWG	4/0 AWG ó 250 kcmil	4 AWG	2 AWG
3/0 AWG – 350 kcmil	250 kcmil – 500 kcmil	2 AWG	1/0 AWG
350 kcmil – 600 kcmil	500 kcmil – 900 kcmil	1/0 AWG	3/0 AWG
600 kcmil – 1100 kcmil	900 kcmil – 1750 kcmil	2/0 AWG	4/0 AWG
Mayor de 1100 kcmil	Mayor de 1750 kcmil	3/0 AWG	250 kcmil

La tabla **250-95** del CEN muestra el calibre mínimo de los conductores de puesta a tierra para canalizaciones y equipos.

Capacidad Nominal o Ajuste Máximo del Dispositivo Automático de Sobrecorriente Ubicado del Lado de la Alimentación (A)	Cable de Cobre Nro.	Cable de Aluminio o Aluminio Recubierto de Cobre Nro
15	14	12
20	12	10
30	10	8
40	10	8
60	10	8
100	8	6
200	6	4
300	4	2
400	3	1
500	2	1/0
600	1	2/0

Capacidad Nominal o Ajuste Máximo del Dispositivo Automático de Sobrecorriente Ubicado del Lado de la Alimentación (A)	Cable de Cobre Nro.	Cable de Aluminio o Aluminio Recubierto de Cobre Nro
800	1/0	3/0
1000	2/0	4/0
1200	3/0	250 kcmil
1600	4/0	350 kcmil
2000	250 kcmil	400 kcmil
2500	350 kcmil	600 kcmil
3000	400 kcmil	600 kcmil
4000	500 kcmil	800 kcmil
5000	700 kcmil	1200 kcmil
6000	800 kcmil	1200 kcmil

2.3.2.b .-Norma COVENIN 734 : Código Nacional de Seguridad en Instalaciones de Suministro de Energía Eléctrica y de Comunicaciones [29]

Esta norma cubre los requisitos de seguridad para las instalaciones comprendidas entre las plantas eléctricas (y también las centrales telefónicas) y los puntos en los cuales se hace entrega de estos servicios a los abonados para Venezuela.

La sección 9 del documento norma establece las reglas que abarcan los métodos de puesta a tierra, para la protección de los circuitos, equipo, parardescargas atmosféricas de subestaciones, líneas y equipos de utilización.

Material del Conductor de Puesta a Tierra

La regla 93A establece que en todos los casos el material del conductor de puesta a tierra será de cobre o de otros metales que no sean excesivamente corrosivos, en las condiciones que prevalecen y no deberá tener ninguna unión o empalme.

No será aceptable ningún dispositivo de interrupción (fusible o interruptor automático) en el conductor de puesta a tierra.

Calibre y Capacidad de Corriente del Conductor de Puesta a Tierra:

La regla 93B establece que el conductor de puesta a tierra debe cumplir lo siguiente:

- 1) Circuitos de Corriente Continua (CC): El conductor de puesta a tierra para un sistema de distribución de CC, tendrá una capacidad de corriente no menor que la del conductor de mayor calibre y en ningún caso menor que el calibre 8 AWG para cobre.
- 2) Circuitos de Corriente Alterna (CA): El conductor de puesta a tierra para un sistema de distribución de CA, tendrá una capacidad de corriente no menor que un quinto ($1/5$) de la de los conductores con los cuales está relacionado. La resistencia a la tracción del conductor no deberá ser, en ningún caso, menor que la de un conductor calibre 8 AWG para cobre.
- 3) Para Canalizaciones y Equipos: La capacidad de corriente de los conductores de puesta a tierra para equipos, canalizaciones, armaduras de cables y otros envoltentes metálicos de conductores, cuando estén provistos de protección contra sobrecorrientes, deberá ser suficiente para proveer el paso adecuado de las corrientes de falla durante el tiempo necesario para que funcione el dispositivo de protección. Cuando están conectados a electrodos artificiales, los conductores de puesta a tierra no necesitan ser de calibre mayor que el 6 AWG para cobre o su equivalente. Si los equipos no están provistos de protecciones contra sobrecorrientes (fusibles o interruptores automáticos), la capacidad del conductor de puesta a tierra deberá determinarse de acuerdo con el diseño y las condiciones de funcionamiento del circuito, pero no deberá ser de calibre menor que 8 AWG.

- 4) Tranformadores de medición: El conductor de puesta a tierra para las cajas de instrumentos y para los circuitos secundarios de transformadores de medición no deberá ser de calibre menor que el 12 AWG para cobre o equivalente si es de otro metal.

2.3.2.c .-Petróleos de Venezuela (PDVSA): Guía de Diseño 90619.1.091 “Puesta a Tierra y Protección Contra Sobretensiones” [30]

Este documento tiene como alcance declarado, cubrir los requerimientos mínimos necesarios para el diseño de la puesta a tierra de las instalaciones eléctricas en PDVSA. Los conductores para la conexión del electrodo de puesta a tierra y para la puesta a tierra de los equipos se regirán por las Partes F, J, K, L y M del Artículo 250 del Código Eléctrico Nacional. [1]

a) Conductores para conexión del electrodo de puesta a tierra:

Los conductores para la conexión del electrodo de puesta a tierra se regirán por las secciones 250–23, 250–26(b), 250–53, 250–91(a), 250–92(a)(b), 250–93, 250–94, 250–112, 250–113, 250–115, 250–117, 250–125, y 250–150 de [1]

Las secciones mencionadas de [1] establecen los materiales, determinación del calibre, métodos de instalación, conexiones, protección mecánica y otros requerimientos aplicables a los conductores para la conexión del electrodo de puesta a tierra. El calibre del conductor para sistemas de corriente alterna se establece en la tabla 250–94 la cual se basa en el calibre del mayor conductor de fase o en el calibre equivalente cuando hay conductores en paralelo.

b) Conductores para Puesta a Tierra de los Equipos

Los conductores para la puesta a tierra de los equipos se regirán por las Secciones 250–26(a), 250–50, 250–51, 250–91(b), 250–95, 250–99, 250–113, 250–114, 250–118, 250–119, 250–125, 250–150, 250–153(d), 250–154(b) y 250–155 de [1] y los párrafos siguientes.

- b.1. En caso de usarse centros de control o tableros de potencia, el extremo de suministro de los conductores de puesta a tierra de los equipos, se conectará a la barra de puesta a tierra respectiva.
- b.2. El extremo de la carga de los conductores de puesta a tierra de los equipos se conectará a una barra de puesta a tierra, cuando exista, o al encerramiento metálico del equipo servido por el circuito. Debe asegurarse la existencia de un puente de unión entre las partes metálicas no conductoras del equipo, las cuales pudieran energizarse en caso de falla, y el conductor de puesta a tierra del equipo.
- b.3. El conductor de puesta a tierra del equipo será al menos uno de los indicados en la Sección 250–91(b) del Código Eléctrico Nacional [1] o uno o más de los siguientes:
 - a. Tubería metálica eléctrica, armaduras y pantallas de cables armados en circuitos de longitud máxima de 45 m (150 pies) y protegidos por dispositivos de sobrecorriente que tengan una capacidad nominal máxima de 20 amperios.
 - b. Pantallas de cables armados usados en circuitos protegidos por relés de tierra, siempre que la pantalla sea capaz de conducir la corriente máxima de falla a tierra sin causar daños al cable o a la pantalla, durante el tiempo permitido por el relé de respaldo de respuesta mas lenta.
 - c. Cubiertas metálicas de ductos de barras, cuando la longitud del ducto no exceda de 7,5 m (25 pies).
 - d. La impedancia combinada del conductor de puesta a tierra y de los conductores de fase del circuito, será lo suficientemente baja para asegurar el funcionamiento del dispositivo de protección de sobrecorriente, en un tiempo

que no exceda el límite térmico de los conductores, debido a una falla a tierra en el extremo de carga del circuito.

- b.4. Debe asegurarse que el tiempo de despeje de la falla no exceda el límite térmico del aislamiento del conductor de puesta a tierra y de los conductores de fase que se encuentran en contacto con él. Al excederse el límite térmico puede dañarse el aislamiento de cualquiera de los conductores y hasta fundirse el conductor de puesta a tierra del equipo, implicando esto que no se despeje la falla y creando una condición de peligro para las personas.

Los fabricantes de conductores publican curvas que muestran el límite térmico de los mismos basándose en la ecuación:

$$\left(\frac{I}{A}\right)^2 t = 0,0297 * \log\left(T_2 + \frac{234}{T_1} + 234\right) \quad (2.2)$$

Donde;

I = corriente de cortocircuito, Amperes;

A = sección transversal del conductor, mils circulares;

t = tiempo de duración de falla, segundos;

T₂= Temperatura máxima de operación durante la falla sin daño, grados Celsius;

T₁= Temperatura máxima de operación en condiciones normales, grados Celsius;

234= Temperatura absoluta inferida del cobre.

Estas curvas, o la ecuación de base, deben utilizarse junto a las curvas de operación de los dispositivos de protección (fusibles, interruptores, relés) para asegurar que el tiempo de operación de estos últimos, para una determinada corriente de falla, es inferior al tiempo soportado por el conductor (coordinación).

La tabla 250–95 del Código Eléctrico Nacional [1], establece el calibre mínimo del conductor de puesta a tierra de las canalizaciones y equipos en función del valor nominal o ajuste del dispositivo de protección contra sobrecorriente. Sin embargo es preferible el uso de las curvas, como se indicó anteriormente, pues el calibre recomendado en el CEN no garantiza que no se dañe el aislamiento.

- b.5. Cuando se utilice conductor desnudo para la puesta a tierra, el calibre se determinará como se indica en la sección d).
- b.6. En caso de utilizar la tubería metálica rígida como conductor de puesta a tierra del equipo, la distancia del circuito desde el neutro de la fuente al equipo alimentado por éste no excederá los valores dados en la Tablas 1 y 2 del Código Eléctrico Nacional, [1].
- b.7. Cuando se utilice tubería metálica flexible, se cumplirá con la Sección 250–91(b) del Código Eléctrico Nacional [1]. Debe ponerse especial atención a las excepciones 1 y 2.
- b.8. El conductor de puesta a tierra del equipo en sistemas de tuberías metálicas o no metálicas se instalará en conjunto con los conductores de fase, dentro de la misma tubería. El conductor de puesta a tierra será aislado cuando no forme parte del ensamblaje de los conductores de fase. El conductor de puesta a tierra del equipo es obligatorio cuando se utilicen tuberías no metálicas. No es obligatorio cuando se utilicen tuberías metálicas rígidas, pero pueden usarse para aumentar la longitud máxima del circuito.
- b.9. Los alambres o cables utilizados como conductor de puesta a tierra del equipo en sistemas de cables directamente enterrados o instalados en la superficie, se colocarán junto a los cables de fase. El conductor de puesta a tierra puede ser desnudo.

- b.10. La longitud del circuito desde el neutro de la fuente hasta el equipo alimentado, no excederá de los valores dados en la Tabla 3 del Código Eléctrico Nacional, [1], para circuitos que tengan el conductor de puesta a tierra dentro del arreglo del cable, en tubería no metálica o en tubería metálica eléctrica (EMT).
- b.11. Uno o más conductores pueden servir como conductor de puesta a tierra del equipo, en un grupo de circuitos en un sistema de cables directamente enterrados. En tal caso, se cumplirá con lo siguiente:
- a. El conductor principal de puesta a tierra se tenderá en la misma zanja que los conductores de fase.
 - b. Se prefiere hacer derivaciones a partir del conductor principal de puesta a tierra para conectar los equipos. Como alternativa, puede hacerse un lazo con el conductor principal el cual se irá conectando a los equipos.
 - c. El conductor principal de puesta a tierra y las derivaciones, deben mantenerse lo mas cerca posible de los conductores de fase.

c) Tipos de Electrodo de Tierra y Consideraciones de Instalación

El sistema de electrodos de puesta a tierra se regirá según lo indicado en el Código Eléctrico Nacional [1], Parte H.

Los conductores enterrados que sirvan como sistema de tierra tendrán una longitud mínima de 6,1 m (20 pies). En caso de instalación permanente y cuando se ubiquen a distancia razonable del equipo o estructura a ser conectada a tierra, los objetos metálicos grandes enterrados que estén en estrecho contacto con el terreno, tales como camisas de pilotes o estructuras metálicas de edificaciones, unidos mediante puentes, pueden usarse como electrodos de puesta a tierra.

Los electrodos artificiales de puesta a tierra fabricados con barras o tubos metálicos hincados, cumplirán con las siguientes condiciones:

- a.* Serán de acero con recubrimiento de cobre, equivalentes a “Coperweld” y tendrán un diámetro mínimo de 16 mm ($\frac{5}{8}$ ”).
- b.* Se enterrarán un mínimo de 2,44 m (8 pies) y su ubicación se identificará mediante un testigo.
- c.* Los topes de cada barra se conectarán a un punto accesible de conexión o a un pozo de prueba, mediante un conductor de tierra. El punto de conexión puede ubicarse en la estructura permanente cercana, a fin de que sirva como punto de enlace para otros conductores de tierra. En los puntos de enlace, los conductores que vienen de las barras se identificarán mediante bandas metálicas anticorrosivas a objeto de facilitar su remoción en caso de pruebas.
- d.* El uso de pozos de prueba es recomendado en áreas donde no existan estructuras o equipos cercanos o donde se requieran para fines de pruebas.
- e.* El conductor de puesta a tierra se conectará a la barra mediante soldadura y a los puntos de enlace mediante conectores apernados.
- f.* Tanto el tope de la barra como su conexión soldada al conductor de puesta a tierra estarán enterrados.
- g.* Cuando se conecte más de un electrodo artificial a un sistema de tierra, los electrodos estarán separados a un mínimo de 1,83 m (6 pies).

- h.* En general, las barras de puesta a tierra deberán ubicarse cada 30 m aproximadamente, incrementando o disminuyendo este espaciamiento dependiendo del número de conexiones de cada caso.

d) Calibre de los Conductores de Puesta a Tierra

Los conductores para puentes de unión y puesta a tierra serán de cobre desnudo, trenzado, dureza media.

El calibre de los conductores de puesta a tierra limitará la temperatura alcanzada por éstos, cuando transporten la corriente máxima de falla a tierra, por el tiempo permitido por el relé de respaldo de respuesta más lenta, de acuerdo a lo siguiente:

- a.* Para conductores con aislamiento, a la temperatura transitoria sin dañar el aislamiento.
- b.* Para conductores desnudos: a 250 °C si las conexiones al cable están hechas con conectores de presión y 450 °C si las conexiones son soldadas.

Para conductores de cobre de dureza media y una temperatura ambiente de 40 °C el calibre se calcula mediante la expresión:

$$A = I * K_f * \sqrt{t_c} \quad (2.3)$$

Donde;

A = Sección transversal del conductor, kcmil.

I = corriente eficaz de falla, amperios.

t_c = tiempo de duración de la corriente de falla, segundos

K_f = 0,01177 para temperatura máxima de 250 °C.

K_f = 0,00927 para temperatura máxima de 450 °C.

Cada uno de los elementos del sistema de puesta a tierra, incluyendo los conductores de la propia malla, las conexiones y las barras deben diseñarse de tal manera que:

- a.* Las uniones eléctricas no se fundan o deterioren en las condiciones más desfavorables de magnitud y duración de la corriente de falla a la cual queden expuestas.
- b.* Los elementos sean mecánicamente resistentes en alto grado, especialmente en aquellos lugares en que queden expuestos a un daño físico.
- c.* Tengan suficiente conductividad para que no contribuyan apreciablemente a producir diferencias de potencial locales.

La ecuación de Sverak permite seleccionar el conductor de cobre para evitar la fusión. La expresión indicada anteriormente es una simplificación de la ecuación de Sverak para ciertos materiales. [5]

El calibre mínimo del conductor principal (Troncal) para la malla será calibre # 2/0 AWG ($67,5 \text{ mm}^2$) y para la conexión de los equipos, en forma subterránea, será # 2 AWG ($33,6 \text{ mm}^2$). La conexión a tierra de equipos mediante cable a la vista usará un calibre mínimo # 6 AWG ($13,3 \text{ mm}^2$).

El calibre del conductor podrá aumentarse por encima del mínimo para:

- a.* Asegurar una resistencia mecánica adecuada.
- b.* Soportar los esfuerzos térmicos causados por corrientes de falla a tierra.

Se escoge el calibre mínimo 2/0 AWG por razones mecánicas, ya que eléctricamente pueden usarse conductores hasta calibre 2 AWG. Se utiliza cobre por su mejor conductividad, tanto

eléctrica como térmica y, sobre todo por ser resistente a la corrosión debido a que es catódico respecto a otros materiales que pudieran estar enterrados cerca de él.

2.3.2.d .- C.A. LA ELECTRICIDAD DE CARACAS, SACA.

Norma ND-E-D-11-95 “Mallas de Puesta a Tierra de Subestaciones de Distribucion 69/12,47 kV”

El documento tienen como objetivo declarado *“fijar un criterio único sobre la metodología de medición de la resistividad de suelos y del dimensionamiento de la malla de puesta a tierra de las subestaciones de distribución 69/12,47 kV”*

Tipo de conductor de Tierra:

El documento no establece el material del conductor de conexión a tierra que conforma las mallas de tierra. Basados en la lectura del documento se infiere que el conductor es de material: Cobre. No existe posibilidad de determinar las características constructivas del conductor.

Sección del Conductor de Puesta a Tierra:

La sección del conductor es función de la temperatura máxima que se desee admitir y del máximo tiempo de despeje de falla esperado. La cifra comúnmente aceptada es de 450 °C para las conexiones exotérmicas y el tiempo de despeje entre 0,5 s y 1 s (tiempos razonables de actuación de las protecciones de respaldo).

El cálculo de la sección se realiza mediante la formula de Onderdonk, siendo este el método recomendado por la IEEE-80 y usado por el programa Malla, el cual determina la sección mínima del conductor que se utilizará y a su vez exige el valor de la sección del conductor comercial más cercano a él. De acuerdo al estudio realizado el diámetro del conductor deberá ser mayor a 11,1 mm, llevándose éste a 13,41 mm, valor que corresponde al diámetro de un conductor calibre 4/0 AWG.

El mencionado conductor posee ciertas características, tales como: la rigidez necesaria, flexibilidad, capacidad para soportar altas temperaturas, etc. que lo hacen idóneo para usarlo en mallas de puesta a tierra para S/E 69/12,47 kV.

Los aspectos prácticos considerados por la Electricidad de Caracas (EdeC.) para la construcción de las redes de tierra en subestaciones de tipo distribución contempla configuración reticular de la malla e instalación del conductor a 0,7 m de profundidad.

2.3.2.e .-Petróleos Mexicanos (PEMEX)

Documentos:

- (1) NRF-070-PEMEX-2004 “Sistemas de Protección a Tierra para Instalaciones Petroleras”
- (2) NRF-048-PEMEX-2003 “Diseño de Instalaciones Eléctricas en Plantas Industriales”, Julio 2003.

a) Objetivo de los documentos:

Establecer los requisitos mínimos para el diseño de las instalaciones eléctricas, incluyendo sistemas de puesta a tierra y la adquisición de los sistemas de protección a tierra, para las instalaciones en Petróleos Mexicanos y Organismos Subsidiarios. [33] [34].

b) Sistemas de Electrodo de Tierra

El diseño de la red de tierras del sistema eléctrico llamado “Sistema general de tierras” debe estar de acuerdo y ser calculado con el Estándar IEEE 80-2000, IEEE Std 142-1991 ó equivalentes, con el artículo 250 de la Norma NOM-001-SEDE-1999 y requisitos incluidos en esta norma de referencia.

El valor de la resistencia del sistema general de tierras no debe ser mayor de 10 ohms para edificios, plantas de proceso y subestaciones. En instalaciones con resistividad de terreno de 1000 a 3000 ohm/m se acepta que el valor de resistencia de la red sea hasta de 25 ohms, y para instalaciones con resistividad de terreno mayor a 3000 ohm/m, que el valor de resistencia de la red sea hasta de 50 ohms.

Este valor debe lograrse con el calibre y longitud del conductor principal y derivado así como la cantidad y tipo de electrodos de puesta a tierra, sin adición de compuestos químicos en los registros de tierras. En el diseño de la red debe cuidarse de no exceder las tensiones de paso y de contacto permisibles por el cuerpo humano.

Para los sistemas electrónicos se debe diseñar una red de tierras independiente del sistema general de tierras y el valor máximo de la resistencia a tierra debe ser de 1 ohm, sin embargo las dos redes de tierras deben interconectarse entre ellas en un punto de la red con conductor aislado de un calibre menor al de la red, calibre # 6 AWG como mínimo, para evitar diferencias de potenciales entre ellas. Tal interconexión debe considerarse desde etapa de proyecto y permanecer interconectadas a menos que exista un requerimiento específico y por escrito del suministrador del sistema electrónico, de no garantizar su correcta operación.

La puesta a tierra de sistemas y circuitos eléctricos de 600 V y mayores debe estar de acuerdo a las secciones 250-151 al 250-153 de la NOM-001-SEDE-1999

(Nota: La norma NOM-001-SEDE-1999, es equivalente a la NFPA-70 –NEC).

El sistema de tierra debe tener los siguientes elementos y consideraciones de diseño:

- Malla a base de conductor de cobre desnudo semiduro.
- Electrodos de puesta a tierra preferentemente de varilla copperweld de 3 m de longitud, conectores de compresión o soldables, y registros de tierras para poder efectuar mediciones.

- La malla principal en las subestaciones debe formarse con conductor de cobre desnudo, temple semiduro, con un calibre de acuerdo al cálculo y no menor de 4/0 AWG.
- La malla principal en edificios y/o plantas de proceso, debe formarse con conductor de cobre desnudo temple semiduro con calibre de acuerdo al cálculo y no menor de 2/0 AWG.
- En las subestaciones los conductores paralelos de la malla de tierra, no deben tener una separación mayor a 7 metros y en las áreas de plantas de proceso, no mayor de 15 metros.
- La malla de tierras debe ser enterrada a una profundidad de 0.6 m del nivel de piso terminado.
- Todo equipo o dispositivo eléctrico, debe ser conectado al sistema general de tierras con conductor de cobre desnudo semiduro, el calibre del conductor debe ser el indicado de acuerdo a la capacidad del dispositivo de protección (ver tabla 250.95 de la norma NOM-001-SEDE-1999), sin embargo el calibre mínimo aceptado es de 2 AWG.

c) Componentes Principales del Sistema de Protección a Tierra

De acuerdo a [33], los principales componentes de un sistema de protección a tierra son:

- c.1.- Electrodos.
- c.2.- Conductores de tierra y de bajada (parardescargas atmosféricas).
- c.3.- Conectores a compresión.
Conectores mecánicos.
- c.4.- Moldes para soldaduras exotérmicas.
- c.5.- Material de ignición y fundente para soldaduras exotérmicas.
- c.6.- Compuestos químico para el mejoramiento del terreno.
- c.7.- Terminal aéreo.

c.8.- Tubo de concreto.

Cada elemento del sistema de tierra debe cumplir con las siguientes características:

- Resistencia a la Corrosión
- Conductividad eléctrica
- Capacidad de corriente
- Resistencia mecánica
- Libre de compuestos tóxicos que dañen el medio ambiente.

**Para 100% de conductividad de los materiales fabricados con cobre templado se considera el valor de resistividad proporcionado por la norma ASTM B157 igual a 0,153 280 W-g/m² a 293, 15K (20°C).*

Electrodos.

Electrodos tipo varilla. La varilla debe ser de acero inoxidable o de acero con recubrimiento de cobre. El espesor del recubrimiento de cobre debe ser como mínimo de 254 μm (10 milésimas de pulgada), el diámetro mínimo de 16 mm y la longitud mínima de 2,4 m. Uno de los dos extremos de la varilla debe terminar en punta. La vida promedio de los electrodos debe ser como mínimo de 30 años. El electrodo debe estar aprobado por la norma UL 467 o equivalente.

El acero debe ser estirado en frío y sus características de acuerdo al acero AISI 1018 o equivalente. El recubrimiento debe aplicarse mediante proceso electrolítico y cumplir con la norma ASTM B-152 o equivalente.

En la parte superior, las varillas deben tener grabado, de manera indeleble, el nombre o marca del fabricante, longitud, diámetro, y el logo del organismo verificador a 300 mm a partir del extremo redondo.

Las varillas deben tener una resistencia a la tensión dentro del rango, de acuerdo a AISI 1018 o equivalente, que indica la siguiente tabla.

Diámetro de la varilla Mm (in)	Elasticidad MPa	Elasticidad (psi)
16 (5/8)	551,6 - 689,5	80 000 -100 000
19 (3/4)		
25,4 (1)		

Recubrimiento de cobre para diferentes tipos de varillas de acero, de acuerdo a UL- 467.

Espesor del recubrimiento mm (mil in)	Diámetro mm (in)	Longitud m (ft)
0,254 (10)	16 (5/8)	3,05(8)
0,254 (10)	19 (3/4)	3,05(8)
0,254 (10)	19 (3/4)	3,05(10)
0,254 (10)	19 (3/4)	3,65(12)
0,254 (10)	19 (3/4)	4,60(15)
0,254 (10)	25,4 (1)	3,05(10)

Electrodos Químicos.

El electrodo químico debe ser un tubo de cobre o material equivalente, resistente a efectos corrosivos, con diámetro interno no menor de 50 mm y espesor de 2,0 mm. En el fondo del tubo una tapa debe proteger el contenido y, en la parte superior, una tapa removible.

La carga química debe consistir de 60 por ciento de cloruro de sodio y un 40 por ciento de cloruro de calcio o una mezcla equivalente en resistividad que no cause corrosión al electrodo químico ni sea tóxica para el ser humano y no contamine el ambiente. El llenado de la carga debe realizarse en el proceso de fabricación.

La longitud del electrodo debe ser como mínimo de 3 m cuando éste sea vertical, cuando tenga la forma de L, la parte horizontal debe ser de 3 m como mínimo y la parte vertical de 0,80 m. La vida útil del electrodo químico debe ser de 30 años.

El electrodo debe estar provisto de un conductor soldado exotérmicamente que permita una conexión al sistema de tierra, el calibre del conductor debe ser como mínimo de 107,2 mm² (4/0 AWG) y su longitud no debe ser menor a 1,0 m.

El electrodo debe tener pequeñas perforaciones en la parte superior e inferior que le permitan la entrada y salida de agua.

Los electrodos químicos deben tener grabado el nombre o marca del fabricante, longitud, diámetro, además, deben contar con el logo del organismo verificador.

Los electrodos químicos deben estar aprobados por la norma UL 467 o algún organismo equivalente.

Conductores

Los conductores para el sistema de tierra deben cumplir con lo especificado en la sección c).

Conductores de cobre desnudos

Los conductores deben ser fabricados con conductores de cobre electrolítico, con un contenido mínimo de 99.9% de pureza. El cableado concéntrico, temple semiduro, clase B. La fabricación y las pruebas del conductor deben cumplir con lo establecido en las normas NOM-063-SCFI-2001, NMX-J-012-ANCE-2002 y NMX-J-212-ANCE-2003.

Conductores de cobre aislados

El conductor debe ser de cobre electrolítico, trenzado, con aislamiento de PVC, tipo THHW LS, monopolar, para 600 V y temperatura de 363,15 K (90° C), color verde. Las características físicas de los conductores y aislamientos deben cumplir con lo especificado en la norma NOM- 063-SCFI-2001.

En los párrafos anteriores, a manera de referencia, se han presentado prácticas típicas para la selección de materiales, conductores, electrodos, usadas en industrias de Venezuela e internacionales para el diseño y la construcción de sistemas de electrodos de tierra que sirvan en sistemas a 60 Hz.

2.4.- Criterios Generales Para Puesta a Tierra de Alta Frecuencia

2.4.1 General.

Los sistemas de tierra diseñados bajo normativa IEEE-80 son concebidos para fenómenos de fallas a tierra de tipo industrial, 60 Hz. Estos sistemas tienen como característica baja resistencia lo cual corresponde a respuestas del sistema para corrientes de baja frecuencia y régimen permanente.

Un sistema de tierra sometido a altas frecuencias o a fenómenos de tipo impulso presenta un comportamiento caracterizado por respuestas resistivas, inductivas y capacitivas los cuales condicionan una respuesta en frecuencia muy diferente a la que se aprecia para fallas a 60 Hz.

2.4.2 Comportamiento de la Red de Tierra ante Fenómenos de Impulso.

La literatura define distintas representaciones de los electrodos para considerar la inyección de corriente a altas o bajas frecuencias. En la figura 2.1 se muestran distintos modelos de representación de electrodos sencillos, de tipo vertical, [35].

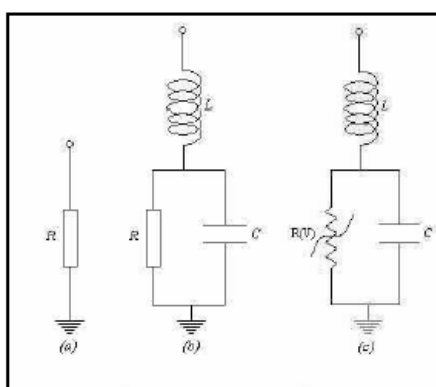


Figura 2.5.- Modelación de electrodos Verticales de Tierra.

Nota: Figura tomada de [35]

El modelo (a) es el típicamente usado y solo toma en cuenta el parámetro resistivo.

El modelo (b) toma muestra modelación tomando en cuenta los parámetros R, L, C y por lo tanto respuestas en frecuencia.

El modelo (c) presenta las mismas características que el modelo (b), pero el parámetro resistivo varía en función de la tensión que aparece en el electrodo como producto de densidad de corriente que se inyecta al momento de la falla.

Para electrodos horizontales existen múltiples representaciones y modelos, dentro de los cuales el mas sencillo es el mostrado en la fig. 2.6. Normalmente se consideran modelos en π , basados en la teoría de líneas de transmisión.[13],[14],[15],[23]

El analisis de respuesta transiente del modelo, ante la presencia de ondas de alta frecuencia o de descargas atmosféricas, se realiza resolviendo las ecuaciones de Maxweld mediante técnicas de elementos finitos.

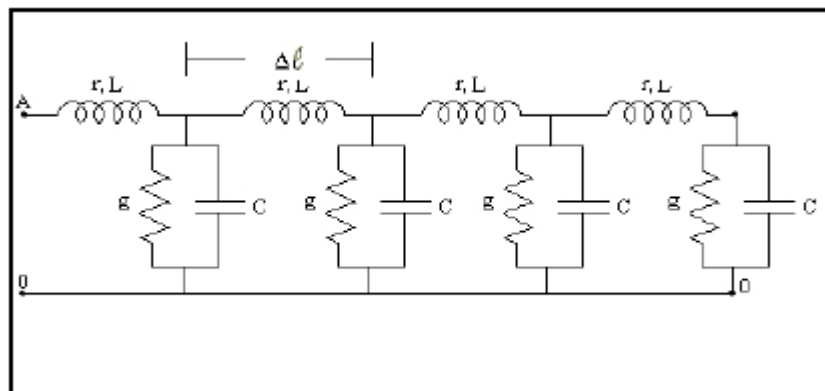


Figura 2.6.- Modelo de Electrodo Horizontal

Los parámetros, por unidad de longitud, del modelo de la figura 2.6, Resistencia (R), Inductancia (L), Capacitancia (C) y Conductancia (G) dependen de la geometría del electrodo y de las características del suelo, tales como Resistividad (ρ), permitividad eléctrica (ξ) y permeabilidad magnética (μ).

La onda de corriente de impulso inyectada a tierra, tal como las descargas atmosféricas, tiene características de alta frecuencia y produce efectos dinámicos de tipo resistivos, capacitivos e inductivos en la red de tierra. Las condiciones dinámicas que impone la descarga atmosférica gobierna el grado de protección provisto por el sistema de puesta a tierra y bajo parámetros dinámicos debe realizarse el diseño y la evaluación de los sistemas de puesta a tierra asociados a sistemas de protección contra descargas atmosféricas.

Documentos, tales como [24] y [25] establecen los parámetros normativos de protección a las personas contra voltajes de toque y de paso en sistemas de puesta a tierra sometidos a ondas de impulso, principalmente descargas atmosféricas.

Para redes de tierra sometidas a descargas atmosféricas, [24] define las siguientes condiciones de seguridad para voltajes de toque y de paso:

Voltaje de Paso:

$$\rho_s \geq 140 * K_c * Z_i$$

Voltaje de Toque:

$$\rho_s \geq 400 * K_c * Z_i$$

Donde;

ρ_s : Resistividad superficial del suelo en $\Omega\text{-m}$

Z_i : Impedancia de Impulso del sistema de puesta a tierra en el punto de impacto de rayo o de inyección de la onda de impulso.

K_c : Coeficiente de proximidad según las distintas configuraciones de sistemas de protección contra descargas atmosféricas

Impedancia de Impulso:

El parámetro fundamental que define el comportamiento de la red de tierra, en régimen transitorio, principalmente ante presencia de descargas atmosféricas, es la impedancia de impulso – Z_i - la cual determina el desarrollo de los valores de voltajes de toque y de paso de la red ante impulsos de corriente y en consecuencia determina los valores de seguridad ante frentes de onda producto del rayo.

Z_i es definida como la relación del valor pico de voltaje desarrollado en el punto de inyección de la onda de impulso y el pico de corriente inyectada en ese punto. Depende del tamaño y forma de la red, el espaciamiento entre electrodos, el punto de inyección de corriente, la forma y magnitud de la onda de corriente y las características del suelo.

En términos prácticos cuando se presenta una onda de impulso tipo rayo en una red de tierra, los valores de inductancia (Alta reactancia inductiva de la red) limitan el área efectiva de interfase para el drenaje de las corrientes a tierra por lo cual solo una parte de la red de tierra actúa como elemento de dispersión y ello determina el concepto de radio efectivo de la red de tierra.

Para el caso de mallas de tierra de tipo rectangular el radio efectivo de una malla, según [23], depende de:

- La resistividad del suelo
- Tiempo del frente de onda
- La relación largo x ancho de la malla de tierra

El Radio efectivo se define, según [23], como

$$R_e = K (\rho * t)^{\frac{1}{2}} \quad (2.4)$$

Donde;

R_e : Radio de una placa circular que tiene la misma área que el área efectiva de la malla.

ρ : Resistividad del terreno en Ω -m.

t : Tiempo en μ seg del frente de onda.

K : Valor constante, donde

K : (1.45 - 0.05* S) para frente de onda en el centro de la malla y (0.6 - 0.025* S) para frente de onda en la esquina de la malla.

S : Espaciamiento entre conductores de la malla, en metros

La eficiencia de la red de tierra para realizar los drenajes de corriente se define como el coeficiente de impulso y este es influenciado por la relación entre r/R_e ,

Donde:

r = Radio de una placa circular que tiene la misma área que la ocupada por la malla

Si $r \leq R_e$ el coeficiente de impulso – A - se define como

$$A = e^{0,333 \left(\frac{r}{R_e} \right)^{2,3}} \quad (2.5)$$

Finalmente la impedancia de impulso, Z_i , de la malla será

$$Z_i = A * R \quad (2.6)$$

Donde;

R : Resistencia de la malla a frecuencia industrial.

A : Coeficiente de Impulso

2.4.3 Puesta a Tierra de Salas de Computadoras.

El uso creciente de los equipos electrónicos y los efectos que una falla de estos sistemas tienen sobre las operaciones y actividades, determina cada vez mas establecer adecuados sistemas de conexión a tierra de los equipos sensibles, incluyendo salas de computación, sistemas de control lógico, entre otros.

Ningún equipo electrónico es inmune a las interferencias electromagnéticas y perturbaciones, sin embargo la sensibilidad varía de un equipo a otro. El ambiente eléctrico que afecta las salas de computadoras incluye sus fuentes de energía, el sistema de puesta a tierra y las interfaces con las líneas de comunicaciones.

Los sistemas y equipos electrónicos requieren para su operación la fijación del denominado cero lógico y con ello disponer de una referencia estable. Este requerimiento operacional lleva a establecer el uso de una tierra de referencia, denominada “Tierra Lógica” o “Tierra de referencia cero”, a la cual en forma errónea se le ha dado la connotación de ser una tierra de tipo unica e independiente del resto de tierras del sistema.[4],[26].

El tratamiento de tierra independiente, no interconectada con cualquier otro sistema de tierra, ha sido el aspecto que mayores confusiones y errores ha originado entre los usuarios y las consecuencias han sido desastres y daños en los sistemas y equipos. La tierra independiente expone a los sistemas y equipos sensibles a los efectos de las fallas a tierra en el sistema eléctrico, principalmente las fallas de tipo impulso producto de descargas atmosféricas, las cuales producen daños a los equipos por rotura de dielectrico.

Las normas y documentos [1],[4],[5],[24],[25],[26] establecen como obligatorio el uso de sistema de tierra interconectados en un punto único, de manera que se asegure la condición equipotencial a tierra de los distintos sistemas y subsistemas que conforman una planta o instalación.

Normalmente se definen tres subsistemas de tierra:

- Tierra del Sistema de Potencia

- Tierra de Señales Sensibles
- Tierra de Seguridad

Los subsistemas de tierra deben estar interconectados en un punto único, de manera que se eviten las circulaciones de corrientes no deseadas desde el sistema de potencia hacia los otros subsistemas, especialmente el de señales sensibles.

Tierra Dedicada o Tierra Cero de Sistemas y Señales Sensibles

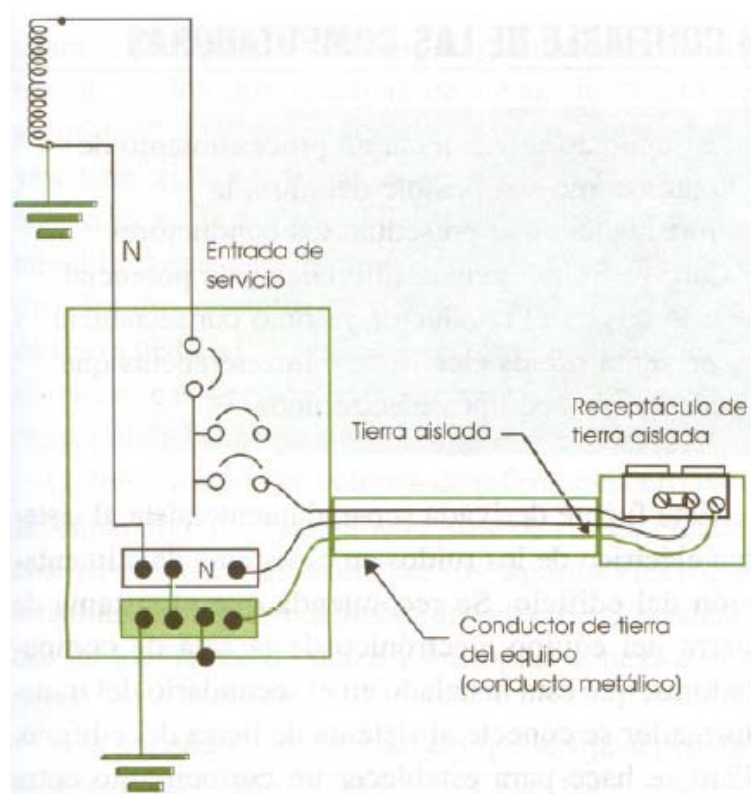


Figura 2.7.- Implantación de un Sistema Simple de Tierra de Referencia

En la Figura 2.7.- Implantación de un Sistema Simple de Tierra de Referencia, el conductor de tierra de referencia “cero” es dispuesto mediante un cable aislado, instalado en el interior del ducto junto con los cables de alimentación del equipo. El punto de tierra en el receptáculo es aislado y allí puede ser conectado el cero lógico de un equipo sensible. La tierra de seguridad

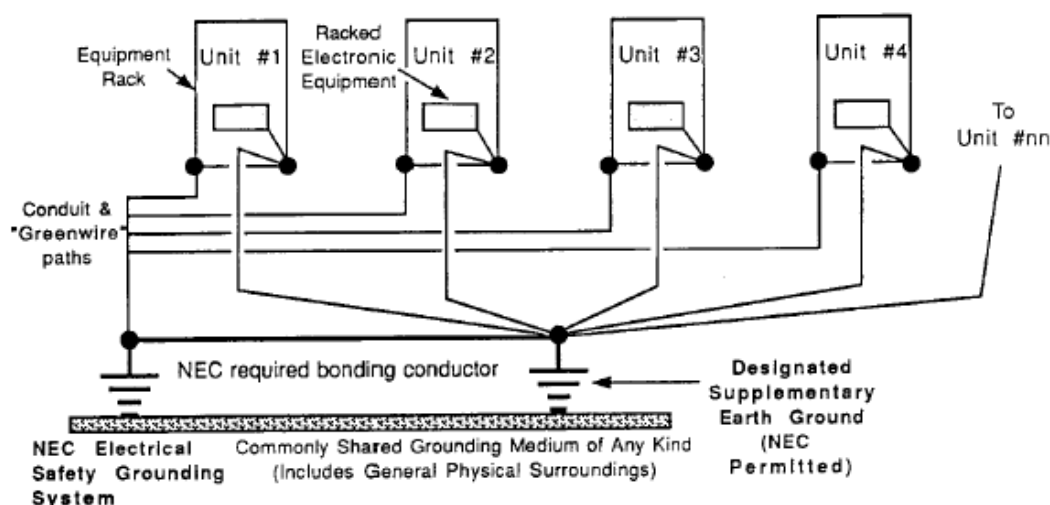
del receptáculo lo conforma el conducto metálico el cual se encuentra conectado a tierra a través del chasis del tablero de servicio.

La disposición mostrada en la fig. 2.7, es esencialmente una configuración libre de los ruidos generados por el sistema eléctrico de potencia y adicionalmente, asegura la conexión equipotencial que se requiere para evitar los voltajes transferidos producidos, por ejemplo, por una descarga atmosférica.

Para sistemas que involucren equipos o arreglos complejos se ha definido el Concepto de Punto único de Conexión a Tierra. [26].

El uso del punto único de conexión asegura la operación confiable de los sistemas de computación y provee un plano de tipo equipotencial en el cual se encuentran referenciados todos los sistemas que conforman el ambiente eléctrico del área.

En la fig. 2.8, se muestran arreglos basados en el concepto de punto único.



Nota: Tomado de NFPA 70 – NEC

Figura 2.8.-Interconexión de Sistemas y Equipos Sensibles Mediante el Concepto de Punto Único – Cumple con CEN- Art 250.

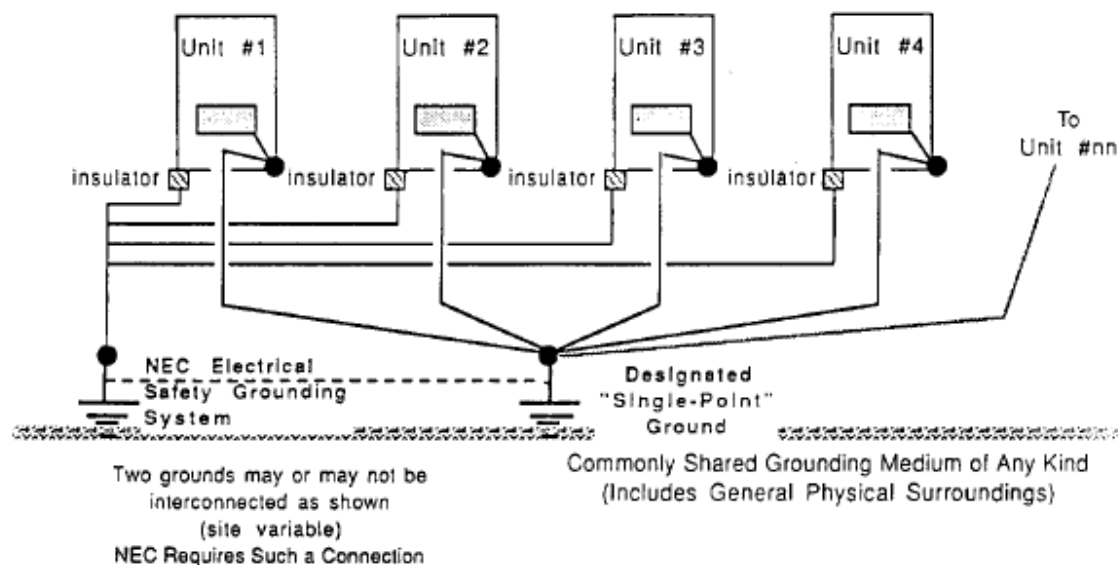


Figura 2.9.- Interconexión de Sistemas y Equipos Sensibles Mediante el Concepto de Punto Único – NO Cumple con CEN.

Tomado de NFPA 70 - NEC

La interconexión de la fig. 2.9, dispone el concepto de punto único, pero viola el CEN, Art. 250, debido a que existen redes de tierra no interconectadas entre si.

La fig. 2.10, muestra un arreglo típico de interconexión de redes de tierra de sistemas y equipos sensibles integrada a las redes de tierra que sirven al sistema de potencia de una planta.

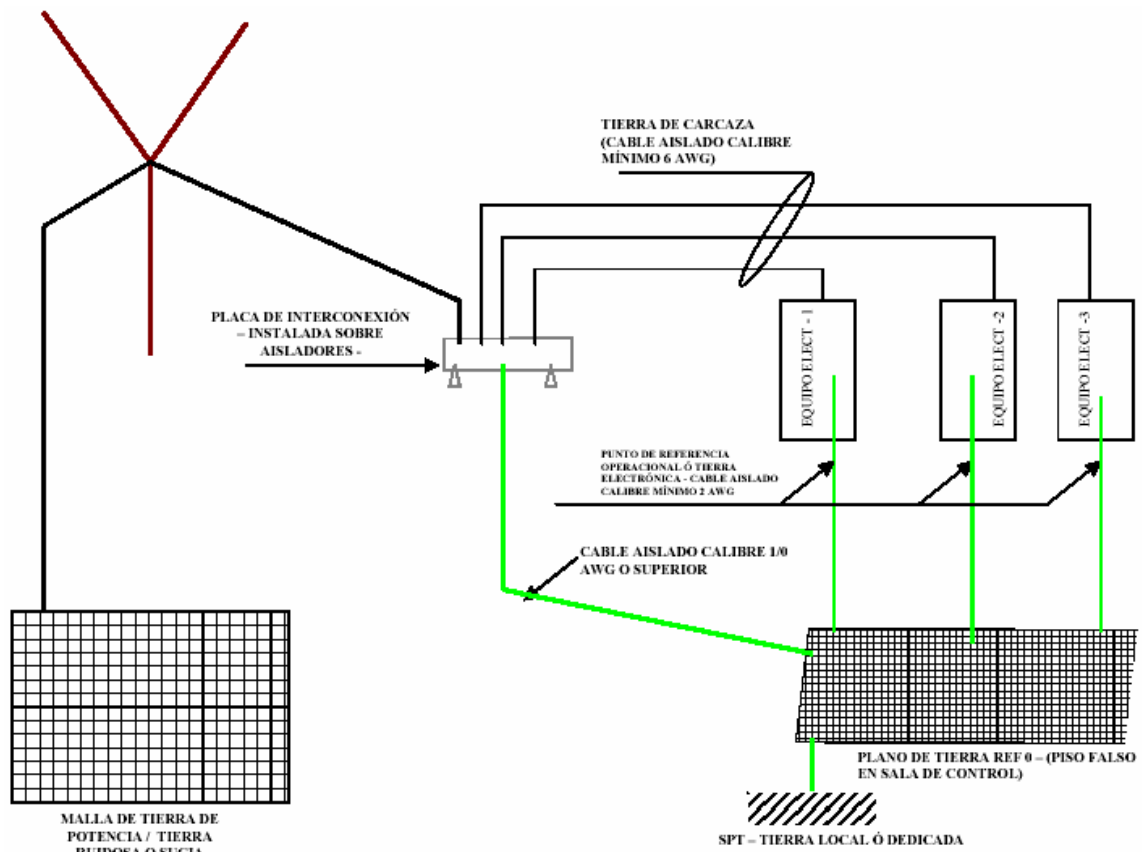


Figura 2.10.- Interconexión de Sistemas y Equipos Sensibles a la Red de Tierra de Potencia

2.4.4 Puesta a Tierra de Sitios de Telecomunicaciones.

Uno de los métodos recomendados para realizar una puesta a tierra efectiva de un sitio de telecomunicaciones, es la utilización del concepto de “Punto único de Conexión a Tierra”. El punto único de conexión se logra logrando conectando todos los elementos de tierra en un punto común, el cual se conoce como barra principal de tierra.

Todos los sitios de telecomunicaciones y el equipo eléctrico siempre están relacionados con la tierra por medio del acoplamiento capacitivo, contactos accidentales o conexiones intencionales. Por esta razón, la conexión a tierra debe considerarse como un sistema total, con varios subsistemas que forman el sistema de puesta a tierra del lugar.

Los subsistemas típicos se identifican como:

- Subsistema Exterior de Tierra.
- Subsistema de Tierra Interior

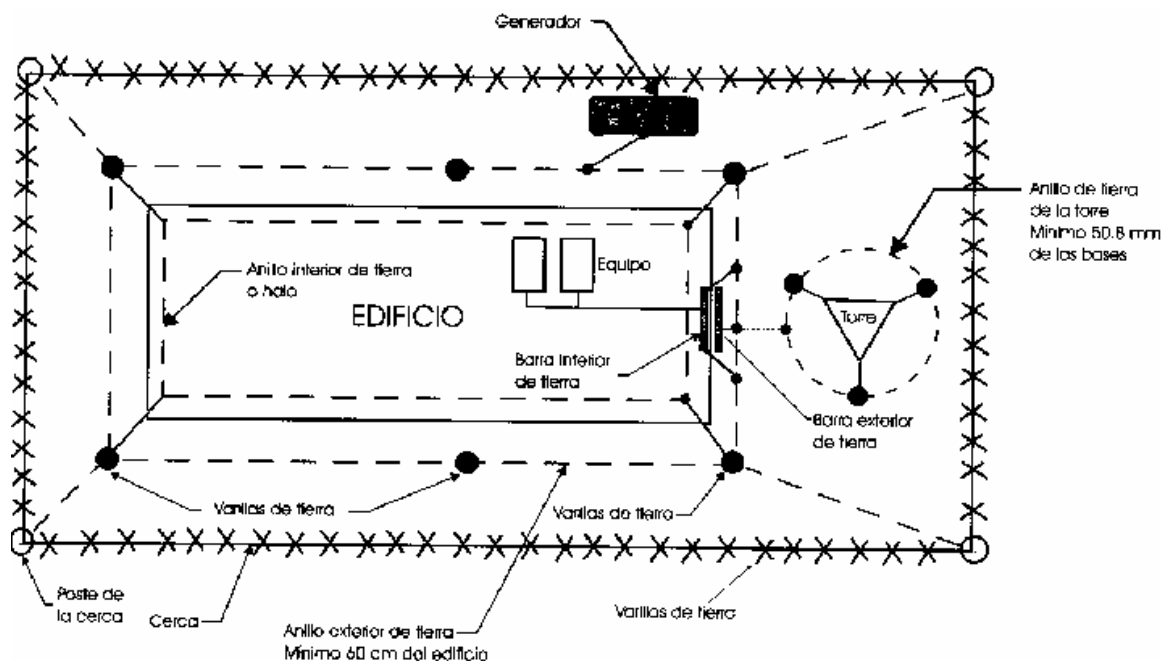


Figura 2.11.- Arreglo Típico de Anillos de Tierra, Interior y Exterior en una Instalación de Telecomunicaciones.

2.4.4.1 Subsistema Exterior de Tierra.

En sitios con antenas de radio, el propósito de la conexión a tierra es proporcionar la trayectoria con la impedancia mas baja posible desde la antena y la torre a tierra.

Normalmente, la tierra de la torre consiste en un anillo alrededor de la base. La tierra externa del edificio consiste típicamente en un anillo de alambre enterrado en el perímetro. Para asegurar bajos valores de resistencia de puesta a tierra, ambos anillos el de la antena y el del edificio se interconectan y se mejoran adicionando electrodos de tierra de tipo vertical. Todos los blindajes de las líneas de transmisión de RF y equipos de entrada se conectan a tierra como se indica en la fig. 2.11.

2.4.4.2 Subsistema Interior de Tierra.

Es clave asegurar que el sistema tenga una trayectoria de baja impedancia y que logre una mínima diferencia de potencial entre las estructuras conductoras del sitio, mientras se elimina o minimiza cualquier flujo de sobrecorriente a través del equipo.

Las conexiones internas se efectuan a una barra de cobre instalada sobre aisladores, denominada barra principal de tierra MGB (Master Ground Bar) que ofrece un punto de baja resistencia para todas las tierras internas. Todo el equipo de RF se conecta directamente a esta barra y a su vez esta se conecta al anillo externo de tierra, a la conexión de tierra de la línea de alimentación de c.a y a otras tierras, como la estructura metalica del edificio.

Adicionalmente, un anillo de tierra elevado o un anillo interior, llamado **halo**, se extiende dentro del edificio, alrededor del equipo y se instala en la pared. Este halo se conecta en partes metálicas no críticas o elementos inactivos, como los marcos de puertas.[36]

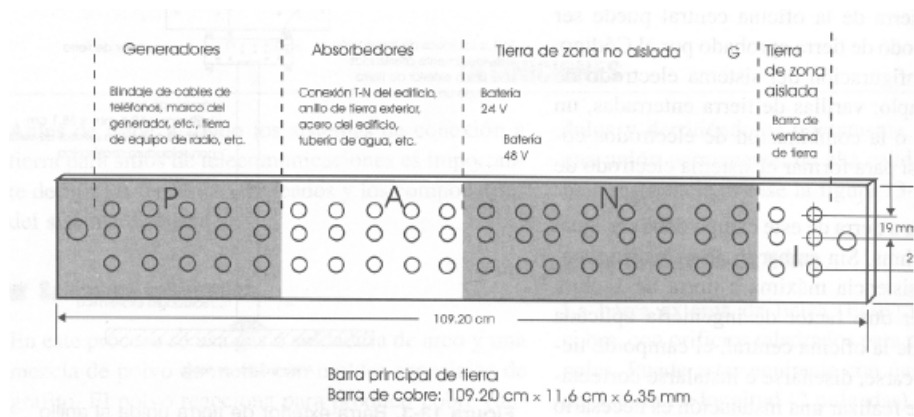


Figura 2.12 .- Esquema de Barra Principal de Tierra – MGB

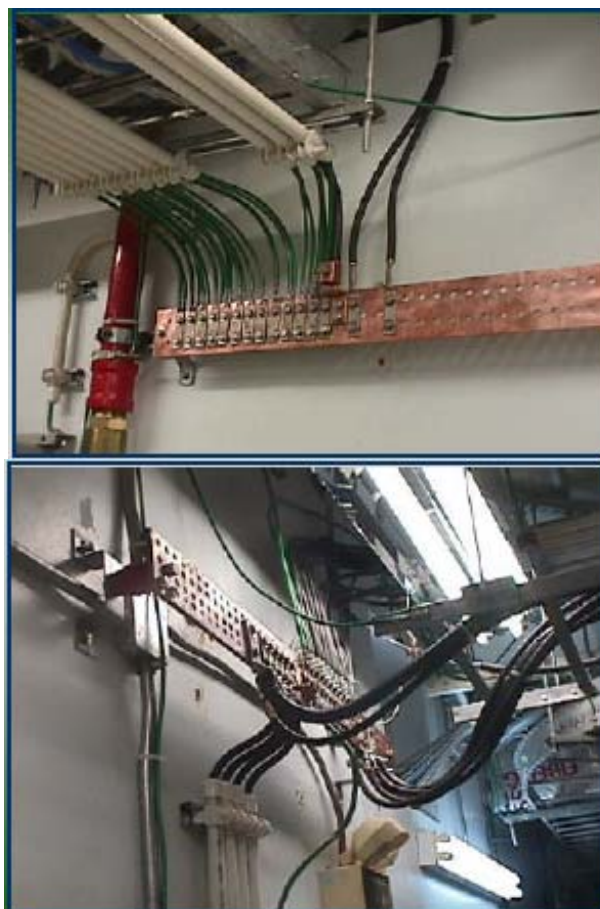


Figura 2.13.- Disposición en Sitio de Barra Maestra MGB

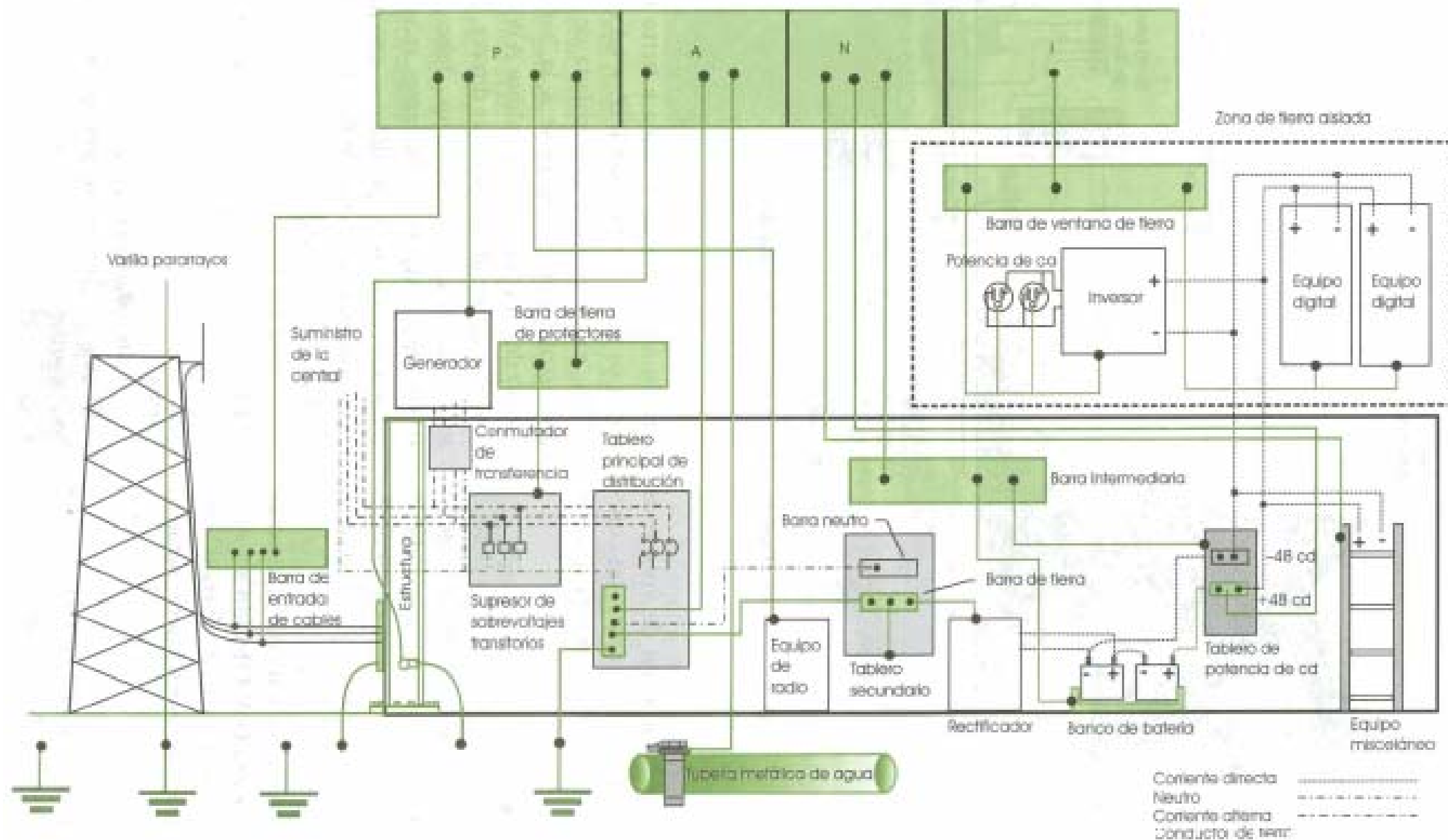


Figura .2.14.- Puesta a Tierra Integral en un Sitio de Telecomunicaciones



(a) Disposición de Cableados



(b) Disposición de Cableados

Figura 2.15.- Conexiones a Tierra en un Sitio de Telecomunicaciones- Arreglos Externos

**Capítulo VI -
APLICACIÓN – CASO PRÁCTICO**

6.1.- Introducción

En instalaciones industriales donde la presencia de personal operativo es una constante, los riesgos eléctricos deben ser contenidos a valores mínimos, siendo imprescindible limitar los potenciales a valores tolerables por el ser humano empleando una metodología adecuada. El diseño de los sistemas de puesta a tierra debe establecer un área de trabajo resguardada, estableciendo una superficie de tendencia equipotencial. No obstante, la complejidad de los procesos industriales y las características dinámicas derivadas de ampliaciones físicas de las instalaciones eléctricas, cambios en la topología de la red, degradación de la integridad de elementos de conexión a tierra, múltiples fuentes de alimentación y otras condiciones operativas, pueden alterar el diseño original proyectado para el sistema de electrodos y presentar condiciones inseguras.

Por otra parte, cada día el incremento de producción demanda la expansión de los sistemas eléctricos, lo cual puede originar el aumento de los niveles de falla a tierra, debido a lo cual es precisa la evaluación de los sistemas de puesta a tierra existentes con énfasis renovado en el aspecto de seguridad.

El diseño seguro de los sistemas de puesta a tierra industriales no sólo debe proveer el medio necesario para disipar corriente eléctrica en la tierra sin exceder los límites operativos en el área de planta. También debe disminuir los riesgos en la periferia de las instalaciones para asegurar que terceros no sean expuestos a riesgos de descarga eléctrica bajo condiciones normal o en caso de falla.

6.2.- Caso Estudiado – Entorno.

Se presenta un caso real efectuado por los autores para establecer la mejor opción técnico-económica y de seguridad que permita al cliente (Empresa petrolera Transnacional) decidir las características y requerimientos de puesta en tierra en una instalación industrial de manejo de Hidrocarburos ubicada en el Campo Oritupano, Edo. Monagas, Venezuela.

El estudio es realizado en el sistema de puesta a tierra de una Planta de Inyección de Agua Salada, la cual forma parte de la infraestructura de producción y manejo de crudo de en el área.

La Fig. 6.1 muestra la disposición general de las instalaciones de superficie que integran la Planta, concentrando y manejando la inyección de toda la volumetría de agua salada producida, como parte fundamental de los procesos de extracción de crudo en el campo petrolero.

Las instalaciones en forma básica consisten en un sistema de inyección conformado por cinco bombas accionadas con motores eléctricos de 1750 hp para cada unidad, con control de velocidad individual mediante equipos variadores de frecuencia ASD (“Adjustable Speed Drive”) en media tensión (4160 V). Existen otras bombas de hasta 100 hp accionadas eléctricamente, en 480 V, las cuales cumplen funciones tales como refuerzo (booster), transferencia de agua entre tanques, bombeo de crudo desnatado, entre otras.

El suministro eléctrico se realiza mediante generación local, en 4,16 kV, a través de cinco generadores de 2000 kVA impulsados por motores de combustión interna, para una capacidad instalada de 10 MVA.

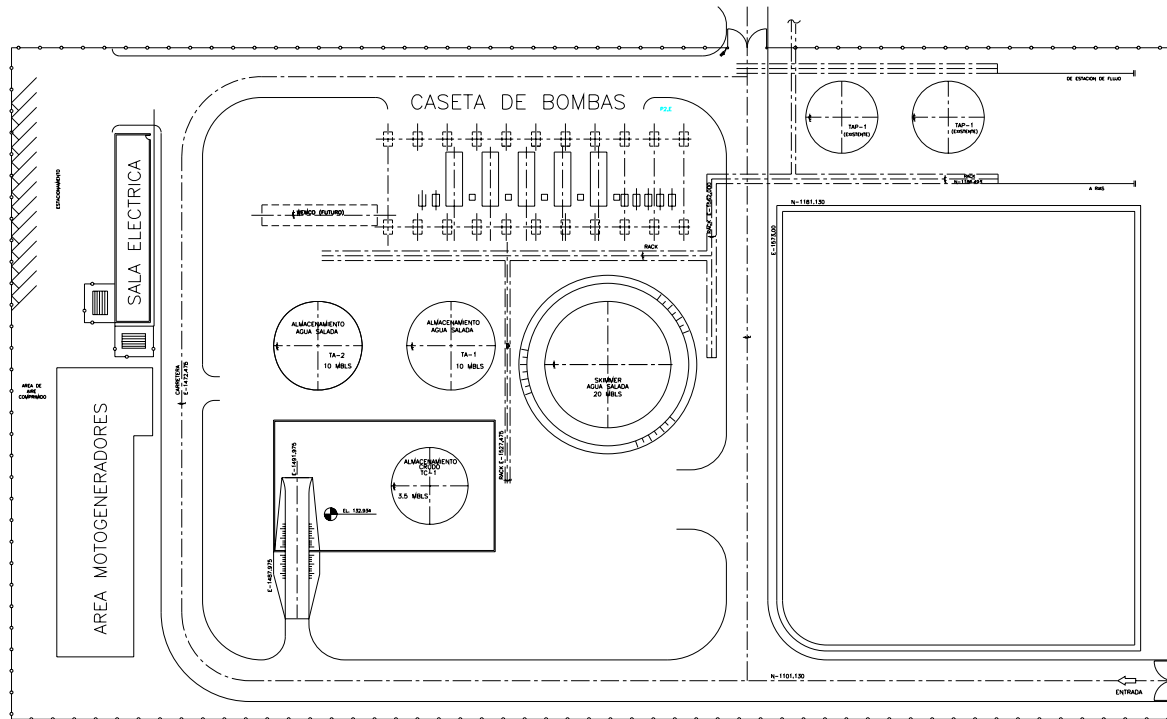


Fig. 6.1. Planta de Inyección de Agua Salada - Disposición General de Instalaciones.

La planta tiene un área de ocupación en forma rectangular de 22.148m², con dimensiones 113 m × 196 m y límites de batería definidos por con una cerca metálica tipo ciclón.

Como característica en la zona, existen las siguientes proporciones en los cortes de producción: 80% agua salada y 20% petróleo por barril producido. Es requerido incremento de producción de petróleo lo cual trae como consecuencia la necesidad de expansión de la planta de manejo de agua salada y en consecuencia aumento de la carga eléctrica de la planta.

La nueva carga puede ser absorbida por la actual estación de generación (5 x 2000 kVA) solo en condiciones de operación normal. Sin embargo en condiciones de contingencia (Salida de un generador de 2000 kVA) los restantes equipos no pueden manejar la carga por lo cual ocurrirá pérdidas de producción y es necesario disponer de una fuente de respaldo.

A una distancia aproximada de 20 kms de la planta está proyectada una subestación eléctrica de 60 MVA, 115-34,5/13.8 kV. Los estudios técnico-económicos del cliente han determinado que como sistema fuente de respaldo eléctrico para la planta es conveniente efectuar interconexión desde la nueva subestación a través de una línea eléctrica, aérea, del tipo simple terna, 34,5 kV, 20 MVA, longitud 20 km y disponer de una subestación de 20 MVA, 34,5 – 4,16 kV en la llegada a la planta. El objetivo de la interconexión es contar con una alternativa de suministro eléctrico para asegurar la continuidad operacional ante contingencias, así como la flexibilidad de operación y mantenimiento.

La operación de la línea eléctrica de respaldo será en condición de stand-by, con tensión en punta en 34,5 kV lo cual implica mantener energizado en vacío el transformador de 20 MVA, 34,5 – 4,16 kV el cual conforma la subestación de llegada a planta.

Como premisas de diseño definidas por el cliente para la línea eléctrica de respaldo en 34,5 kV se tienen:

- Técnicamente sea capaz de efectuar el suministro eléctrico de respaldo requerido, cuya potencia máxima de suministro se ha definido en 20 MVA.
- Mínimo costo de instalación debido a que la operación como fuente de suministro eléctrico a la planta será bajo condiciones de falla en la estación de generación local.

Como aspecto resaltante se tiene el hecho de que el costo de producción actual del kWh mediante generación local es de 22 milsUS\$/ kWh y el costo de suministro desde la interconexión con la subestación 115-34,5/13,8 kV es de 28 milsUS\$/kWh lo cual deja a la interconexión como una opción de respaldo solo bajo condición de emergencia. Adicionalmente los indicadores de gestión del dueño de la instalación muestran una disponibilidad real cercana al 98 % en los equipos de generación.

El esquema unifilar simplificado actual del sistema eléctrico de la Planta es mostrado en la fig. 6.2.

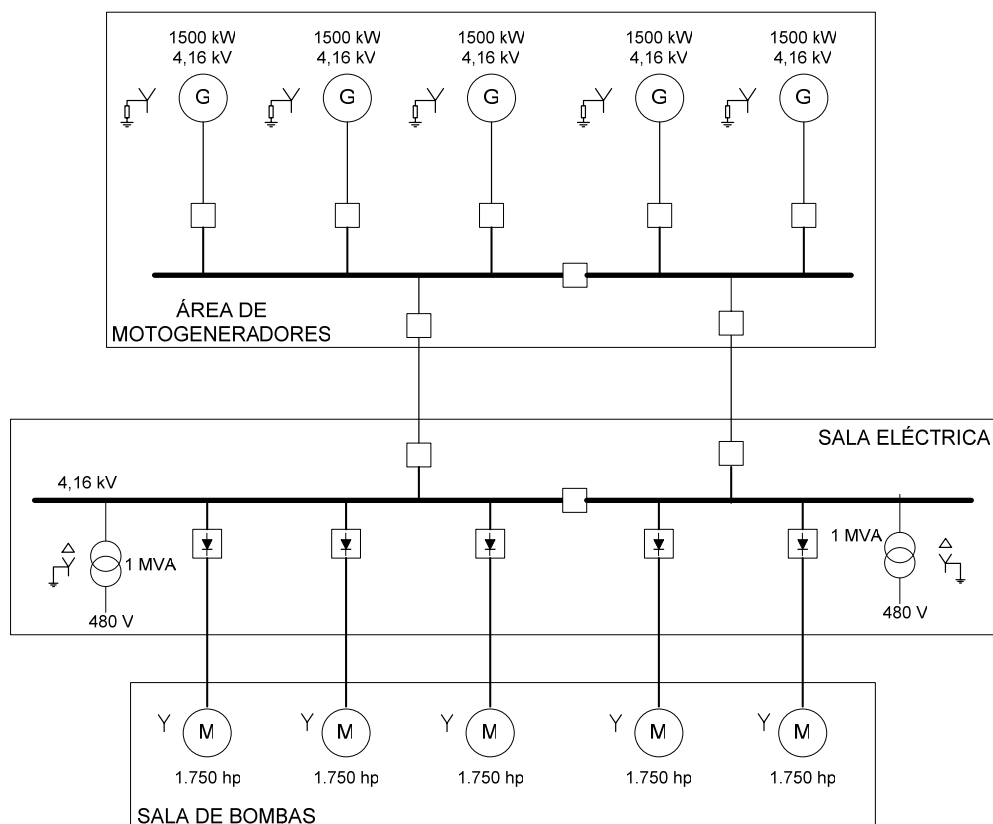


Fig. 6.2. Planta de Inyección de Agua Salada – Esquema unifilar simplificado.

Los generadores presentan arrollados conectados en estrella y neutro derivado al sistema de puesta a tierra a través de resistencia, limitando la corriente de falla línea-tierra a 200 A. La operación de los equipos es en paralelo en forma sincronizada lo cual establece un aporte de corriente de falla monofásica de 1000 A en la barra de 4160 V. Adicionalmente existe un sistema eléctrico en 480 V el cual dispone de neutro sólidamente conectado a tierra a través del neutro de los transformadores de potencia.

En la planta de inyección de agua salada es declarada la existencia de un sistema de puesta a tierra de tipo equipotencial conformado por los siguientes subsistemas:

- Malla de tierra de Casa de Generadores
- Malla de tierra de Sala Eléctrica
- Malla de tierra de Casa de Bombas Eléctricas

La separación aproximada, en metros, entre las instalaciones es la mostrada en la Tabla 6.1.- Separación (m) entre Instalaciones Principales de Planta de Inyección de Agua Salada.

INSTALACIÓN	CASA DE GENERADORES	SALA ELÉCTRICA	CASA DE BOMBAS
CASA DE GENERADORES	_____	30	100
SALA ELECTRICA	30	_____	140

Tabla 6.1.- Separación (m) entre Instalaciones Principales de Planta de Inyección de Agua Salada.

La Planta se encuentra en servicio desde el año 1.995, operando en forma continua con ciclo de trabajo constante de 24 horas diarias, en un área alejada de los centros urbanos. La presencia de personal en La Planta es permanente, con rotación a través de jornadas de 8 horas diarias. Como información adicional, los suelos en la zona presentan alta resistividad con valores promedio superiores a los 1500 Ω -m.

6.3.- Caso Estudiado – Escenarios Analizados.

Como premisas establecidas por el cliente en la evaluación debe considerarse cuales aspectos técnicos permiten maximizar el uso de las instalaciones existentes.

Para el análisis de la topología de la línea eléctrica en 34,5 kV se establecen los siguientes escenarios:

A. Construcción de Línea Eléctrica con Cable de Guarda

B. Construcción de Línea Eléctrica sin Cable de Guarda

Escenario A: Características Técnicas

- Línea eléctrica con apantallamiento contra descargas atmosféricas mediante cable de guarda.
- El cable de guarda actúa como factor divisor de la corriente de falla monofásica a tierra en el sistema. Esta condición tiene los siguientes efectos:

En el evento de falla a tierra cercana a la planta va a existir una menor inyección de corriente de falla en la red de tierra (de la planta) y en consecuencia menores elevaciones de los potenciales de toque, paso y transferidos en la planta si se compara con el caso de línea eléctrica construida sin cable de guarda.

- La ruta de la línea eléctrica presenta altos valores de resistividad del terreno. Valores iguales o mayores a los $800 \Omega \cdot m$ con valores típicos de $1500 \Omega \cdot m$.
- La ruta de la línea eléctrica se encuentra en una zona remota despoblada, sin embargo, debido a los altos valores de resistividad del terreno para asegurar la efectividad del cable de guarda como elemento de apantallamiento, es posible que sean requeridos trabajos adicionales en la puesta a tierra de los apoyos, a fin de disminuir la resistencia de puesta a tierra efectiva de los mismos.

Escenario B: Características Técnicas

- Línea eléctrica no dispondrá de apantallamiento contra descargas atmosféricas.
- Los retornos de corriente de falla hacia la fuente serán por el suelo, lo cual implica que en caso de fallas a tierra externas a la planta en la red local será inyectado un valor mayor de corriente ya que no existirán elementos divisores externos (No hay cable de guarda).

- En la planta existen subsistemas de puesta a tierra los cuales estan interconectados, los cuales actuarán como dispersores de la corriente de falla y en consecuencia tendrán un efecto divisor de la corriente.

Otras consideraciones:

- La definición del diseño de las instalaciones eléctricas será para contingencia simple. Una doble contingencia implica paros o desfases en la producción.
- La línea eléctrica actuará como elemento de respaldo ante fallas en el sistema de generación de la planta de inyección de agua. Esto implica que ante una disponibilidad del 98% en el sistema de generación local, la línea electrica va a operar de manera esperada aproximadamente 175 horas en el año. La distribución de las horas de operación no se tiene definido.
- Lo anterior establece que la característica de tasas de salida de la línea eléctrica no es factor determinante del diseño porque el respaldo eléctrico se aplica ante contingencia simple y una salida de la línea eléctrica durante condiciones de suministro eléctrico representa una doble contingencia para el sistema eléctrico de la planta.
- El costo total por km de la línea eléctrica en 34,5 kV, es de aproximadamente 43000 US\$/km.
- El costo del suministro e instalación del cable de guarda en la línea aérea de 34,5 kV es aproximadamente el 5% del costo total de la línea eléctrica. Para el tramo de 20 kms el costo total del cable de guarda es aproximadamente 43000 US\$.

- El suministro y la instalación enterrado de conductor de cobre desnudo, calibre 2/0 AWG tiene un costo de 22 US\$/m.
- La ubicación de la falla a tierra que produce la mayor circulación y dispersión de corriente al suelo es la que ocurre en los terminales de alta tensión (lado 34,5 kV) del transformador terminal de 20 MVA 34,5-4,16 kV. Este transformador será de tipo trifásico, grupo vectorial Dyn11.
- Cuando la alimentación es realizada mediante generación local una falla a tierra no produce elevación del potencial de tierra (GPR) en la planta debido a que las interconexiones de los subsistemas de tierra establecen caminos de retorno metálico para la corriente de falla hacia la fuente.

6.4.- Caso Estudiado – Metodología de Análisis.

El análisis consiste en establecer comparaciones técnico-económicas entre los escenarios definidos en 6.3.-. La metodología de analisis técnico implica lo siguiente:

- A. Determinación de la Corriente de Falla Monofásica del Sistema.
- B. Evaluación de las Condiciones del Suelo en La Planta y Modelación.
- C. Diagnóstico de las Condiciones Operacionales de los Sistemas de Electrodo de Tierra Existentes en La Planta.
- D. Cálculo de los factores divisores de Corriente
 - D.1. Divisores de Corriente por efecto de Cables de Guarda
 - D.2. Divisores de corriente por efecto de la Interconexión de Distintas Redes de tierra en el interior de la Planta.
- E. Comportamiento de las Redes de Tierra de La Planta ante Fallas Monofásicas de 60 Hz.
- F. Mejoras Requeridas en la Red de Tierra de la Planta.
- G. Evaluación de Resultados
- H. Conclusiones y Recomendaciones

6.5.- Cálculo de las Corrientes de Falla a Tierra en el Sistema.

El cálculo de los valores de corrientes de falla a tierra se realiza de utilizando como herramienta el programa ETAP. La Fig. 6.3 muestra el diagrama unifilar del sistema eléctrico de la Planta, incorporando interconexión con la futura S/E Oritupano 115/34,5 kV, prevista como una fuente alternativa de suministro eléctrico, a través de una línea simple terna en 34,5 kV.

Se prevé operación normal a través del sistema de generación local, aislada del sistema eléctrico externo. La línea eléctrica de respaldo operará ante contingencias del sistema interno, así como para aumentar la flexibilidad de operación y mantenimiento, con tensión en punta en 34,5 kV en la llegada a Planta.

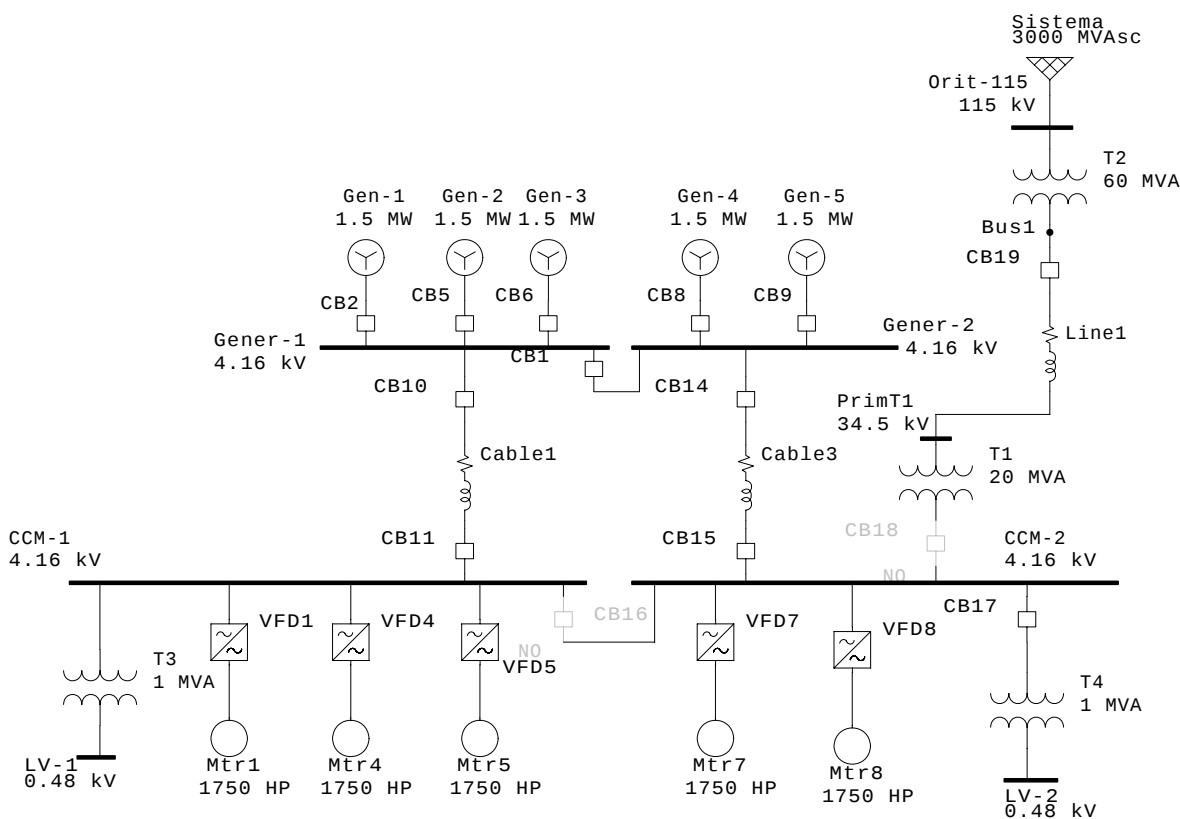


Fig. 6.3. Planta de Inyección de Agua Salada – Esquema unifilar futuro.

Se utilizaron los siguientes datos del sistema, suministrados por la empresa:

- Los niveles de cortocircuito máximo trifásico y monofásico en la barra de 115 kV de la S/E Oritupano, son de 3000 MVA y 1800 MVA respectivamente.
- Transformador de alimentación 115/34,5 kV, 60 MVA, %Z=8,5%, de conexión estrella-estrella, neutro conectado a tierra.

Los transformadores de potencia T3 y T4 de relación 4,16/0,48 kV presentan conexionado Dyn11, con neutro conectado sólidamente al sistema de puesta a tierra de la Planta. Se prevé instalar transformador T1 de 20 MVA de capacidad, de relación 34,5/4,16 kV y conexionado Dyn11 con conexión a tierra a través de resistencia de 400 A.

De acuerdo a la salida del programa ETAP tenemos el siguiente resumen de resultados de niveles de falla máxima, según la topología adoptada en condiciones normales (Caso A) y ante contingencias internas (Caso B).

Caso A: Operación aislada del sistema de generación local

Barra	Nivel de Voltaje (kV)	Línea-tierra (A Sim)
Gener-1, Gener-2	4,16	1.000
CCM-1, CCM-2	4,16	975
LV-1, LV-2	0,48	17.142

Tabla 6.2. CASO A. Corrientes Máximas de Falla a Tierra.

Caso B: Operación a través del sistema eléctrico externo

Barra	Nivel de Voltaje (kV)	Línea-tierra (A Sim)
Prim-T1	34,5	1.003
CCM-1, CCM-2	4,16	398
LV-1, LV-2	0,48	18.414

Tabla 6.3. CASO B. Corrientes Máximas de Falla a Tierra

El valor máximo de corriente de falla para el cálculo de las tensiones de paso y toque del sistema de puesta a tierra de la Planta es determinado bajo el escenario del Caso B, operación a través del sistema eléctrico externo, para una falla a tierra en la línea aérea de 34,5 kV en las inmediaciones de las instalaciones. No obstante, el dimensionamiento de conductores y otros elementos de la red de tierra debe ser adecuado para el nivel de falla máximo de 18.414 A, establecido por fallas en la red de 480 V.

6.6.- Evaluación de las Condiciones del Suelo y Modelación.

En la Planta las mediciones de resistividad del suelo fueron realizadas utilizando el método de Wenner, con distanciamiento entre electrodos desde 1 m hasta 20 m. Estas fueron realizadas en el área exterior a la Planta anexa a la sala de motogeneradores, libre de tuberías metálicas de entrada-salida de crudo y agua. Los valores de medición registrados se indican en la Tabla 6.4 Mediciones de Resistividad del Suelo..

a (m)	R (Ω)	ρ_a ($\Omega.m$)
1	46,6	573,29
5	25	1313,25
10	21	1845,50
15	23	2803,78
20	19,6	2873,63

Tabla 6.4 Mediciones de Resistividad del Suelo.

El instrumento utilizado para las medidas de campo tiene las siguientes características:

- *Equipo de Prueba: Metrater II, marca BBC Metrawatt, serial M08817545*

•

La lectura de las mediciones sugiere una característica del terreno no homogéneo, con aplicación válida de modelación biestratificada. La fig. 6.4 ilustra el comportamiento de las lecturas de resistividad obtenidas.

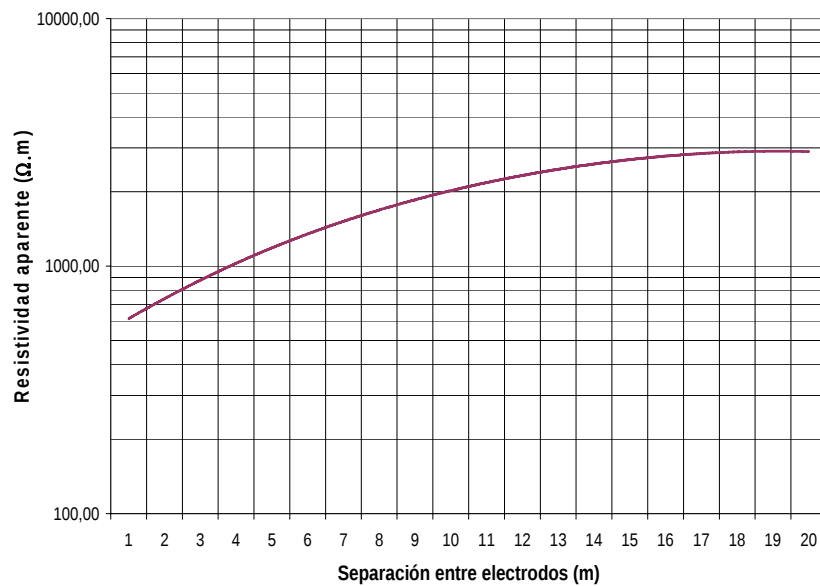


Fig. 6.4. Gráfica de Resistividad Aparente Medida.

6.6.1 Modelo Biestratificado del Terreno Según IEEE-80 Año 2000 (Método Gráfico de Sunde):

Consideraciones:

ρ_1 : Resistividad para espaciamientos < 10 metros

ρ_2 : Resistividad para espaciamientos > 10 metros

a : Separación de los electrodos de prueba en metros

h : Profundidad del primer estrato

Inspeccionando la gráfica de resistividad aparente obtenida

$\rho_1 = 1.100 \text{ } (\Omega.m)$, para a : 7,5 metros de separación entre electrodos

$\rho_2 = 2.500 \text{ } (\Omega.m)$, para a : 20 metros de separación entre electrodos

$$\frac{\rho_1}{\rho_2} = 2,27$$

De la figura 21 de IEEE-80 2000,[5], se obtiene:

$$\frac{\rho_a}{\rho_1} = 150$$

Obteniendo $\rho_a = 1.650 \text{ } (\Omega.m)$, de la curva de resistividad aparente ($a = 12 \text{ m}$). a través de la Fig. 21 de IEEE-80 tenemos ($a/h = 1,90$), con lo cual:

$$h = 6,31 \text{ m}$$

En resumen, aplicando el método gráfico de IEEE-80, tenemos los siguientes resultados de parámetros de modelación del suelo:

Resistividad de la capa superficial: $\rho_1 = 1.650 \text{ } (\Omega.\text{m})$

Espesor de la capa superficial: $h = 6,31 \text{ (m)}$

Resistividad de la capa inferior: $\rho_2 = 3.745 \text{ } (\Omega.\text{m})$

6.6.2 Modelo Biestratificado del Terreno Utilizando Técnicas Analíticas

Para la solución de los parámetros del modelo se recurrió a la herramienta RHO32, programa desarrollado en la Universidad de Santa Fé – Argentina, para el cálculo de resistividades en terrenos estratificados por resolución numérica de la ecuación de Tagg, aplicando método de optimización para ajuste de curva.

La solución paramétrica del modelo de suelo equivalente obtenido se presenta en la tabla 6.5.

Resistividad primer estrato $\rho_1 \text{ } (\Omega.\text{m})$	Profundidad primer estrato $h \text{ (m)}$	Resistividad segundo estrato $\rho_2 \text{ } (\Omega.\text{m})$	Profundidad segundo estrato (m)
548,85	2,33	4.558,19	∞

Tabla 6.5. Modelo Equivalente de Suelo.

La Fig. 6.5 muestra la resistividad aparente (ρ_a) graficada como una función de la separación de electrodos de prueba, incluyendo la curva calculada en base al modelo equivalente obtenido y las mediciones registradas en el terreno.

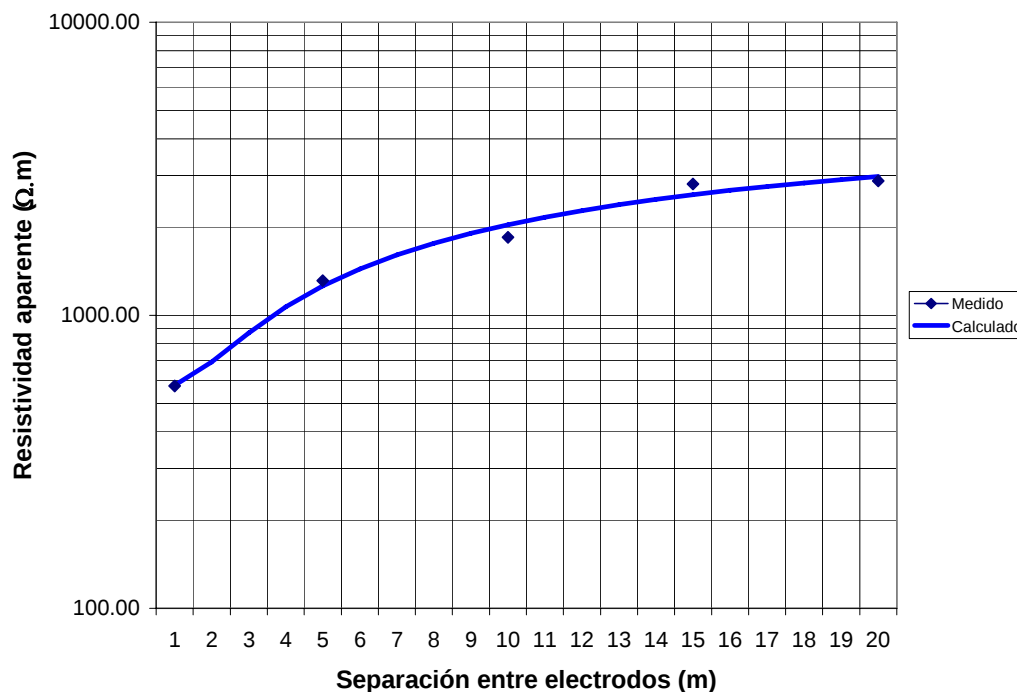


Fig. 6.5. Gráfica de resistividad aparente medida y calculada.

6.7.- Evaluación del Sistema de Puesta a Tierra Existente en Planta de Inyección de Agua Salada

6.7.1 Descripción General

La figura 6.6 muestra la disposición general del sistema de tierra de la Planta de Inyección de agua. El diseño inicial de la red de tierra se encuentra conformado por un arreglo de anillos conductores de cobre desnudos, calibre No. 2/0 AWG, enterrados a una profundidad de 60 cm alrededor de las edificaciones e interconectados entre sí. La conexión a tierra de equipos y estructuras metálicas es realizada con conductor calibre No. 2 AWG. La Fig. 6.6 ilustra la disposición geométrica de la red considerada por el Proyecto original de la Planta. De acuerdo a los planos de la instalación en versión “como construido”, el sistema de puesta a tierra reflejaba fielmente el diseño previsto.

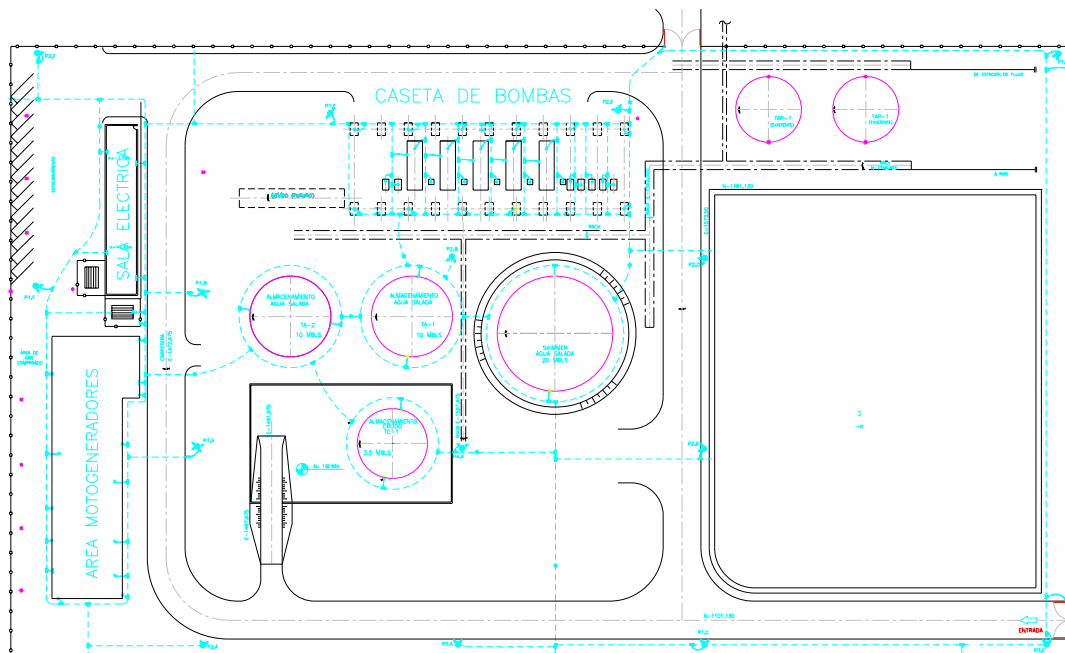


Fig. 6.6. Planta de Inyección de Agua Salada – Diseño inicial del sistema de puesta a tierra.

Los subsistemas de tierra existentes en la planta consisten en:

- Área de Generadores: Anillo perimetral de 163 (535 ft) m de longitud
- Sala Eléctrica: Anillo perimetral de 106 m (348 ft) de longitud
- Sala de Bombas: Malla de Tierra rectangular 52 x 17 m (170,6 ft x 55.1 ft) con retículas de 17 x 7,43 m (55,1 x 24 ft) para un total de 238 m (782 ft) de conductor de cobre.
- Interconexión entre área de Casa de Generadores y Sala de Bombas: longitud total 140 m ($\approx$ 460 ft)
- Interconexión entre Sala Eléctrica y Sala de Bombas: longitud 100 m (328 ft)

6.7.2 Diagnóstico de las Condiciones Operacionales de los Sistemas de Electrodo de Tierra Existentes en La Planta.

Al ser evaluadas sobre el terreno las condiciones reales del sistema de puesta a tierra, existente y descrito en la sección 6.7.-, fueron evidenciadas condiciones constructivas y de mantenimiento las cuales no aseguraban la integridad física, operación y la funcionalidad del sistema de tierra. La evaluación de las condiciones existentes de las conexiones a tierra de las instalaciones fue realizado mediante:

- Inspección visual de condiciones físicas de todos los elementos del sistema de puesta a tierra, detectando condiciones de deterioro del sistema tal como falta de rigidez mecánica en las conexiones subterráneas, interconexiones y bajantes.
- Mediciones de continuidad eléctrica con el objeto de verificar la condición equipotencial de la red de tierra existente.
- Medición del valor de impedancia de tierra. Las mediciones de impedancia se efectúan aplicando el método de la caída de potencial según lo define [11].

La tabla 6.6 muestra los resultados de las pruebas de interconexión entre las distintas áreas que conforman la red de tierra existente.

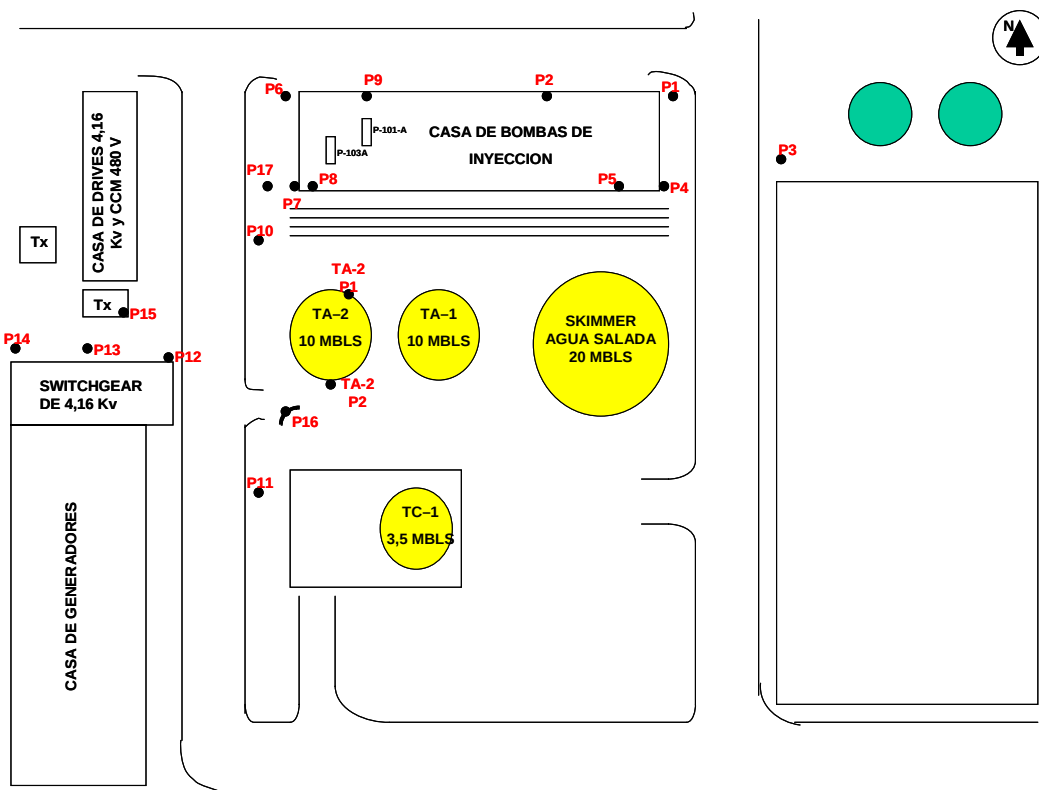


Fig. 6.7. Disposición de Planta para la Verificación de Continuidad Eléctrica en la Red de Tierra Existente.

Punto	Descripción
P1	Poste de Alumbrado P2E con Punta Franklin y Bajante instalado en aisladores
P2	Conexión a Tierra de Estructura de Casa de Bombas de Inyección
P3	Conductor de Puesta a Tierra en Área de Tanques TAP-1
P4	Bajante de Parardescargas atmosféricas en Casa de Bombas de Inyección
P5	Conexión a Tierra de Estructura de Casa de Bombas de Inyección
P6	Poste de Alumbrado P1E con Punta Franklin y Bajante instalado en aisladores
P7	Bajante de Parardescargas atmosféricas en Casa de Bombas de Inyección
P8	Conexión a Tierra de Estructura de Casa de Bombas de Inyección
P9	Conexión a Tierra de Estructura de Casa de Bombas de Inyección
P10	Poste de Alumbrado P1B con Punta Franklin y Bajante instalado en aisladores
P11	Poste de Alumbrado P1A con Punta Franklin y Bajante instalado en aisladores
P12	Bajante de Parardescargas atmosféricas en Casa de Generadores (Instalado en Aisladores)

Punto	Descripción			
P13	Conductor Cobre 2/0 AWG de Malla de Tierra			
P14	Barra Química tipo Chem-Rod			
P15	Conexión a Tierra de Transformador de 1000 KVA ; 4160-480/277 V			
P16	Conductor de Malla de Tierra Interrumpido y Expuesto			
P17	Barra Química tipo Chem-Rod			
P101A	Conexión a Tierra de Bomba de Inyección de Agua Salada P101A			
P103A	Conexión a Tierra de Bomba P103A			
TA-2 P1	Conexión a Tierra de Tanque TA-2 Lado Norte			
TA-2 P2	Conexión a Tierra de Tanque TA-2 Lado Sur			
MEDICION	VALOR Ω (Ohms)		MEDICION	VALOR Ω (Ohms)
P1 - P2	134		P8 – (TA-2 P2)	0,5
P1 - P3	138		P8 – P17	800
P1 - P4	134		P10 – (TA-2 P2)	∞ (Abierto)
P4 - P5	6,8		P11 - (TA-2 P2)	∞ (Abierto)
P6 - P7	3,7		P11 – P16	150
P6 - P8	0		P11 – P12	∞ (Abierto)
P7 - P8	3,2		P12 – P14	∞ (Abierto)
P7 - P17	74,5		P13 – P15	5
P8 - P103A	0		P12 - P13	150
P8 – P9	0		P12 - P15	15
P8 – P101A	0			
P8 – (TA-2 P1)	0			

Tabla 6.6. Resultados de la Medición de Continuidad Eléctrica.

Las siguientes fotografías ilustran la disposición de las instalaciones y algunos elementos constructivos del sistema de tierra encontrados durante la inspección.



Fig 6.8 – Vista de las Áreas de la Planta



Figura 6.9 – Casa de Generadores



Fig. 6.10 – Sala Eléctrica



Fig. 6.11 – Casa de Bombas de Inyección



Fig. 6.12 – Detalle de Red de Tierra



Fig 6.13. – Transformador de 1000 kVA



Fig 6.14. – Detalle de Conexión a Tierra de Transformador 1000 kVA

Mediciones de la Impedancia del Sistema de Puesta a Tierra

Se realizaron dos grupos de mediciones de impedancia del sistema de puesta a tierra existente, utilizando el método de caída de potencial, ubicando la línea de medición a partir de la conexión en dos puntos del sistema derivados desde: A) Sala de Bombas y B) Casa de Generadores.

A. Sala de Bombas:

Las mediciones de impedancia realizadas del sistema de puesta a tierra del área de Sala de Bombas, arrojaron los resultados graficados en la Fig. 6.15.

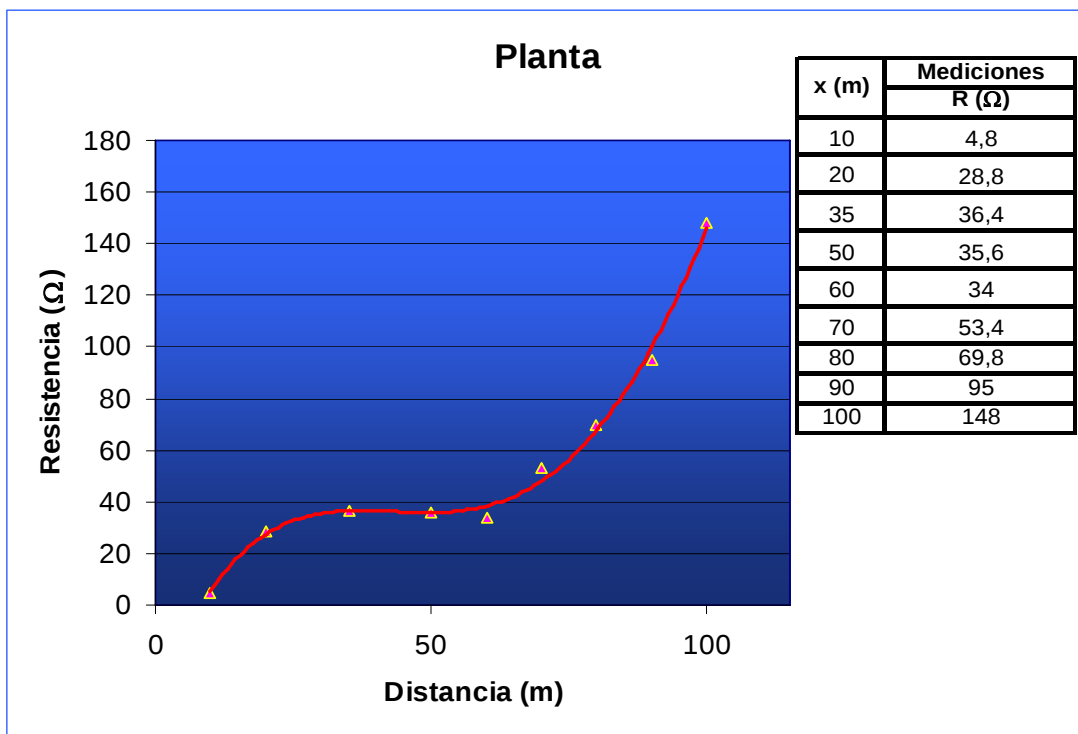


Fig. 6.15. Sala de Bombas - Gráfica de Resistencia Medida.

La curva muestra un perfil con presencia de una zona de mínima pendiente, en la parte intermedia, sugiriendo una resistencia de conexión a tierra real de 35,3 Ω .

B. Casa de Generadores:

Los resultados de las mediciones de impedancia realizadas, utilizando el método de caída de potencial, se visualizan en la Fig. 6.16. La gráfica obtenida presenta una zona de mínima pendiente, con tendencia similar a la correspondiente en el caso anterior. En este caso la resistencia real se estima en $30,2 \Omega$.

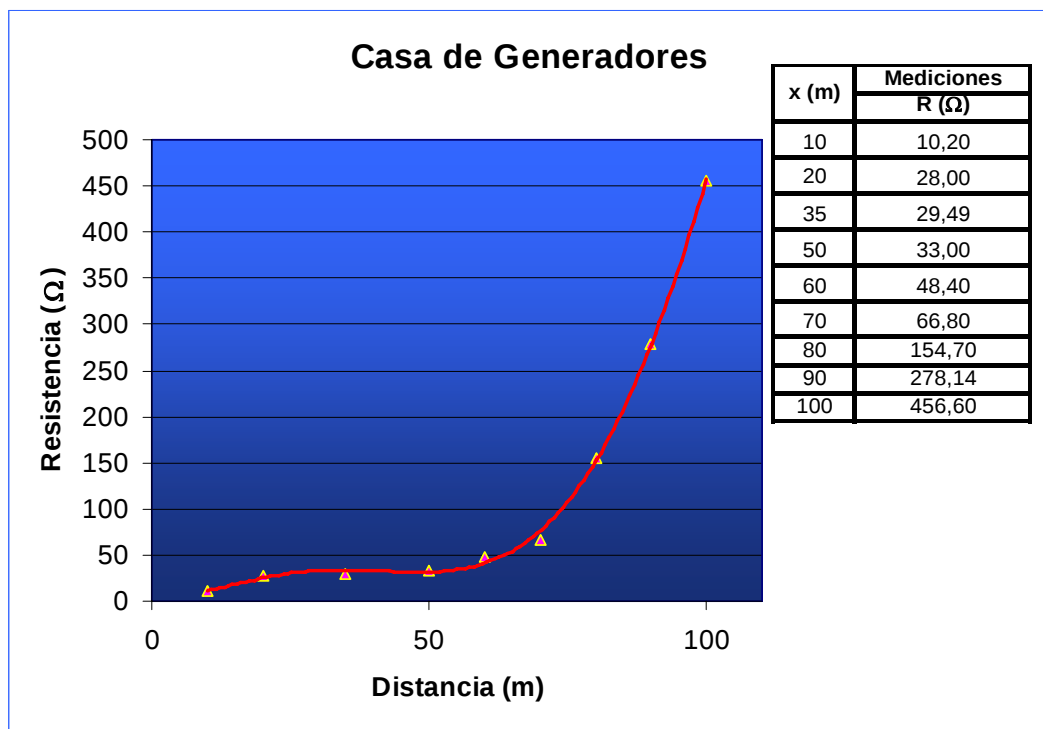


Fig. 6.16. Casa de Generadores - Gráfica de Resistencia Medida.

6.7.3 Resultados de la Evaluación Física del Sistema de Tierra Existente

Como resultado de la evaluación física se determinó:

- Falta de equipotencialidad de la malla general por falta de interconexión entre las redes de tierra de la Casa de Generadores y la Casa de Bombas, así como entre la Sala Eléctrica y la Casa de Bombas. Ver tabla 6.6.
- Fueron detectadas situaciones de deficiencias constructivas en el sistema de puesta a tierra, tales como conductores troncales de la red de tierra dispuestos en forma superficial, conectores apernados usados en las derivaciones principales de equipos con conexiones flojas, rotura del conductor principal de la malla. Ver figuras 6.12 a 6.14.
- Los resultados evidencian la inexistencia de un sistema de tierra de tipo equipotencial en la Planta de Inyección de Agua Salada lo cual difiere de lo indicado en los planos emitidos como “As Built” de la instalación.

6.7.3.1 Evaluación del Comportamiento de la Red de Tierra Existente de la Planta ante Fallas a Tierra de 60 Hz.

El comportamiento eléctrico de la red de tierra inspeccionada en la sección 6.7.2 fue evaluado mediante el Software ETAP, para el caso de una falla monofásica de 1000 A y un tiempo de despeje de falla de 0,55 seg.

El valor de 1000 A como falla monofásica a tierra es el calculado en la sección 6.5.- y representa el mayor valor de falla que sería alimentado desde un sistema eléctrico externo cuando se considera alimentación de La Planta mediante línea eléctrica aérea, 34,5 kV y sin cable de guarda.

En este caso los 1000 A son inyectados en el punto de falla al sistema de tierra de La Planta, sin embargo, debido a las interconexiones existentes entre los distintos subsistemas se

producen divisores de corriente internamente en la malla de la planta. El detalle de cálculo de los factores divisores de corriente internos en la planta son descritos en la sección 6.8.2.

Para el caso de alimentación a la planta mediante la línea eléctrica aérea con cable de guarda se produce división de la corriente de falla dando como resultado que una fracción cercana al 12% de la $I_{fallaTotal}$ será la corriente a inyectada a la malla de tierra de la Planta de Inyección.

La localización de la falla es en los terminales de alta tensión del transformador de 20 MVA, 34,5-4,16 kV. El divisor de corriente de falla que incluye el efecto de la presencia de cable de guarda en la línea de 34,5 kV se calcula de acuerdo a lo indicado en la sección 6.8.1.

Para este caso, en definitiva, circulan hacia la malla de tierra de la planta aproximadamente 120 A.

Los resultados de la evaluación para cada caso se muestran a continuación:

Falla a Tierra de 1000 A

Project:	Trabajo Grado USB	ETAP PowerStation	Page:	1
Location:	Planta PITASO-PTCO Orizapán	4.0.0C	Date:	11-30-2005
Contract:			SN:	KLGCONSULT
Engineer:	Juvencio Molina	Study Case: GRD2	Filename:	CasoOriginal

Evaluaciones de Sistemas de Tierra a 60 Hz
Comportamiento de Potenciales en Malla Existente - Corriente de Falla: 1000 A - Tiempo de Operación de Protecciones: 0.5

Ground Grid Summary Report

Rg Ground Resistance Ohm	GPR Ground Potential Rise Volts	Maximum Touch Potential					Maximum Step Potential				
		Tolerable Volts	Calculated Volts	Calculated %	Coordinates (ft)		Tolerable Volts	Calculated Volts	Calculated %	Coordinates (ft)	
					X	Y				X	Y
17.25	17,293.5	955.6	3,022.5	316.3	159.6	210.7	3,333.2	906.1	27.0	175.50	483.70

Total Fault Current	1.000 kA	Reflection Factor (K):	-0.772
Maximum Grid Current:	1.002 kA	Surface Layer Derating Factor (Cs):	0.798
		Decrement Factor (Df):	1.002

Warnings:
The maximum Touch Voltage exceeds the tolerable limits

Fig 6.17 – Resultados de Potenciales de Toque y de Paso – Falla 1000 A, 60 Hz.

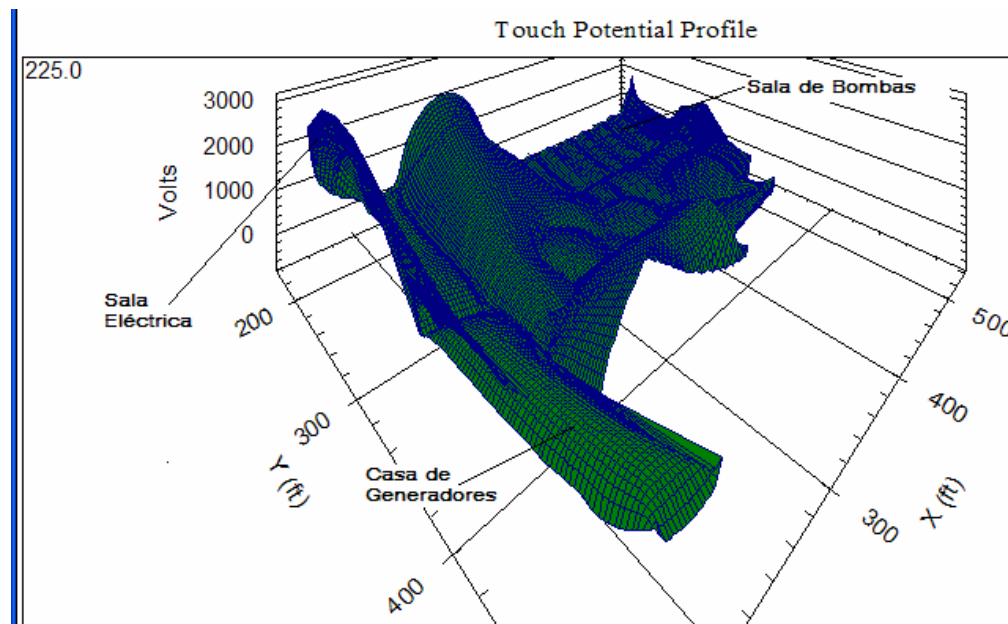


Fig 6.18 – Perfil de Voltajes de Toque en la Malla de Planta – Falla 1000 A -

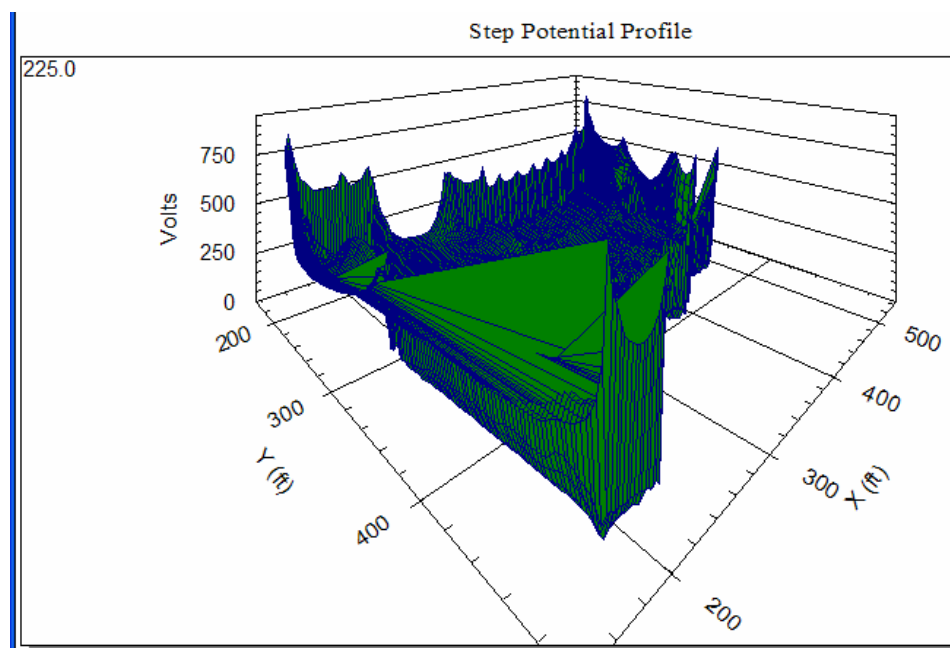


Fig 6.19 – Perfil de Voltajes de Paso en la Malla de Planta – Falla 1000 A-

En las figuras anteriores 6.17 a 6.19 se aprecia los resultados de la evaluación del sistema existente.

El sistema de tierra presenta un potencial de toque superior en 316 % al valor tolerable y la problemática se concentra hacia el área de la red de tierra de la Sala Eléctrica.

Evaluaciones adicionales realizadas para analizar sensibilidad en el comportamiento de la red muestran que valores de corriente de falla por encima de los 250 A causan elevación no tolerable del potencial de toque de la malla.

Falla a Tierra de 120 A

Resultados de Potenciales

Project:	Trabajo Grado USB	ETAP PowerStation	Page:	1
Location:	Piñata PITASO-PTCO Orinipano	4.0.0C	Date:	11-28-2005
Contract:			SN:	KLGCONSULT
Engineer:	Juvencio Molina	Study Case: GRD2	Filename:	CasoOriginalFalla120A

Evaluaciones de Sistemas de Tierra a 60 Hz
Comportamiento de Potenciales en Malla Existente - Corriente de Falla: 120 A - Tiempo de Operación de Protecciones: 0,55

Ground Grid Summary Report

Rg Ground Resistance Ohm	GPR Ground Potential Rise Volts	Maximum Touch Potential					Maximum Step Potential				
		Tolerable Volts	Calculated Volts	Calculated %	Coordinates (ft)		Tolerable Volts	Calculated Volts	Calculated %	Coordinates (ft)	
					X	Y				X	Y
17.25	2,075.2	955.6	362.7	38.0	159.6	210.7	3,353.2	108.7	3.2	175.50	483.70

Total Fault Current	0.120 kA	Reflection Factor (K):	-0.772
Maximum Grid Current:	0.120 kA	Surface Layer Derating Factor (Cs):	0.798
		Decrement Factor (Df):	1.002

Fig. 6.20. Resultados de potenciales

Los valores tolerables de Voltajes de Toque y de Paso son respectivamente 955,6 V y 3353,2 V y los valores calculados de Voltajes de Toque y de Paso son respectivamente 362,7 y 108,7 V.

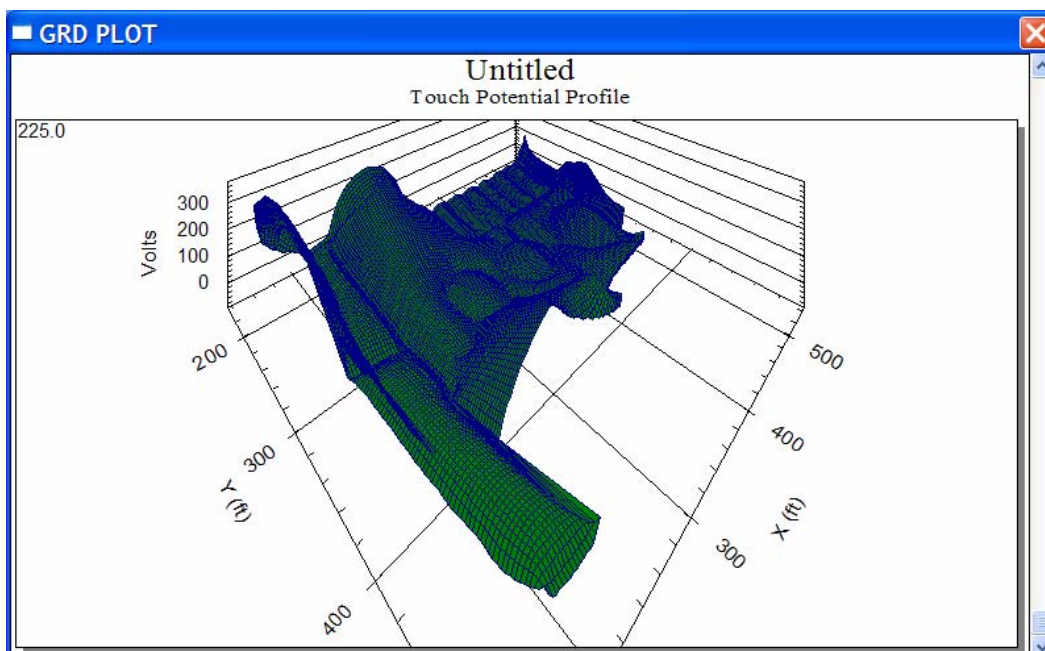


Fig 6.21 – Perfil de Potenciales de Toque

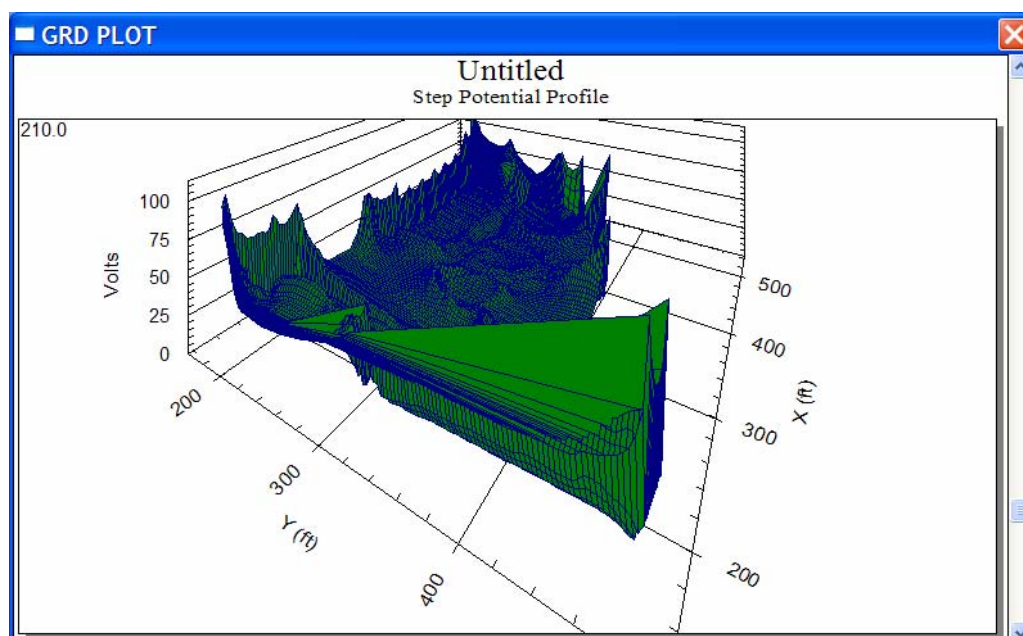


Fig 6.22 – Perfil de Potenciales de Paso

Las figuras 6.20 a 6.22 demuestran que la falla de 120 A produce elevación de los potenciales de toque y de paso pero se mantienen dentro del rango de los valores tolerables.

6.7.3.2 Conclusiones de la Evaluación del Comportamiento de la Red de Tierra Existente en la Planta ante Fallas a Tierra de 60 Hz.

- a) La red de tierra existente en la Planta de Inyección de Agua Salada no presenta condiciones de equipotencialidad tal como lo indican los planos “As Built” suministrados por el dueño de la Instalación. Adicionalmente presenta deficiencias constructivas las cuales afectan la continuidad eléctrica de la red.
- b) Existen condiciones inseguras por voltajes de toque ante fallas a tierra en el rango entre los 250 y 1000 A.
- c) Es requerido asegurar interconexiones efectivas y realizar mejoras a la red de tierra que permitan disponer de un sistema equipotencial con capacidad para controlar, en valores seguros, los voltajes de toque y de paso.

6.8.- Cálculo de Divisores de Corriente

6.8.1 Cálculo de Divisores de Corriente de Falla por Efecto de Conductores de Guarda.

La distribución de corriente de falla a tierra en la instalación se determinará utilizando el método analítico presentado por los autores R. Verma y D. Mukhedkar [20]. El método determina la distribución de corriente a tierra, en el caso de una falla a tierra cercana a la Planta, tomando en consideración el efecto de la conexión a tierra de las estructuras y el acoplamiento entre los conductores de fase y de apantallamiento (guarda) de la línea.

La Fig. 6.23 muestra la conexión del conductor de guarda y distribución de corriente de falla a través de las estructuras de la línea y de la red de tierra de la Planta (I_k).

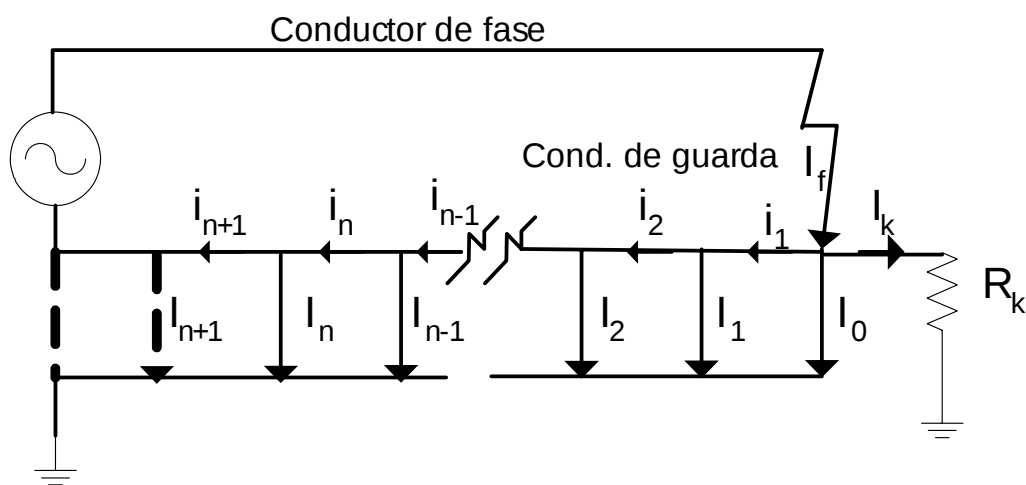


Fig. 6.23. Distribución de Corriente de Falla.

Sea R_t la resistencia de conexión a tierra de las estructuras de la línea, las cuales son asumidas de igual valor ($R_t = 50 \Omega$) en cada poste.

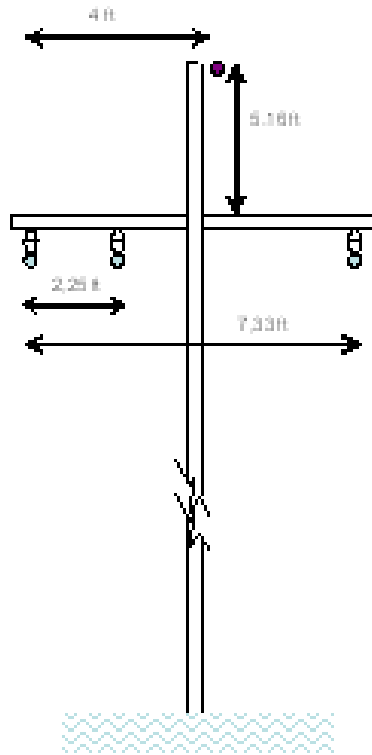


Fig. 6.24. Línea eléctrica 34,5 kV. Detalle de Elevación.

El factor de acoplamiento (μ) entre los conductores de fase y de guarda es dado por la siguiente expresión:

$$\mu = \frac{\log\left(\frac{b}{a}\right)}{\log\left(\frac{2h}{r'}\right)} \quad (6.1)$$

Donde,

b: Distancia del conductor a la imagen del cable de guarda

a: Distancia del conductor de fase al cable de guarda

h: Altura del conductor de guarda

r': Radio del conductor de guarda

Dc: Diámetro del conductor de guarda

De la Fig. 6.2 obtenemos:

$$b = \sqrt{(32,81 + 5,16)^2 + 4^2} \Rightarrow b = 38,18 \text{ (ft)}$$

$$a = \sqrt{5,16^2 + 4^2} \Rightarrow a = 6,53 \text{ (ft)}$$

$$h = 32,81 + 5,16 \Rightarrow h = 37,97 \text{ (ft)}$$

El conductor de guarda presenta las siguientes características:

$$r' = 2,17 \times 10^{-3} \text{ (ft)} \text{ (Guaya acerada 5/8")}$$

$$GMR = 0,0197 \text{ (ft)}$$

$$R = 2,414 \text{ } (\Omega / \text{mi}) \text{ (Resistencia AC)}$$

$$Z_g = 2,414 + j0,686 \text{ } (\Omega / \text{mi}) \text{ , } Z_g \text{ Impedancia del conductor de guarda.}$$

La impedancia del conductor de guarda entre dos apoyos (z_g) para un vano de 100 metros:

$$z_g = Z_g \frac{100}{1609,344} \Rightarrow |z_g| = 0,156 \text{ } (\Omega)$$

Aplicando la ecuación No. 6.1 obtenemos, el factor de acoplamiento entre los conductores de fase y guarda, $\mu = 0,169$.

Debido a la conexión a tierra del conductor de guarda con el sistema de puesta a tierra de la Planta, sólo una fracción de la corriente de falla será drenada por la red de la Planta y el resto conducida a través de la impedancia de red de tierra equivalente (Z_∞) de la línea.

$$Z_\infty = \sqrt{z_g R_t} (1 - \mu), \text{ con } z_g \ll R_t \quad (\text{Ec. 6.2})$$

$$\Rightarrow Z_\infty = 2,321 \text{ } (\Omega)$$

La corriente a través del sistema de puesta a tierra de la Planta será:

$$I_k = I_f \frac{Z_{\infty}}{R_k + Z_{\infty}} \quad (Ec. 6.3)$$

Donde:

R_k : Resistencia del sistema de puesta a tierra de la Planta.

I_f : Corriente total de falla a tierra

De la modelación del sistema eléctrico a través del programa ETAP, tenemos:

$$R_k = 17 \, \Omega$$

$$I_f = 1000 \, A$$

Aplicando la ecuación 6.3, obtenemos la fracción de corriente drenada por la red de puesta a tierra de la Planta:

$$I_k = 120,13 \, A$$

En el caso de construir la línea de interconexión 34,5 kV con conductor de guarda, una parte significativa de corriente de falla es retornada hacia la fuente a través de la red de tierra de la línea. En este caso, aproximadamente sólo el 12% de la corriente de falla es drenada por la red de tierra de la Planta.

6.8.2 Cálculo del factor Divisor de Corriente de la Red de Tierra de la Planta.

El factor divisor de corriente de falla entre los subsistemas de tierra que conforman la malla general de la planta será analizado mediante la metodología definida en [22].

La metodología de análisis considera la siguiente disposición de las mallas. El análisis matemático se realiza aplicando los conceptos de solución de redes en escalera y teoría de líneas de transmisión:

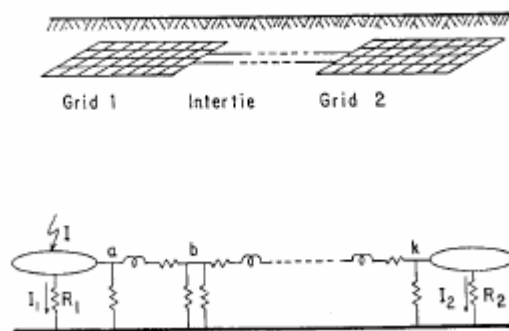


Fig. 6.25.- Diagrama de Escalera para Disposición Básica de Interconexión de los Subsistemas de Tierra

Para los efectos del análisis se establecen las siguientes premisas:

1. La red R_1 estará conformada por los subsistemas integrados del anillo de tierra de la casa de generadores y la sala eléctrica.
2. La red R_2 es la correspondiente a la malla de tierra de la casa de bombas.
3. La interconexión entre las mallas R_1 y R_2 será definida por dos conductores de cobre desnudo, calibre 2/0 AWG, dispuestos en zanja a 60 cm de profundidad. El arreglo de interconexión se muestra en la figura 6.26.
4. Valor de resistencia de puesta a tierra de los subsistemas R_1 y R_2

$$R_1: 26,74 \, \Omega$$

$$R_2: 34,83 \, \Omega$$

Los valores de resistencia son obtenidos mediante simulación con el software ETAP utilizando la técnica de elementos finitos.

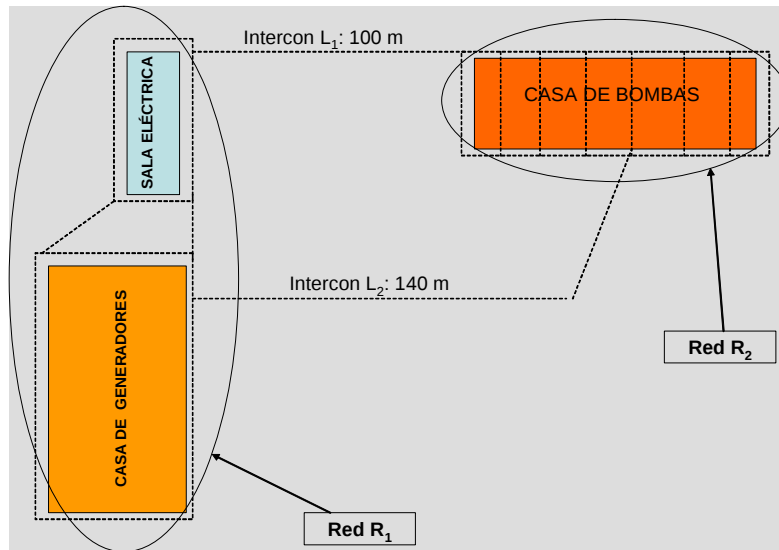


Fig. 6.26.- Arreglos de Interconexión de Subsistemas de Tierra en Planta de Inyección de Agua Salada

Consideraciones adicionales para el análisis:

a) Separación de los Conductores de Interconexión: 30 m

b) Características del Conductor de Interconexión:

Cobre; desnudo trenzado; 19 hilos; calibre 2/0 AWG; Diámetro: 10,63 mm;

c) Radio Medio Geométrico del Conductor 2/0 AWG: $RMG = 0,5 * D_{total} * K$

K : 0,7577 (Conductor de 19 hilos)

0,7256 (Conductor 7 hilos)

d) Resistividad Específica del Cobre $\rho_c = 1,7 \times 10^{-8} \Omega\text{-m}$

e) Resistividad del suelo: Los valores resultantes de la modelación del suelo son las siguientes:

$$\rho_1 = 548,85 \Omega\text{-m}$$

$$\rho_2 = 4558,2 \Omega\text{-m}$$

Profundidad de la capa superficial:

$$h = 2,33 \text{ m}$$

Se utiliza como aproximación la resistividad promedio del suelo.

$$\rho_m = 2553 \Omega\cdot\text{m}$$

Definición de Expresiones para Resolver el Diagrama en Escalera:

Las expresiones de resistencia de puesta a tierra en las redes R1 y R2 se aproximan a la expresión de un electrodo equivalente para un electrodo circular.

Resistencia de la Malla R₁

$$R_1 = \frac{\rho}{(4r_1)} \Omega$$

Donde;

$$\rho = \rho_m$$

$$R_1: 26,74 \Omega$$

,r₁: Radio Equivalente de la malla 1

$$r_1 : 23,87 \text{ m}$$

Resistencia de la Malla R₂

$$R_2 = \frac{\rho}{(4r_2)} \Omega ,$$

$$R_2: 34,83 \Omega$$

,r₂: Radio Equivalente de la malla 2

$$r_2 : 18,32 \text{ m}$$

Parámetros Distribuidos del Electrodo de Interconexión

Resistencia Equivalente	$R = \frac{\rho_c}{n\pi a^2}$
-------------------------	-------------------------------

Conductancia Equivalente: $G = \frac{\pi}{\rho_m} \left[\ln \left(\frac{2X}{A} \right) - 1 \right]^{-1} \text{ S/m}$

Inductancia Equivalente: $L = \frac{2}{10^7} \left[\ln \left(\frac{2X}{A} \right) - 1 \right] \text{ H/m}$

Donde;

R: Resistencia Equivalente del Conductor de Interconexión

ρ_c : Resistividad específica del conductor (Cobre: $1,7 \times 10^{-8} \Omega\text{-m}$)

ρ_m : Resistividad promedio del suelo (ρ_m : $2553 \Omega\text{-m}$)

n: Número de conductores que conforman la interconexión

n: 2

a : Diámetro del Conductor – Cobre Desnudo trenzado, calibre 2/0 AWG : 10,63 mm

X= Longitud de la interconexión, metros

X: 100 m

A= Separación entre Conductores que Conforman la interconexión

A: 30 m

Parámetros Distribuidos de la Interconexión

R: 23,94 $\mu\Omega$

G: $1,37 \times 10^{-3} \text{ S/m}$

L: $1,79 \times 10^{-7} \text{ H/m}$

Impedancia Serie: $Z = R + j XL$

$$Z = 23,94 \mu\Omega + j (2 * \pi * 60) * 1,79 \times 10^{-7}$$

$$Z = 23,94 \times 10^{-6} + j 6,75 \times 10^{-5} \Omega$$

Admitancia Shunt:

$$Y = G = 1,37 \times 10^{-3} \text{ S/m}$$

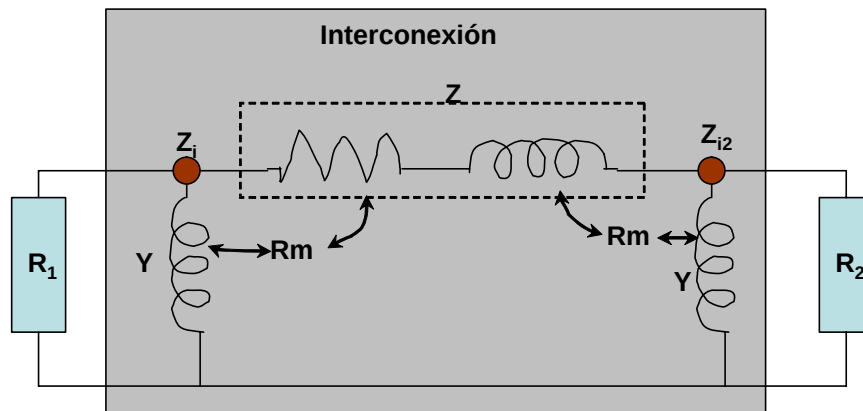


Fig 6.27. Modelo del Sistema de Tierra

Solución del Circuito en Escalera

Basado en lo establecido en [36] se aplica la teoría de Líneas de Transmisión para la solución de la red mostrada en la figura 6.27.

1) Impedancia Característica; $Z_o = \left(\frac{Z}{Y} \right)^{\frac{1}{2}}$

$$Z_o = 0,228 \, \Omega$$

2) Constante de propagación: $\gamma = (ZY)^{\frac{1}{2}}$

$$\gamma : 3,122 \times 10^{-4}$$

3) Impedancia de Entrada de la Interconexión Z_i

$$Z_i = \frac{Z_o}{(\tanh \gamma X)}$$

$$Z_i : 7,305 \, \Omega$$

4) Impedancia Combinada de la Interconexión y Red de Casa de Bombas R₂:

$$Z_{i2} = \frac{Z_o(R_2 + Z_o \tanh \gamma X)}{(Z_o + R_2 \tanh \gamma X)}$$

$$Z_{i2}: 6,040 \Omega$$

5) Impedancia Vista desde la Malla 1

Impedancia Mutua entre malla de Casa de Generadores y Sistema de tierra compuesto por Interconexión // R₂:

Se cumple la relación $|Z_i - Z_{i2}| < |R_2 - Z_{i2}|$

Por lo cual la impedancia mutua se expresa como

$$R_m = \frac{\rho_m}{2\pi r_1} \sin^{-1} \left(\frac{r_1}{r_1 + \frac{x}{2}} \right)$$

$$R_m = \frac{2553}{2 * \pi * 23,87} \sin^{-1} \left(\frac{23,87}{73,87} \right) \Omega$$

$$R_m = 4,943 \Omega$$

6) Corriente Circulante en la Interconexión y Malla R₂:

$$I_i = I_f * \left(\frac{R_1 - R_m}{R_1 + Z_{i2} - 2R_m} \right),$$

7) Factor divisor de Corriente resultante:

$$I_i = 83,5 \% * I_f.$$

Donde;

If: Corriente de Falla a Tierra Inyectada en la Planta

Ii: Corriente circulante el sistema de tierra conformado por Sistemas de Contrapesos (Interconexiones) y Malla de Tierra de Casa de Bombas.

6.9.- Definición de Mejoras de la Red de Tierra

La corriente de falla a tierra máxima inyectada en la planta es de 1000 A.

Al efectuar la interconexión entre las mallas de tierra Casa de Generadores, Casa de Bombas y Sala Eléctrica se produce una redistribución de la corriente de falla inyectada al sistema. El 83,5% de esta corriente circula por el sistema de electrodos formado por las interconexiones y la malla de Tierra de la sala de Bombas.

Re-Evaluación de Red de Tierra Combinada Interconexiones + Sala de Bombas:

En la figura 6.28 se muestra el arreglo del sistema de tierra resultante de interconectar el sistema de contrapesos y la malla de tierra de la casa de bombas

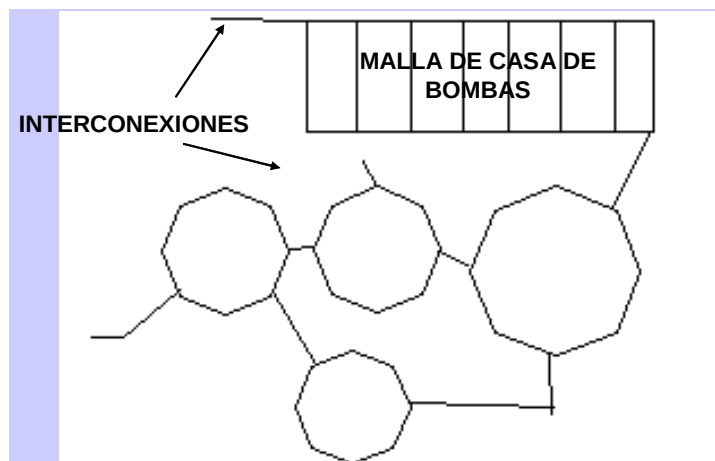


Fig 6.28 .- Conjunto Sistema de Tierra Interconexiones + Sala de Bombas

El arreglo de tierra de la figura 6.28 se reevalúa con el software ETAP para una corriente de falla de 835 A.

Los resultados se muestran en las figuras 6.29, 6.30 y 6.31.

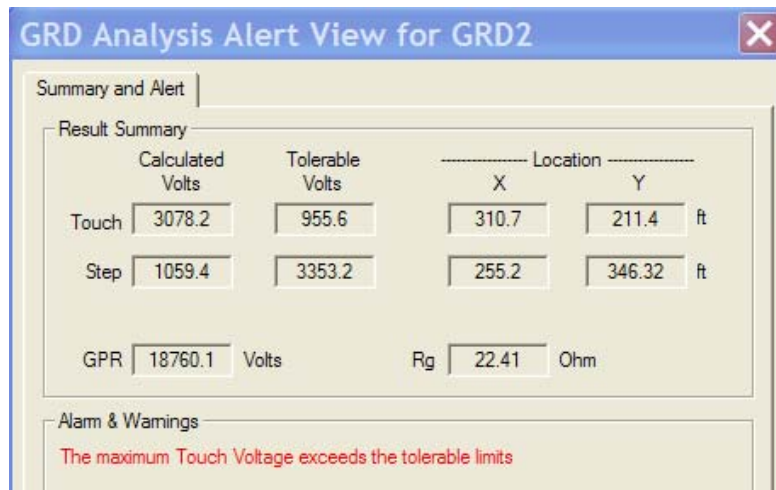


Fig 6.29 – Resultados de los Potenciales en Red Combinada Contrapesos+Sala de Bombas

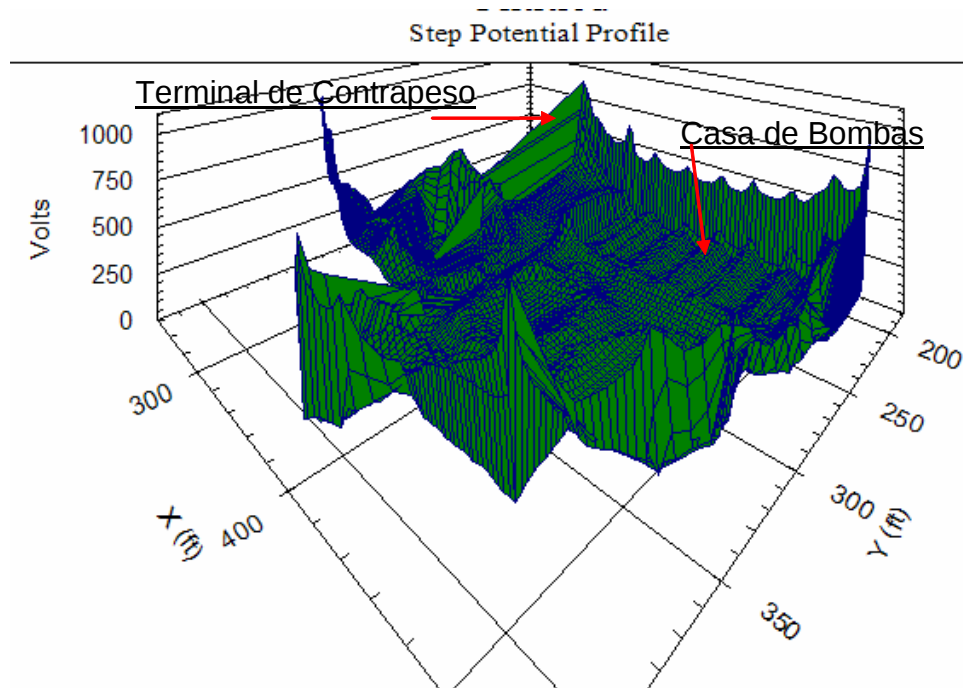


Fig 6.30 – Perfil de Potencial de Paso en Red Combinada Contrapesos+Sala de Bombas

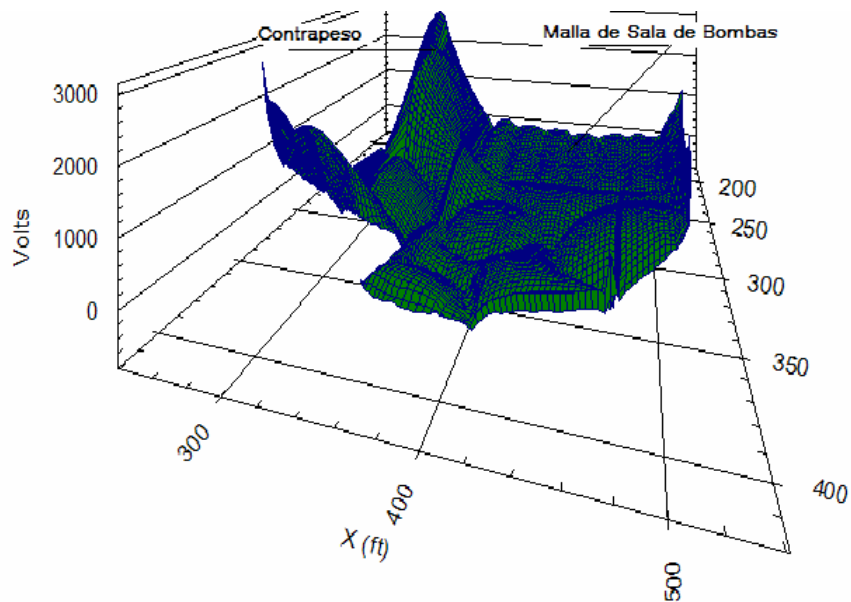


Fig 6.31 – Perfil de Potencial de Toque en Red Combinada Contrapesos+Sala de Bombas

La evaluación muestra que la circulación del nivel de falla de 835 A en el sistema de tierra produce un potencial de toque 222% por encima del valor tolerable.

Re-Evaluación de Red de Tierra Casa de Generadores + Sala Eléctrica:

En la figura 6.32 se muestra el arreglo del sistema de tierra sometido a reevaluación cuando circula el 16,5% de la corriente de falla (165 A).

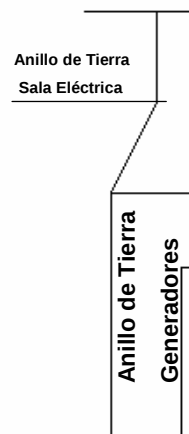


Fig 6.32.- Sistema de Tierra Casa de Generadores + Sala Eléctrica

Los resultados se muestran en las figuras 6.33, 6.34 y 6.35

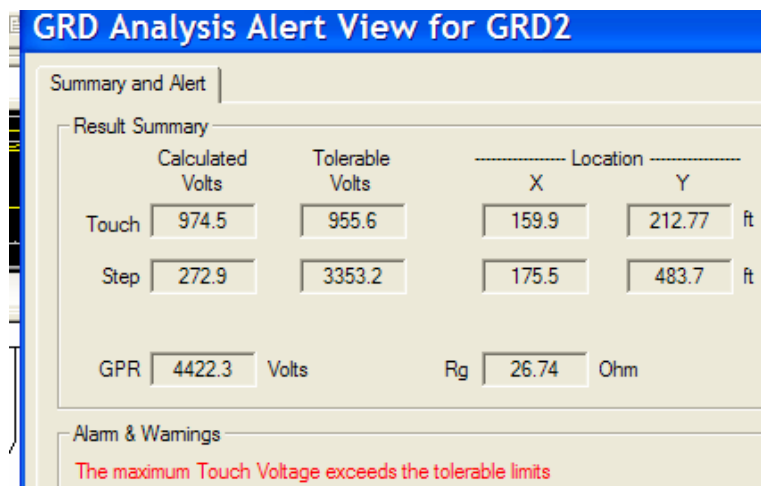


Fig 6.33 – Resultados de los Potenciales en Red Combinada Contrapesos+Sala de Bombas

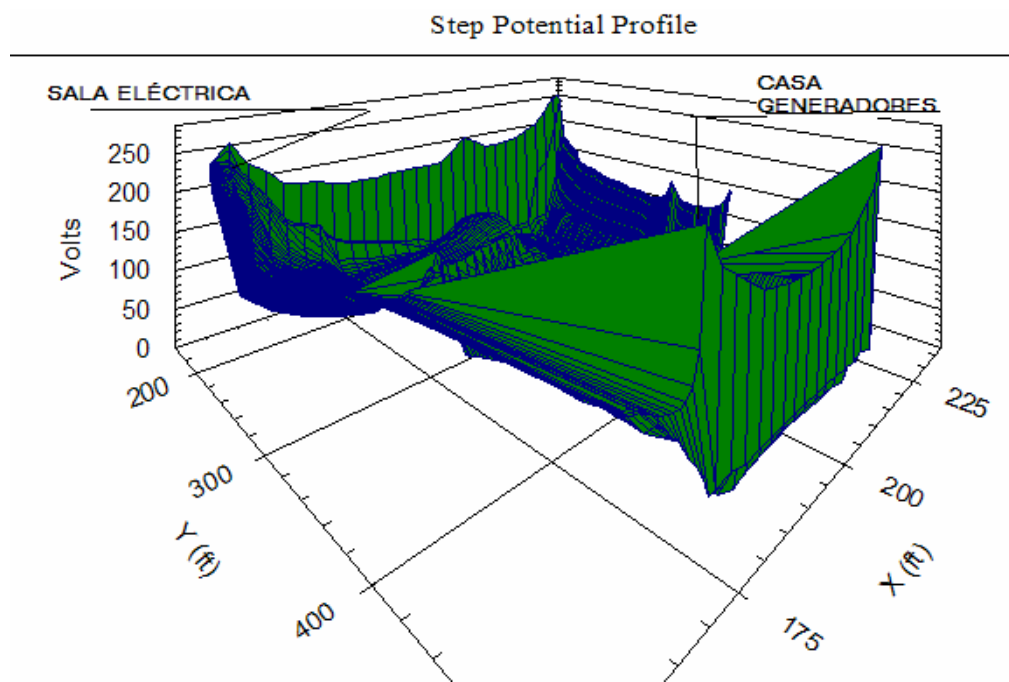


Fig 6.34 – Perfil de Potencial de Paso en Red Casa de Generadores +Sala Eléctrica

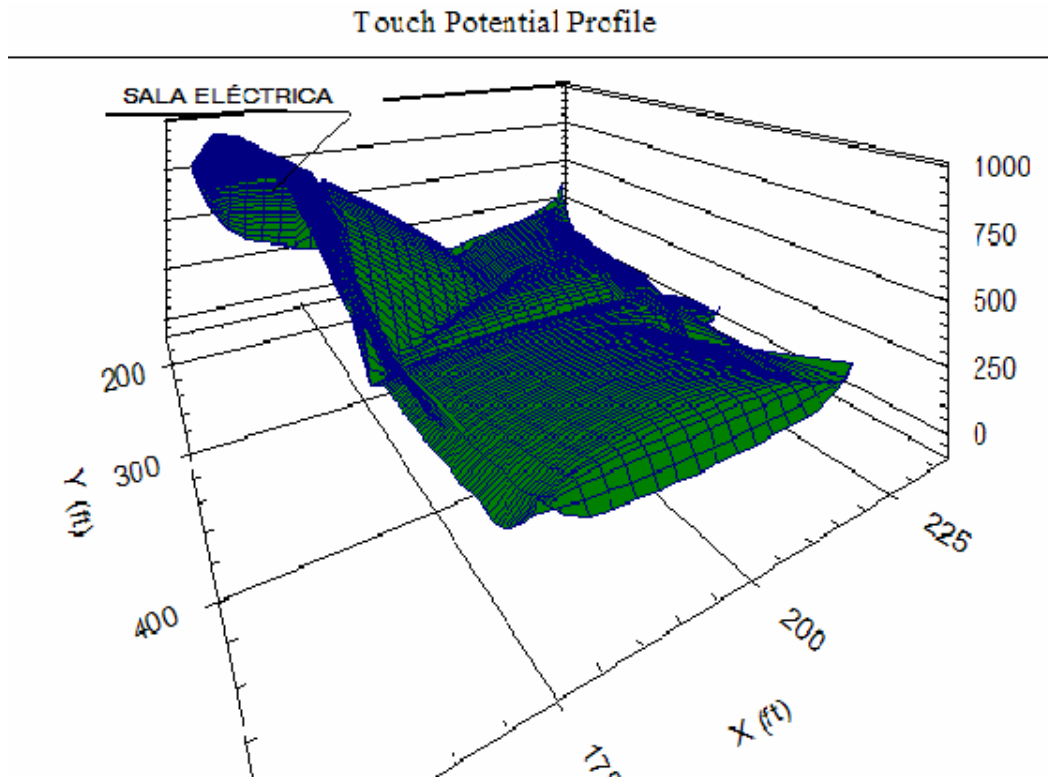


Fig 6.35 – Perfil de Potencial de Toque en Red Casa de Generadores +Sala Eléctrica

La Re-evaluación muestra que al circular 165 A el voltaje de paso está en el rango de valores tolerables. El perfil de voltajes de Toque supera en 2% el valor de voltaje tolerable.

Para el caso del voltaje tolerable, las coordenadas de ubicación del punto crítico corresponde a un área de estacionamiento la cual se encuentra recubierta de Asfalto.

6.9.1 Implementación de Mejoras en Sistema de Tierra de Planta.

En función de los perfiles de potenciales obtenidos en la sección 6.9.- luego de la reevaluación de los sistemas de tierra tomando en cuenta la distribución de corrientes de falla se concluye que:

- Son requeridas mejoras al sistema combinado de tierra, compuesto por los contrapesos (interconexiones) que unen la Sala Eléctrica y la Casa de Bombas, cuando circula un valor de corriente máximo de 835 A.

Las mejoras son requeridas para lograr reducir en 222% el valor del voltaje de toque máximo y llevarlo a valores tolerables. El punto crítico se localiza en el extremo del contrapeso, mas próximo a la sala eléctrica. Físcamente, las mejoras requeridas se logran incorporando conductor horizontal dispuesto en forma de malla reticulada.

- Para el caso de los anillo de tierra conformados por la casa de generadores + la sala Eléctrica, al ser reevaluados con una corriente circulante de 165 A se obtienen los siguientes resultados:
 - El perfil de voltaje de paso calculado está por debajo del valor tolerable.
 - El perfil de voltaje de paso calculado supera en 2% el valor tolerable.

Debido a esos resultados, la red de tierra se dejará tal como se encuentra. El punto crítico en donde se supera el valor tolerable de paso, está localizado en un área de estacionamiento la cual, se encuentra recubierta con asfalto dispuesto en forma caliente. El asfalto dispone de un valor de resistividad de aproximadamente 10.000 Ω -m. La evaluación realizada con el software ETAP considera como elemento superficial piedra picada la cual dispone de una resistividad en el orden de los 3500 – 4000 Ω -m.

Adecuación de Subsistema de Tierra de Casa de Bombas.

Para controlar, a valores seguros, el voltaje de toque en el área de las Casa de Bombas y Patio de Tanques cuando circula una corriente de falla de 835 A, se realizó la reconfiguración de la red de tierra existente en esa área.

La reconfiguración consistió en adicionar conductor de cobre desnudo, trenzado, calibre 2/0 AWG, instalado en forma horizontal en zanja a una profundidad de 61 cm (2ft). En la figura 6.31 se muestra la reconfiguración final de la red de tierra.

Para la reconfiguración de la red de tierra se adicionaron 286,6 m (≈ 287 m) de conductor de cobre calibre 2/0 AWG.

La nueva configuración de la red de tierra se observa en la figura 6.31 y los resultados de voltajes de toque y de paso, incluyendo el perfil tridimensional, se observa en las figuras 6.32, 6.33 y 6.34 siguientes.

La reconfiguración implementada permite cumplir los valores de paso y de toque requeridos como tolerables.

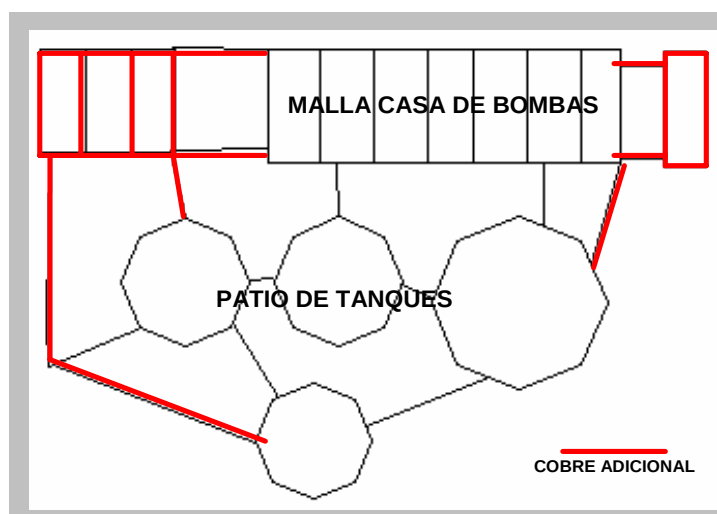


Fig 6.36 – Reconfiguración de Red de Tierra de Casa de Bombas + Patio de Tanques.

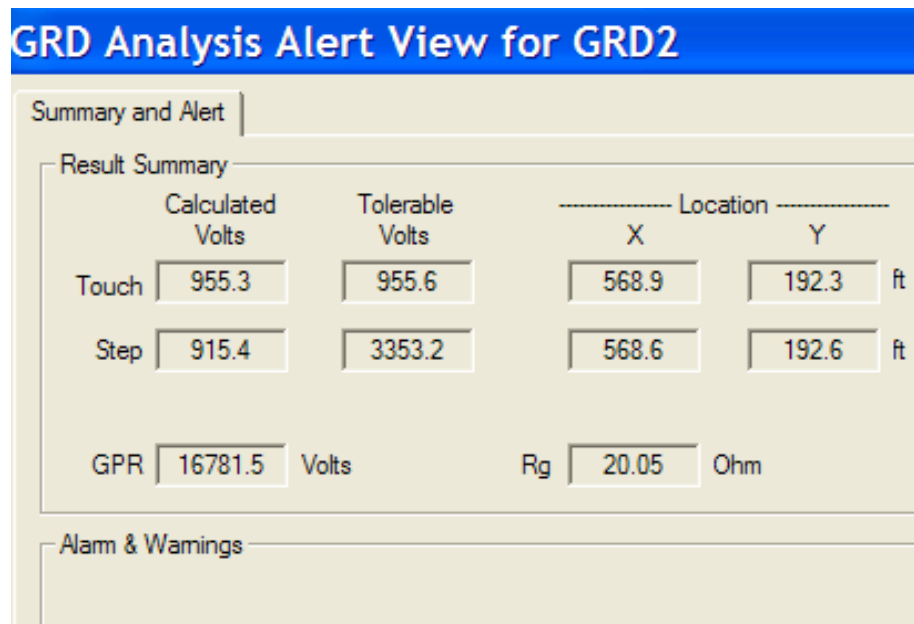


Fig 6.37 – Resultados de Potenciales de Toque y de Paso en la Red Reconfigurada de Casa de Bombas + Patio de Tanques.

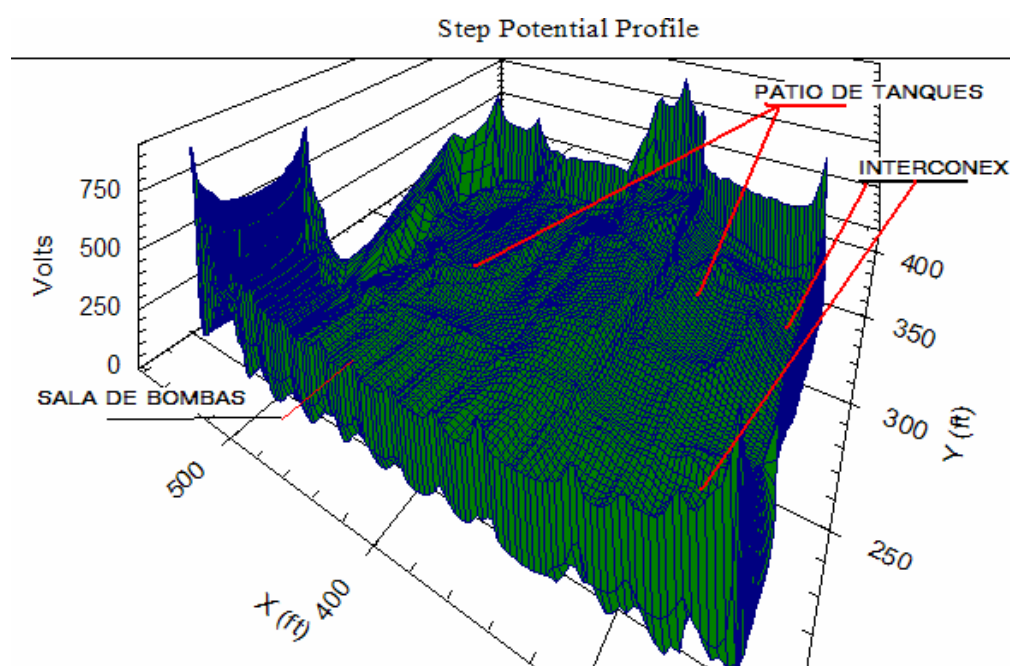


Fig 6.38 – Perfil de Potencial de Paso Obtenido en la Red Reconfigurada

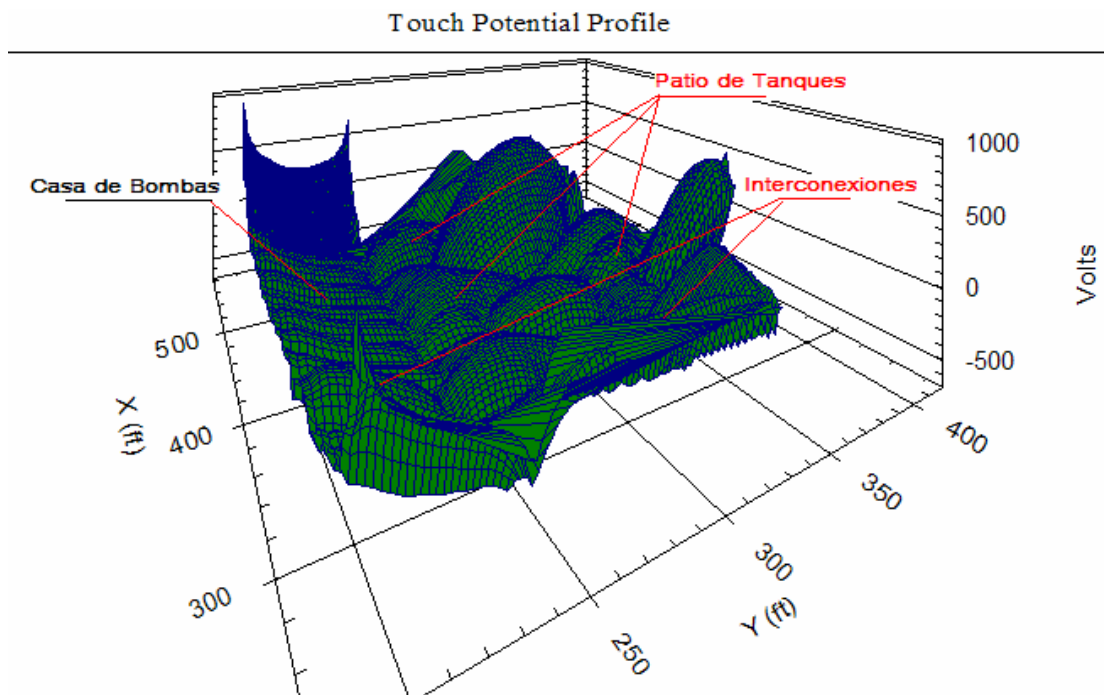


Fig 6.39 – Perfil de Potencial de Toque Obtenido en la Red Reconfigurada

6.9.2 Verificación del Comportamiento del Sistema Integral de Tierra de la Planta luego de las Mejoras.

La figura 6.40 muestra la topología final de la red de tierra definida para la Planta de Inyección de Agua. Se define configuración de tipo equipotencial entre todos los subsistemas de tierra existentes en la planta.

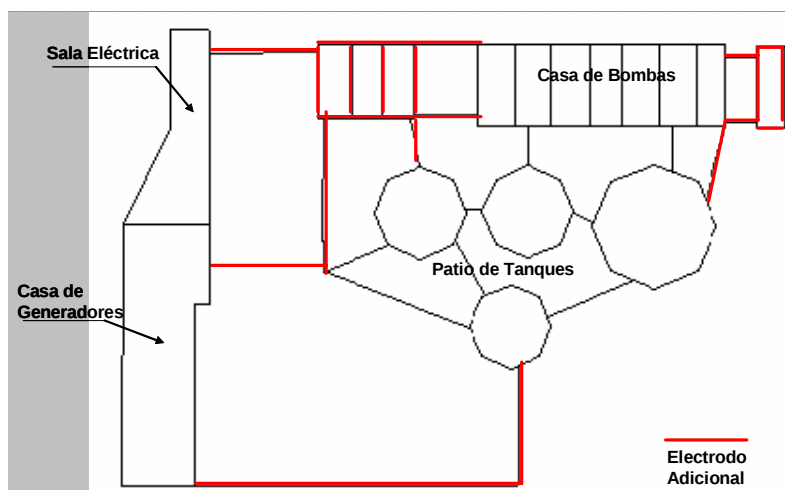


Fig 6.40 – Sistema Integral de Tierra de la Planta – Configuración Final.

El arreglo de tierra final permite el control de potenciales de toque y de paso, al ser inyectada la máxima corriente de falla a tierra (1000 A) esperada para el sistema eléctrico que sirve a la planta.

Los resultados de potenciales de toque y de paso se muestran en las figuras 6.41, 6.42 y 6.43 siguientes. La nueva impedancia total combinada del sistema interconectado es de **15,28 Ω**

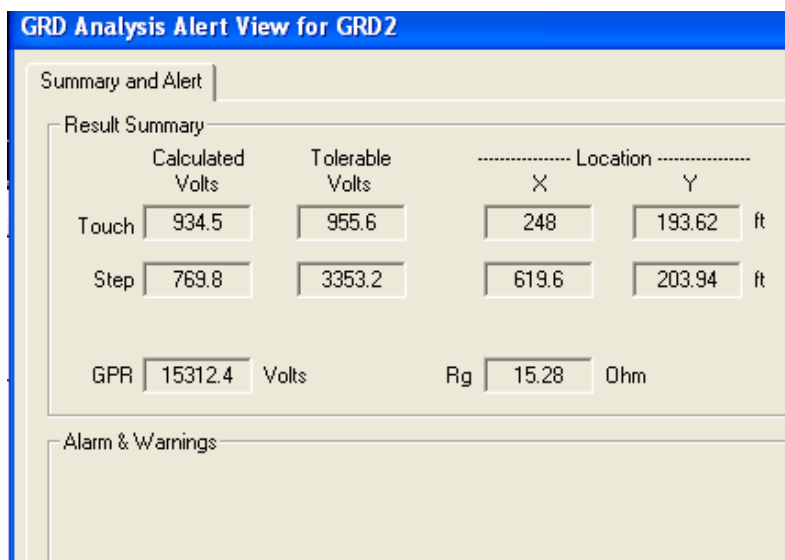


Fig 6.41 – Resultados de Potencial en el Sistema Integral de Tierra de la Planta – Configuración Final.

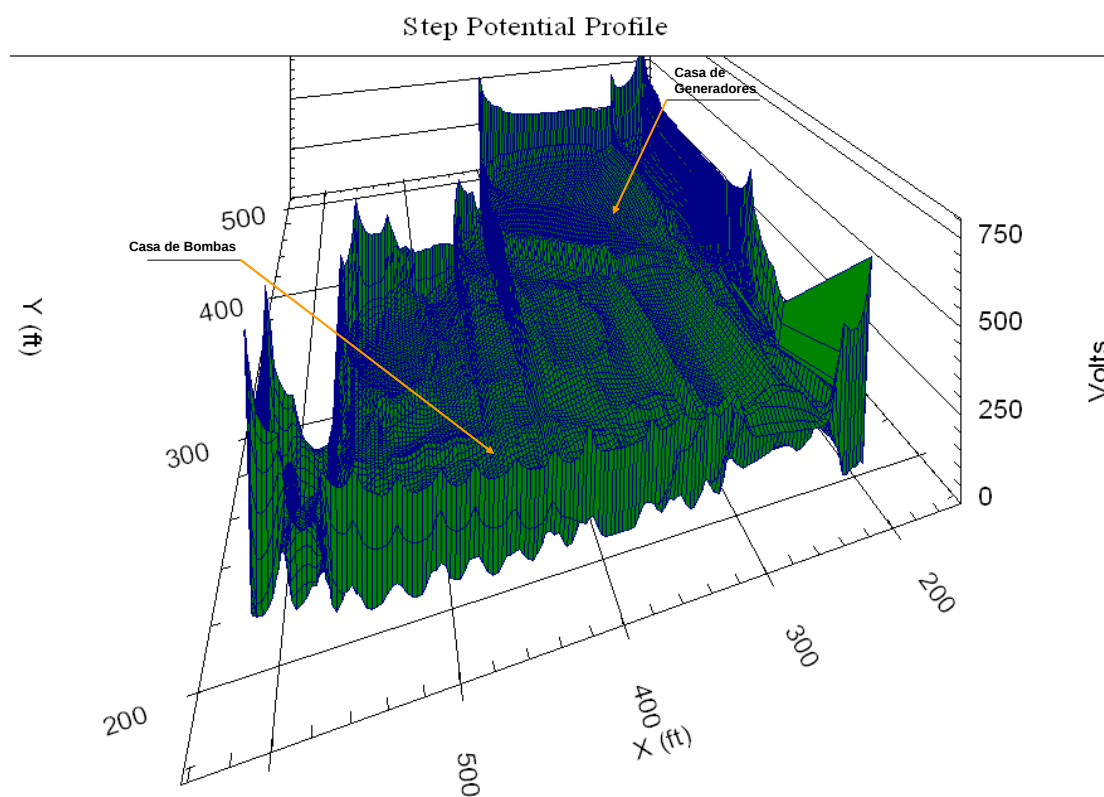


Fig 6.42 – Perfil de Potenciales de Paso en Sistema Integral de Tierra de la Planta – Configuración Final

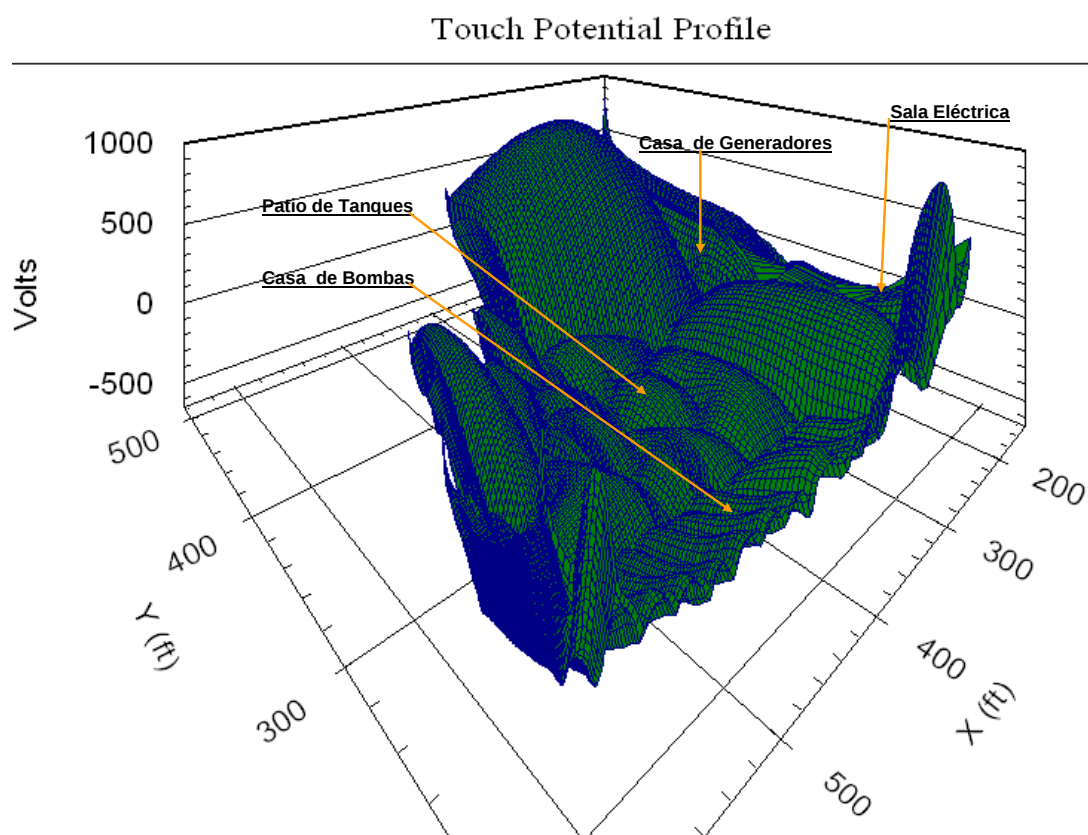


Fig 6.43 – Perfil de Potenciales de Toque en Sistema Integral de Tierra de la Planta – Configuración Final

6.10.-Resultados de Comparación de Escenarios de Configuración de Sistemas de Tierra en la Planta de Inyección de Agua.

En la sección 6.3.- se plantea el escenario de alimentación eléctrica de respaldo a la planta mediante terna aérea de 34,5 kV. La configuración definida presenta dos variantes:

- Línea con Conductor de Guarda
- Línea sin Conductor de Guarda

El respaldo eléctrico debe lograrse con el menor monto posible de inversión, para lo cual deben tomarse en cuenta las condiciones tecnico-económicas del entorno en la cual se desea implementar. En ese sentido uno de los aspectos de sensibilidad es analizar el uso de línea eléctrica con conductor de guarda vs. el uso de línea eléctrica sin cable de guarda.

La comparación de las opciones tiene que considerar el comportamiento y la influencia, como elementos divisores de la corriente de falla, del conductor de guarda (en el caso en que exista) y los subsistemas de tierra existentes en la planta de inyección de agua.

6.10.1 Alimentación Eléctrica Mediante Línea Aérea Con Conductor de Guarda.

Para el caso de alimentación eléctrica mediante línea aérea, la cual dispone de conductor de guarda, se obtuvo como resultado que existe un efecto divisor de la corriente de falla, la cual se distribuye de la siguiente manera:

- 88% de la falla retorna por el sistema conductor de guarda /Apoyos hacia la fuente.
- El 12% de la corriente de falla es inyectado al sistema de tierra de la planta.

Para este caso la evaluación del sistema de tierra existente en la planta arroja resultados satisfactorios en lo relativo a voltajes de toque y de paso, lo cual significa que no habría que efectuar reconfiguración del sistema de tierra existente en la planta y en consecuencia no serán requeridas inversiones por este concepto.

El costo de implementar conductor de guarda en la línea aérea, tramo de 20 km, es de 43000 US\$.

6.10.2 Alimentación Eléctrica Mediante Línea Aérea sin Conductor de Guarda.

Para este caso al ocurrir falla a tierra en áreas cercanas a la planta no existe factor divisor de corriente por efecto de la línea eléctrica. La corriente de falla retornará hacia la fuente por el suelo y debido a los altos valores de resistividad del suelo la misma será inyectada al sistema de tierra de la planta. Al ser inyectada en la malla de la planta la corriente de falla experimenta una redistribución, debido a la configuración de la red de tierra, la cual consiste en subsistemas interconectados.

El máximo valor de falla a ser inyectado es de 1000 A y al ser evaluados los potenciales de toque y de paso se encontró que este nivel de falla produce valores no tolerables de voltajes de toque.

Fueron calculados los factores divisores de la corriente de falla en los subsistemas de tierra de la planta y se determinaron los puntos críticos de elevación de potencial, re-evaluando los subsistemas de tierra en forma individual, considerando como nivel de falla la fracción de corriente que efectivamente sería drenada por cada subsistema.

Se encontró que era necesario adicionar electrodos de tierra en el subsistema asociado a la casa de Bombas y Patio de Tanques.

Debido al modelo del suelo usado (Modelo biestratificado con capa superficial mas conductiva que la capa inferior. Espesor de la capa superior 2,33 m) el electrodo adicional seleccionado consistió en conductor de cobre desnudo, calibre 2/0 AWG, instalado en zanja a una profundidad de 60 cm. La longitud total de conductor adicionado es de 337 m.

El costo de inversión para la reconfiguración de la red de tierra existente, incluyendo el suministro e instalación del conductor de cobre desnudo adicional, es de 7414 US\$.

Adicionalmente, debido a las condiciones constructivas encontradas en los subsistemas de tierra que conforman la malla de la planta, se hizo necesario ejecutar un reacondicionamiento en la misma, consistente en:

- Reemplazo de conectores de tierra
- Reposición de tramos de conductores de tierra en zanjas a la profundidad apropiada.
- Asegurar la efectiva interconexión entre los subsistemas de tierra, etc.

La necesidad del reacondicionamiento de la malla existente facilita las labores de ampliación de la misma por lo cual la implantación tendrá un mínimo esfuerzo administrativo.

Conclusión:

Al compararse los entornos de 6.10.1 y de 6.10.2 se concluye que al implementar alimentación de respaldo mediante una línea eléctrica aérea sin conductor de guarda y efectuando la adecuación de la malla de tierra de la planta, se obtiene la solución que cumple los requerimientos técnicos y económicos establecidos y es la opción que representa la menor inversión.

CONCLUSIONES

1. Existe una amplia variedad de concepciones y filosofías de diseño de los sistemas eléctricos aplicables en plantas industriales. Los sistemas con neutro conectado a tierra son los de mayor aplicación, principalmente por la facilidad con la cual se detectan y despejan fallas a tierra. Sin embargo, en función de la magnitud de la corriente de falla, es fundamental el conocimiento detallado del comportamiento del sistema de puesta a tierra ante este evento. La evaluación de los potenciales de toque, de paso y transferidos representan un aspecto crítico de atención debido a que se relacionan directamente con el nivel de seguridad que el sistema de puesta a tierra proporciona a las personas expuestas a una descarga eléctrica.
2. En la actualidad no existen prácticas recomendadas de diseño de redes de tierra específicamente aplicadas al análisis del comportamiento de sistemas industriales. En general, como guía de diseño se trabaja con el documento IEEE-80. Sin embargo, esta metodología presenta limitaciones en la concepción de los criterios para el cálculo de los divisores de corriente en sistemas de tierra interconectados y el hecho de que la geometría típica de redes industriales, difiere de las configuraciones definidas por el método simplificado de IEEE-80, presentando arreglos no necesariamente rectangulares uniformes.
3. Al ocurrir incremento del nivel de cortocircuito y el cambio de topología de los sistemas de distribución eléctrica que alimentan instalaciones industriales, debe considerarse la evaluación integral de los sistemas de tierra involucrados, sistema de distribución y sistema de tierra de la Planta. La evaluación debe tomar en cuenta los factores divisores que influyen en la distribución de la corriente de falla y determinan el perfil real de potenciales en la instalación.

4. Por razones de seguridad y efectividad operativa de sistemas y equipos, es normal disponer en plantas industriales de subsistemas de tierra, los cuales se interconectan para conformar un sistema equipotencial con una gran área. Las interconexiones establecen divisores de corriente para cada subsistema, permitiendo efectuar diseños y reevaluaciones de sistemas en terminos más reales lo cual optimiza el diseño y produce ahorros significativos porque se disminuye el sobrediseño.
5. El empleo de conductor de guarda en líneas aéreas de alimentación tiene un efecto importante en la distribución de la corriente de falla a tierra, permitiendo establecer un enlace de retorno a la fuente y determinando un factor divisor de corriente, el cual debe ser tomado en cuenta en el diseño de sistemas de puesta a tierra en instalaciones industriales. Por otra parte, la interconexión de subsistemas de tierra existentes en una planta industrial establecen divisores de corriente adicionales los cuales también deben ser tomados en cuenta en la redistribución de las corrientes de falla que determinan los potenciales de toque y de paso en la instalación.
6. Para el diseño o reevaluación de sistemas de puesta a tierra, la modelación del suelo tiene gran importancia. La consideración básica del modelo del suelo debería ser bi-estratificado o en la medida de lo posible multiestrato. Para la obtención de los parámetros del modelo, a partir de las mediciones de campo, es conveniente emplear programas de cálculo cuyos modelos matemáticos consideren el menor error de aproximación posible. El uso de métodos gráficos, tal como el planteado por el documento IEEE-80, depende en gran medida de la experiencia del diseñador y tiene la desventaja de presentar altos errores en la aproximación, sin embargo, pueden ser empleados como un método alternativo en caso de no contar con las herramientas de cálculo necesarias.
7. La selección de materiales y empleo de métodos constructivos aprobados es fundamental para garantizar la integridad y efectividad de los sistemas de puesta a tierra a lo largo de la vida útil de las instalaciones. En ambientes industriales, en

adición a las condiciones ambientales, pueden existir factores derivados de los procesos de producción, ampliaciones de edificaciones, entre otros, que afectan las condiciones originales de diseño, acelerando el deterioro de los sistemas con el tiempo. En este sentido, es imprescindible la evaluación periódica de los sistemas de puesta a tierra, registrando mediciones de impedancia y de la continuidad de interconexión de sub-redes, visualización del estado físico de conductores y conexiones superficiales.

8. Existen normas de obligatorio cumplimiento, tales como el Código Eléctrico Nacional - COVENIN 200- , que establecen requisitos mínimos y obligatorios para la definición e implantación de los sistemas de puesta a tierra. Las prácticas de diseño de sistemas de puesta a tierra, generalmente adoptadas por empresas mayores y medianas, establecen parámetros mínimos para la concepción del sistema de puesta a tierra los cuales igualan o superan los requisitos normativos. Entre los parámetros mínimos típicamente establecidos por las empresas, tenemos la definición de calibres mínimos de conductores troncales y derivaciones, tipos y métodos de conexiones, requisitos de instalación del sistema, prácticas de evaluación y mantenimiento, etc. Las definiciones mínimas establecidas por las prácticas de diseño en las empresas tiene como consecuencia que desde el punto de vista de diseño eléctrico se puede sobredimensionar el conductor, no obstante, por regla general las soluciones normalizadas por las empresas aseguran la integridad mecánica y física de la red de tierra.
9. La selección de configuración de líneas aéreas con conductor de guarda para alimentación de plantas industriales, debe ser evaluada en función de los requerimientos de disponibilidad del servicio y la distribución de corrientes de falla. La instalación del conductor de guarda debe ser evaluado con respecto al diseño del sistema de puesta a tierra, considerando las ventajas y desventajas particulares de cada caso. En el presente trabajo los autores comprueban la importancia de efectuar evaluaciones integrales de los sistemas de tierra en plantas industriales. En una planta industrial de mediano tamaño (10 MVA de Carga), al efectuarse mejoras y rediseño en

el sistema de puesta a tierra existente, fue posible disponer de alimentación eléctrica de respaldo mediante el uso de una línea aérea sin conductor de guarda. Las mejoras en el sistema de puesta a tierra aseguran la integridad del personal de la Planta y adicionalmente se logran ahorros en el orden de los 35000 US\$ por concepto de eliminación del conductor de guarda en la línea eléctrica de suministro de respaldo.

REFERENCIAS BIBLIOGRÁFICAS

- [1] COVENIN, “Código Eléctrico Nacional”, COVENIN 200, 6^{ta} revisión, 1999, CODELECTRA, Caracas.
- [2] Hildemaro Briceño, “Sistemas de Conexión a Tierra en 60 Hz”, Publicación de ULA-Mérida, año 2003.
- [3] IEEE “Recommended Practice for Electric Power Distribution for Industrial Plants”, IEEE Std 141-1993, Second Printing 1996 , The Institute of Electrical and Electronics Engineers, Inc 3 Park Avenue, New York, NY 10016-5997,USA.
- [4] IEEE “Recommended Practice for Grounding of Industrial and Commercial Power Systems”, IEEE Std 142-1993, First Printing 1992 , The Institute of Electrical and Electronics Engineers, Inc 3 Park Avenue, New York, NY 10016-5997,USA.
- [5] IEEE “Guide For Safety in AC Substation Grounding”, IEEE-80, 2000, The Institute of Electrical and Electronics Engineers, Inc 3 Park Avenue, New York, NY 10016-5997,USA.
- [6] Schneider Electric, “The IT Earthing System in LV”, Cahiers Techniques nro. 178, [Http://www.schneider-electric.com](http://www.schneider-electric.com), consulta Enero 2005.
- [7] Hildemaro Briceño, “Manual para la Medición de la Resistencia a Tierra de Sistemas de Conexión a Tierra”, Unidad de Proyectos, Asesoría e Innovación Tecnológica, Facultad de Ingeniería Universidad de Los Andes, Mérida –Venezuela.
- [8] José Luis Bendito, “Teoría Electromagnética”, Tomo I, 1992, Universidad de Los Andes, Consejo de Publicaciones, Mérida- Venezuela.
- [9] General Electric, “System Grounding for Low-Voltage Power Systems”, reporte GET-3548A, publicado por Industry Sales & Engineering Operation of Industrial Sales Division, Schenectady, Nueva York.
- [10] F. Dawalibi, D. Mukhedar, “Influence of Ground Rods on Grounding Grids”, IEEE Substations Committee of the IEEE Power Engineering Society, F79 245-2, año 1979.
- [11] IEEE “Guide for Measuring Earth Resistivity, Ground Impedance, and Earth Surface Potentials of a Ground System”, IEEE-Std 81, año 1983, The Institute of Electrical and Electronics Engineers, Inc 345 East 47th Street, New York, NY 10017,USA.
- [12] F. Dawalibi, D. Mukhedar “Optimum Design of Substation Grounding in a Two Layer Earth Structure, Part I – Analytical Study”, IEEE Transactions, Sept 1974.

- [13] G.Yu, J.MA, F.P Dawalibi “Computation of Return Current Through Neutral Wire In Grounding Systems Analysis”.
- [14] L.M Popovic “Practical Method for Ground Fault Current Distribution in Station Supplied by An Unhomogeneous Line”, IEEE Transactions on Power Delivery, Vol 12, Nro. 2, Abril 1997.
- [15] L.M Popovic “Practical Method for Evaluating Ground Fault Current Distribution in Station, Towers and Ground Wire”, IEEE Transactions on Power Delivery, Vol 13, Nro. 1, January 1998.
- [16] D.L. Mader, L.E. Zaffanella “Network Analysis of Ground Currents In A Residential Distribution System”, IEEE Transactions on Power Delivery, Vol 8, Nro. 1, January 1993.
- [17] IEEE “Guide for Improving the Lightning Performance of Electric Power Overhead Distribution Lines”, IEEE Std1410-1997, The Institute of Electrical and Electronics Engineers, Inc 345 East 47th Street New York, NY 10017-2394,USA.
- [18] F.Dawalibi “Resistance Calculation of Interconnected Grounding Electrodes”, IEEE PES Summer Meeting, San Francisco, Calif, July 25, 1975.
- [19] F, Dawalibi, D. Mukhedkar “Multi Estep Analysis of Interconnected Grounding Electrodes”, IEEE PES Summer Meeting, San Francisco, Calif, July 25, 1975.
- [20] R. Verma, D.Mukhedkar “Ground Fault Current Distribution in Sub-Station, Towers and Ground Wires”, IEEE Power Engineering Society, July 1978.
- [21] A.P Sakis Meliopolus “Power System Grounding and Transients – an Introduction”, Marcel Dekker, Inc, 270 Madison Avenue, New York, New York 10016, 1988.
- [22] Thapar, V. Gerez, A. Balakrishnan, D.A. Blank “Substation Grounding Grids Intertied With Buried Conductors”, IEEE Transactions on Power Delivery, Vol 7, nro. 3, july 1992.
- [23] B.R Gupta y V.K. SING. “ Impulse Impedance of Rectangular Grounding Grids”, Transactions on Power Delivery, Vol 7, No.1, January 1992.
- [24] IEC “Protection of Structures Against Lightning Part 1: General Principles”, IEC-61024-1, International Electrotechnical Commision, Geneva, 1990.
- [25] IEC,”Protection of Structures Against Lightning Part 1-2: General Principles-Guide B – Design, Installation, Maintenance and Inspection of Lightning Protection Systems”, IEC-61024-1-2, International Electrotechnical Commision, Geneva, 1998.

- [26] IEEE-1100 “Recommended Practice for Powering and Grounding Electronic Equipment”, 1999, The Institute of Electrical and Electronics Engineers, Inc. 345 East 47th Street, New York, NY 10017-2394, USA.
- [27] IEEE “Guide for Generating Station Grounding”, Std 665-1995, The Institute of Electrical and Electronics Engineers, Inc. 345 East 47th Street, New York, NY 10017-2394, USA.
- [28] ANSI/ IEEE C37-101, 1993 “Guide for Generator Ground Protection”, The Institute of Electrical and Electronics Engineers, Inc. 345 East 47th Street, New York, NY 10017-2394, USA.
- [29] COVENIN 734 “Código Nacional de Seguridad en Instalaciones de Suministro de Energía Eléctrica y de Comunicaciones” Codelectra, 1976.
- [30] Petróleos de Venezuela (PDVSA), Manual de Ingeniería de Diseño, Guía de diseño 90619.1.091 “Puesta a Tierra y Protección Contra Sobretensiones”, Dic 1998.
- [31] J.G. Sverak “Sizing of Ground Conductors Against fusing”, IEEE Transactions on Power Apparatus and Systems, Vol. PAS–100, N° 1, Enero 1981 y N° 3, Marzo 1981.
- [32] C.A. LA ELECTRICIDAD DE CARACAS SACA, Documento ND-E-D-11-95 “Mallas de Puesta a Tierra de Subestaciones de Distribucion 69/12,47 kV.”, Octubre 1996.
- [33] Petróleos Mexicanos (PEMEX), Documento NRF-070-PEMEX-2004 “Sistemas de Protección a Tierra para Instalaciones Petroleras”, Enero 2005.
- [34] Petróleos Mexicanos (PEMEX), Documento NRF-048-PEMEX-2003 “Diseño de Instalaciones Eléctricas en Plantas Industriales”, Julio 2003.
- [35] Ramirez , J; Dávila S; Valecillos, B; Martinez, M; Rodriguez J, Da Silva, E; Velazco, J “Models of Grounding Systems under Lightning Discharges. Simpel Electrode Configurations”, 27th International Conference on Lightning Protection. ICLP' 2004. Avignon - Francia.
- [36] Diaz Pablo, “Soluciones Prácticas para la Puesta a Tierra de Sistemas Eléctricos de Distribución”, McGraw Hill de México, año 2001.