

**SISTEMA DE GESTIÓN PARA EL DISEÑO DE SUBESTACIONES
ELÉCTRICAS A PARTIR DE LOS REQUERIMIENTOS
TÉCNICOS ESTABLECIDOS POR EL REGLAMENTO TÉCNICO
DE INSTALACIONES ELÉCTRICAS - RETIE.**

FERNANDO GÓMEZ TAPIAS

**UNIVERSIDAD INDUSTRIAL DE SANTANDER
FACULTAD DE INGENIERÍAS FÍSICO - MECÁNICAS
ESCUELA DE INGENIERÍAS ELÉCTRICA, ELECTRÓNICA Y DE
TELECOMUNICACIONES
BUCARAMANGA
2013**

**SISTEMA DE GESTIÓN PARA EL DISEÑO DE SUBESTACIONES
ELÉCTRICAS A PARTIR DE LOS REQUERIMIENTOS
TÉCNICOS ESTABLECIDOS POR EL REGLAMENTO TÉCNICO
DE INSTALACIONES ELÉCTRICAS - RETIE.**

FERNANDO GÓMEZ TAPIAS

Trabajo de investigación para optar al título de Magíster en Ingeniería Eléctrica

Director
HERMANN RAÚL VARGAS TORRES
Doctor Ingeniero Electricista

**UNIVERSIDAD INDUSTRIAL DE SANTANDER
FACULTAD DE INGENIERÍAS FÍSICO - MECÁNICAS
ESCUELA DE INGENIERÍAS ELÉCTRICA, ELECTRÓNICA Y DE
TELECOMUNICACIONES
BUCARAMANGA
2013**

DEDICATORIA

A Dios, por darme la oportunidad de vivir y por estar conmigo en cada paso que doy, por fortalecer mi corazón e iluminar mi mente y por haber puesto en mi camino a aquellas personas que han sido mi soporte y compañía durante el desarrollo de mi vida personal y profesional.

A mi madre por haberme apoyado en todo momento, por sus consejos, sus valores, por la motivación constante que me ha permitido ser una persona de bien, pero más que nada, por su amor.

A mi esposa Olga Lucia y mis hijos Claudia, Paola y Diego Fernando; porque este logro ha sido alcanzado gracias a su amor, motivación y sacrificio.

A mi hermano Jairo por el apoyo mutuo.

AGRADECIMIENTOS

A la Universidad Industrial de Santander, por ser el claustro que me ha brindado la oportunidad de ser una persona íntegra y un profesional idóneo.

A mi familia porque este logro ha sido alcanzado gracias a su apoyo, esfuerzo y entrega.

Al Dr. Hermann Raúl Vargas, director del proyecto de investigación; por su colaboración permanente, su orientación y sus aportes.

A todas las demás personas que de manera directa ó indirecta apoyaron la consecución de esta meta.

RESUMEN

TÍTULO:

SISTEMA DE GESTIÓN PARA EL DISEÑO DE SUBESTACIONES ELÉCTRICAS A PARTIR DE LOS REQUERIMIENTOS TÉCNICOS ESTABLECIDOS POR EL REGLAMENTO TÉCNICO DE INSTALACIONES ELÉCTRICAS - RETIE.¹

AUTOR:

FERNANDO GÓMEZ TAPIAS²

PALABRAS CLAVES:

Sistema eléctrico de potencia, subestación, configuraciones de las barras,, seguridad, confiabilidad, flexibilidad, operación, apantallamiento, sistema de puesta a tierra, tensión de paso, tensión de contacto, resistividad.

DESCRIPCIÓN:

El presente trabajo de investigación establece una metodología que permite realizar el diseño de subestaciones eléctricas a partir de los requerimientos técnicos establecidos por el Reglamento Técnico de Instalaciones Eléctricas – RETIE y de la normatividad internacional vigente, la cual pretende satisfacer la necesidad que actualmente presentan las Empresas Operadoras y Certificadoras del sector eléctrico de tener una herramienta que involucre en lo posible todos los conceptos técnicos que permitan adelantar en forma rápida y confiable adelantar la etapa de diseño, en un proyecto de montaje y puesta en servicio de una subestación eléctrica.

Los expertos en el tema han establecido modelos matemáticos que describen cada uno de los aspectos técnicos y de seguridad a tener en cuenta en el diseño de subestaciones eléctricas, cuando se tiene la subestación en condiciones de estado de operación normal ó en estado de corto circuito.

Como resultado se plantea una metodología que mediante la utilización de modelos matemáticos sintetizados a partir del análisis de los diferentes aspectos técnicos a analizar en una subestación eléctrica, que se resume en un diagrama de flujo de requerimientos técnicos exigidos por el Reglamento Técnico de Instalaciones Eléctricas - RETIE; lo que permite la implementación de una herramienta software en Autocad que cubre el adelanto del dimensionamiento de una subestación como el desarrollo de los planos de planta y perfil de una Subestación Eléctrica, junto con su diagrama unifilar. Esta aplicación, incluye los cálculos de las distancias de seguridad necesarias para el diseño de los planos y el diseño de su malla de puesta a tierra mediante una herramienta informática desarrollada en el entorno Visual Basic para Autocad.

¹Proyecto de investigación

²Escuela de Ingenierías Eléctrica, Electrónica y de Telecomunicaciones. Facultad de Ingenierías Físico-Mecánicas. Universidad Industrial de Santander.

ABSTRACT

TITLE:

MANAGEMENT SYSTEM FOR ELECTRICAL SUBSTATION DESIGN FROM TECHNICAL REQUIREMENTS IMPOSED BY REGULATION ELECTRICAL TECHNICIAN - RETIE.³

AUTHOR:

FERNANDO GOMEZ TAPIAS⁴

KEYWORDS:

Electrical power substation configurations bars, security, reliability, flexibility, operation, shielding, grounding system, step voltage, touch voltage, resistivity.

DESCRIPTION:

This research work provides a methodology to perform electrical substation design from the technical requirements established by the Technical Regulations Electrical Installations - RETIE and international regulations in force, which aims to meet the need that currently present the Operating Companies Certifying the electricity sector and to have a tool where possible involving all technical concepts that allow forward fast and reliable advance the design stage in a project installation and commissioning of an electrical substation.

Experts in the field have established mathematical models that describe each of the technical and safety aspects to consider in the design of electrical substations, substation when has the state under normal operating state or short circuit.

As a result it is proposed a methodology using mathematical models synthesized from the analysis of the different technical aspects to analyze in an electrical substation, which is summarized in a flow chart of technical requirements of the Technical Regulations Electrical Installations - RETIE, thus allowing the implementation of a software tool that covers the advancement Autocad sizing of a substation as the development of floor plans and profile of an electrical substation, along with its line diagram. This application includes necessary calculations safety distances to design the plans, and the design of the grounding grid using a tool developed in the Visual Basic for Autocad

³Research project.

⁴School of Electrical, Electronics and Telecommunications. School of Physics and Mechanical Engineering. Industrial University of Santander

Índice general

1. Introducción	20
1.1. Planteamiento del problema	21
1.2. Objetivos	22
1.2.1. Objetivo general	22
1.2.2. Objetivos específicos	22
1.3. Antecedentes	22
1.4. Organización del libro	24
2. Planeamiento del diseño de subestaciones eléctricas	27
2.1. Introducción	27
2.2. Tensiones asignadas y de servicio de las subestaciones eléctricas	31
2.3. Procedimiento general para el diseño de una subestación eléctrica	33
2.3.1. Anteproyecto	33
2.4. Datos generales para el proyecto	35
2.4.1. Datos del sitio seleccionado	35
2.4.2. Datos del sistema eléctrico	35
2.5. Programación y elaboración del diseño eléctrico	36
2.5.1. Selección de la configuración y disposición física	36
2.5.2. Tipos de subestación a seleccionar	37
2.5.3. Etapas de ejecución en el diseño de una subestación	43

ÍNDICE GENERAL	10
2.6. Coordinación de aislamiento	60
2.7. Distancia de seguridad	61
3. Metodología a seguir en el dimensionamiento de una subestación eléctrica	64
3.1. Introducción	64
3.2. Selección de la configuración	64
3.3. Selección del nivel básico de aislamiento	67
3.4. Establecer las distancias de seguridad	70
3.4.1. Altura de los equipos sobre el nivel del piso	70
3.4.2. Cálculo de la distancia mínima a tierra	71
3.4.3. Distancia mínima fase - fase	74
3.4.4. Altura de los equipos a nivel de suelo	76
3.4.5. Altura de las barras colectoras	76
3.4.6. Distancia entre equipos de patio y longitud del campo	77
3.4.7. Distancia mínima para movimiento de vehículos	78
3.4.8. Altura de remate de las líneas de transmisión	80
3.4.9. Distancias de seguridad en subestaciones Tipo exteriores.	81
4. Metodología a seguir en el dimensionamiento de la malla de puesta a tierra de una subestación eléctrica	83
4.1. Introducción	83
4.2. Funciones de la malla de puesta a tierra	84
4.3. Requisitos de una malla de puesta a tierra	84
4.4. Metodología de diseño según Norma IEEE 80 de 2000	85
4.4.1. Consideraciones establecidas por la norma para el diseño de mallas de puesta a tierra	85
4.4.2. Diagrama de flujo	85
4.4.3. Procedimiento de diseño	87

ÍNDICE GENERAL	11
4.5. Fundamento teórico. Norma IEEE 80 de 2000	90
4.5.1. Medición y cálculo de la resistividad del terreno	90
4.5.2. Tensiones tolerables por el cuerpo humano	94
4.5.3. Diseño de la malla de puesta a tierra	97
5. Herramienta computacional SUBDESIGN, pruebas y resultados	112
5.1. Introducción	112
5.2. Formato de archivos	113
5.3. Módulos	114
5.4. Uso de la herramienta SUBDESIGN	114
5.4.1. Interfaz inicial	117
5.4.2. Plano de diagrama unifilar	120
5.4.3. Plano de vista de planta	121
5.4.4. Plano de vista de perfil	123
5.4.5. Equipos de patio	125
5.4.6. Herramientas y comandos útiles de SUBDESIGN	126
5.5. Aplicativo de la herramienta SUBDESIGN	128
5.5.1. Ejemplo de aplicación de la herramienta	128
5.5.2. Procedimiento a seguir	128
5.5.3. Guardar y abrir un proyecto a través de la herramienta Subde- sing.	137
6. Herramienta computacional GROUNDGRID, pruebas y resultados	139
6.1. Introducción	139
6.2. Programa de cálculo y estudio de caso tipo - Malla de puesta a tierra .	139

ÍNDICE GENERAL	12
<hr/>	
7. Conclusiones	154
7.1. Conclusiones	154
7.2. Trabajos futuros a desarrollar	156
7.3. Proyectos adelantados	156
7.4. Publicaciones realizadas	157
 Bibliografía	 158
 A. Cómo crear un documento para ingreso de datos automáticamente - GROUND-GRID	 160
A.1. Cómo crear el archivo de texto	160
A.2. Ejemplo 1	166
A.3. Ejemplo 2	167
A.4. Ejemplo 3	169
A.5. Plantilla guía general para crear el archivo de texto	170
 B. Ejemplo de cálculo de la corriente de falla en una subestación eléctrica	 172
B.1. Corriente de falla simétrica[JS Ramirez [2010]],[Martin [1992]],[C.F.Ramírez [1991b]]	172
B.2. Ejemplo de cálculo de las corrientes de falla para una subestación[JS Ramirez [2010]]	173
 C. Uso del editor de bloques de Autocad	 177
C.1. Métodos de acceso al editor de bloques [A.M. Ortiz [2011]].	177
C.2. Editor de bloques [A.M. Ortiz [2011]].	178
 D. Directorio de Instalación de Archivos: SUBDESIGN[A.M. Ortiz [2011]]	 180

Índice de figuras

2.1. INFORMACIÓN GENERAL REQUERIDA	28
2.2. COMPONENTE CIVIL	29
2.3. COMPONENTE ELÉCTRICO	30
2.4. TENSIONES PARA SISTEMAS DE MENOS DE 35 kV.	32
2.5. TENSIONES PARA SISTEMAS DE MÁS DE 35 kV.	32
2.6. SISTEMA ELÉCTRICO	34
2.7. MEDICIÓN DE LA RESISTIVIDAD DEL TERRENO POR EL MÉTODO DE WENNER	47
2.8. SITUACIONES BÁSICAS DE CHOQUE ELÉCTRICO	48
2.9. SITUACIÓN TÍPICA DEL RIESGO DE TENSIÓN DE TRANSFERENCIA	49
3.1. CONFIGURACIÓN : - BARRA SENCILLA / - BARRA SENCILLA PARTIDA	65
3.2. CONFIGURACIÓN - BARRA DOBLE CON BY PASS	65
3.3. CONFIGURACIÓN - ANILLO	65
3.4. CONFIGURACIÓN - BARRA PRINCIPAL Y TRANSFERENCIA	66
3.5. CONFIGURACIÓN - INTERRUPTOR Y MEDIO	66
3.6. CONFIGURACIÓN - BARRA DOBLE	66
3.7. DISTANCIAS DE SEGURIDAD PARA CIRCULACIÓN DE PERSONAL.	70
3.8. DIMENSIONES MEDIAS DE UN OPERADOR(En mm)	71
3.9. DISTANCIA DE SEGURIDAD AL MURO PERIMETRAL	78
3.10. DISTANCIA MINIMAS CIRCULACIÓN VEHICULOS	80

3.11. ZONAS DE SEGURIDAD. MANTENIMIENTO RUTINA	81
4.1. DIAGRAMA DE FLUJO PARA EL CÁLCULO DE LA MALLA DE PUESTA A TIERRA	86
4.2. NOMENCLATURA PUESTA A TIERRA	87
4.3. MÉTODO DE WENNER	90
4.4. MÉTODO SCHLUMBERGER - PALMER	93
4.5. TENSIÓN DE PASO Y TENSIÓN DE TOQUE	95
5.1. INTERFAZ INICIAL DE SUBDESING EN AUTOCAD	115
5.2. PRINCIPALES COMPONENTES A TENER EN CUENTA, ANTES DE EMPEZAR A DISEÑAR CON LA HERRAMIENTA SUBDESIGN	116
5.3. INFORMACIÓN GENERAL	117
5.4. CONFIRMAR DATOS	118
5.5. RÓTULO PREDEFINIDO PARA VISTA DE PLANTA	119
5.6. RÓTULO PREDEFINIDO PARA VISTA DE PLANTA	119
5.7. VENTANA DE CONFIGURACIONES - DIAGRAMA UNIFILAR.	120
5.8. CONFIGURACIÓN SELECCIONADA	121
5.9. COMANDO PLANTA	121
5.10. VENTANA -VISTA DE PLANTA.	122
5.11. BLOQUE DE PLANTA	122
5.12. VENTANA - VISTA DE PERFIL- TRANSFORMACIÓN 500kV - 230kV.	123
5.13. VISTA DE PERFIL - BLOQUE DINÁMICO- INTERRUPTOR Y MEDIO 500kV.	124
5.14. EDITOR DE BLOQUES - INTERRUPTOR Y MEDIO 500kV	124
5.15. EQUIPOS - VISTA DE PERFIL.	125
5.16. EQUIPOS - VISTA DE PLANTA.	126
5.17. COMANDOS HERRAMIENTA SUBDESING	127
5.18. INFORMACIÓN GENERAL SUBESTACIÓN - EJEMPLO.	129

5.19. CONFIGURACIÓN INTERRUPTOR Y MEDIO - PATIO1- 500 kV - - EJEMPLO . . .	129
5.20. INTERRUPTOR Y MEDIO 4 SALIDAS.- EJEMPLO	130
5.21. BAHÍA DE TRANSFORMACIÓN 500 kV- 230 kV – EJEMPLO	130
5.22. DIAGRAMA UNIFILAR - SE AÑADE BAHÍA TRANSFORMACIÓN - EJEMPLO .	130
5.23. DIAGRAMA UNIFILAR COMPLETO - (BAHÍAS 500 kV, TRANSFORMACIÓN, 230 kV)- EJEMPLO	131
5.24. VISTA DE PLANTA 1 - INTERRUPTOR Y MEDIO 500 kV	131
5.25. VISTA DE PLANTA 2 - INTERRUPTOR Y MEDIO 500 kV	131
5.26. VISTA DE PLANTA 3 - BAHÍA INTERRUPTOR Y MEDIO 500 kV - BAHÍA TRANS- FORMACIÓN - EJEMPLO	132
5.27. VISTA DE PLANTA 4 - BAHÍA INTERRUPTOR Y MEDIO 500 kV - BAHÍA TRANS- FORMACIÓN - BAHÍA 230 kV- EJEMPLO	132
5.28. ESTRUCTURAS DE SOPORTE	133
5.29. VISTA DE PLANTA FINAL DE LA SUBESTACIÓN EJEMPLO	133
5.30. PERFIL INTERRUPTOR Y MEDIO 500 kV - EJEMPLO	134
5.31. VISTAS DE PERFIL - EJEMPLO	134
5.32. PLANO DIAGRAMA UNIFILAR	135
5.33. PLANO VISTA DE PLANTA	136
5.34. PLANO VISTAS DE PERFIL	136
5.35. AJUSTE DE ESCALA	137
5.36. BARRA DE HERRAMIENTAS- SUBESTACIONES- GRUPO PROYECTOS	137
6.1. FORMA DE ACCEDER A LA HERRAMIENTA COMPUTACIONAL GROUND- GRID	141
6.2. INGRESO DE DATOS	141
6.3. SELECCIÓN DE LA GEOMETRÍA DE LA MALLA	142
6.4. DIMENSIONES DE LA MALLA	142
6.5. CON ESTUDIO O SIN ESTUDIO DE RESISTIVIDAD	143

6.6. SELECCIÓN DEL MÉTODO DE CÁLCULO DE RESISTIVIDAD DEL TERRENO . . .	143
6.7. CALCULO RESISTIVIDAD DEL TERRENO - MÉTODO WENNER	144
6.8. SELECCIÓN DEL TIPO DE MATERIAL DEL CONDUCTOR A UTILIZAR PARA LA MALLA	144
6.9. DATOS ADICIONALES PARA EL CALCULO DE LA MALLA	145
6.10. DATOS DE ELECTRODOS	146
6.11. DATOS SUMINISTRADOS Y VERIFICACIÓN DE QUE LA MALLA INICIALMEN- TE DISPUESTA CUMPLE CON LOS REQUERIMIENTOS DE SEGURIDAD ESTA- BLECIDOS POR LA NORMA IEEE 80 DE 2000	147
6.12. DATOS PARA REDIFINIR LA MALLA DE PUESTA A TIERRA	148
6.13. VENTANA DE DATOS SUMINISTRADOS Y DE VERIFICACIÓN, DE QUE LA MALLA INICIALMENTE DISPUESTA Y AJUSTADA, CUMPLE CON LOS REQUE- RIMIENTOS DE SEGURIDAD ESTABLECIDOS POR LA NORMA IEEE 80 DE 2000	149
6.14. DATOS REGISTRADOS REDISEÑO 2	150
6.15. VENTANA DE DATOS SUMINISTRADOS Y DE VERIFICACIÓN, DE QUE LA MALLA INICIALMENTE DISPUESTA, AJUSTADA, CUMPLE CON LOS REQUE- RIMIENTOS DE SEGURIDAD ESTABLECIDOS POR LA NORMA IEEE 80 DE 2000	151
6.16. GEOMETRÍA DE LA MALLA FINAL	152
6.17. ARCHIVOS FINALES DE LA MALLA DE TIERRA CALCULADA	153
A.1. BLOC DE NOTAS	161
A.2. DOCUMENTO DE TEXTO	162
A.3. GEOMETRÍA DE LA MALLA A SELECCIONAR	162
A.4. CUADRADO	163
A.5. RECTANGULAR	163
A.6. EN FORMA DE L	163
A.7. EJM GEOMETRÍA DE MALLA DE PUESTA A TIERRA EN L	169
B.1. SISTEMA ELÉCTRICO A ANALIZAR	173

Índice de cuadros

2.1. CLASIFICACIÓN DE LAS SUBESTACIONES SEGUN SU FUNCIÓN Y OPE- RACIÓN	38
2.2. FACILIDADES DE MANTENIMIENTO CUANDO SE TRABAJA EN EL INTERRUP- TOR SEGÚN LA CONFIGURACIÓN	39
2.3. FACILIDADES DE MANTENIMIENTO POR EFECTO DE MANTENIMIENTO EN BARRAS DE CADA CONFIGURACIÓN	39
2.4. COMPARATIVO DE CONFIGURACIONES A SELECCIONAR -I	41
2.6. COMPARATIVO DE CONFIGURACIONES A SELECCIONAR -II	42
2.7. ESTUDIOS TÉCNICOS A REALIZAR EN EL SITIO DONDE SE UBICARA LA SUB- ESTACIÓN	43
2.8. ESTUDIOS FUNDAMENTALES	44
2.9. ESTUDIOS DE TRANSITORIOS	44
2.10. EQUIPOS PRINCIPALES DE UNA SUBESTACIÓN	45
2.11. TENSIONES NORMALIZADAS. SERVICIO DE AUXILIARES	52
2.12. TENSIONES NORMALIZADAS. SERVICIO DE AUXILIARES.	53
3.1. TENSIONES MÁXIMAS	67
3.2. NIVELES DE AISLAMIENTO NORMALIZADOS PARA LAS TENSIONES ASIG- NADAS DEL RANGO I - $1 \text{ kV} > U_m < 245 \text{ kV}$ - $1,2 / 50 (\mu\text{s})$	68
3.3. NIVELES DE AISLAMIENTO NORMALIZADOS PARA LAS TENSIONES ASIG- NADAS DEL RANGO I . $U_m > 245 \text{ kV}$ - $1,2 / 50 (\mu\text{s})$	69

3.4. CORRELACIÓN ENTRE LAS TENSIONES SOPORTADAS A IMPULSO ATMOS-FÉRICO Y DISTANCIAS MÍNIMAS EN EL AIRE $U_m < 300kV$	72
3.5. CORRELACIÓN ENTRE LAS TENSIONES SOPORTADAS A IMPULSO ATMOS-FÉRICO Y DISTANCIAS MÍNIMAS FASE - FASE EN EL AIRE $U_m > 300kV$	73
3.6. CORRELACIÓN ENTRE LAS TENSIONES SOPORTADAS A IMPULSO DE MANIOBRA Y DISTANCIAS MÍNIMAS FASE - TIERRA EN EL AIRE $U_m > 300kV$	73
3.7. DISTANCIA HORIZONTAL ENTRE CONDUCTORES SOPORTADOS EN LA MISMA ESTRUCTURA DE APOYO.	75
3.8. DISTANCIAS TÍPICAS ENTRE CENTROS DE EQUIPOS.	77
3.9. DISTANCIAS MÍNIMAS AL CERCO PERIMETRAL O MURO	78
3.10. DISTANCIAS DE SEGURIDAD EN EL AIRE.	82
4.1. VALORES MÁXIMOS DE TENSIÓN DE CONTACTO PARA UN SER HUMANO.	95
4.2. IMPEDANCIAS EQUIVALENTES DE CABLES DE GUARDA DE LÍNEAS DE TRANSMISIÓN Y DE NEUTROS DE ALIMENTADORES DE DISTRIBUCIÓN	100
4.3. VALORES MÁXIMOS DE PUESTA A TIERRA.	101
4.4. FACTOR DE DECREMENTO D_f PARA DIFERENTES RELACIONES X/R	103
4.5. CONSTANTES DE LOS MATERIALES A SELECCIONAR (CONDUCTOR MALLA DE PUESTA A TIERRA).	104
4.6. DIMENSIONES TÍPICAS DE LOS CONDUCTORES DE PUESTA A TIERRA	105
5.1. REQUERIMIENTOS TÉCNICOS SUBESTACIÓN . EJM DE APLICACIÓN SUBDESING	128
6.1. EJM - CASO TIPO - REQUERIMIENTOS SUBESTACIÓN PARA CÁLCULO DE MALLA DE PUESTA A TIERRA	140
6.2. DATOS OBTENIDOS - EJM CÁLCULO DE RESISTIVIDAD	140
A.1. MATERIAL CONDUCTOR DE PUESTA A TIERRA - CUADRO REFERENTE	164
A.2. ARCHIVO DE TEXTO - EJM 1	167

A.3. ARCHIVO DE TEXTO - EJM 2	168
A.4. ARCHIVO DE TEXTO - EJM 3	170
A.5. PLANTILLA GUÍA ARCHIVO DE TEXTO	171

Capítulo 1

Introducción

El presente trabajo de grado hace parte del conjunto de investigaciones y aplicaciones que adelanta el Grupo de Investigación en Sistemas de Energía Eléctrica (GISEL) en el área de las subestaciones eléctricas, con la cual se busca establecer una metodología para el diseño de subestaciones eléctricas de alta y extra alta tensión, dada la gran influencia que tienen estos dispositivos en la transmisión de energía en los sistemas eléctricos.

El propósito de todo sistema eléctrico de potencia es el de suministrar la energía necesaria para el desarrollo de un sector o país; para alcanzarlo es necesario generar, transmitir y distribuir la energía eléctrica desde los centros de generación, ubicados estratégicamente con base en la disponibilidad de fuentes primarias de energía como son el gas, el carbón, el agua o la energía nuclear hasta los centros de distribución y consumo, considerando en todo momento las limitaciones económicas y condiciones de seguridad, confiabilidad y calidad del servicio requeridos.

Una subestación eléctrica es la muestra física de un nodo de un sistema eléctrico de potencia, en el cual se puede transformar la energía eléctrica a niveles adecuados de tensión para su transporte, distribución y consumo; bajo determinados requerimientos técnicos de calidad, confiabilidad, flexibilidad y eficiencia.

Además las subestaciones eléctricas están conformadas por un conjunto de equipos que permiten: a) Controlar el flujo de energía a través de los transformadores de potencia, convirtiendo la tensión de suministro a niveles de tensión más bajos o altos de acuerdo con la necesidad preestablecida. b) Adelantar la interconexión de diferentes rutas del flujo de energía al mismo nivel de tensión.

1.1. Planteamiento del problema

¿Existe la necesidad de una metodología de diseño de subestaciones eléctricas acorde con las exigencias técnicas del sector eléctrico y la reglamentación técnica vigente a la fecha en Colombia? Con la entrada en vigencia en Colombia del Reglamento Técnico de instalaciones eléctricas – RETIE a partir del 1 de mayo de 2005 y sus modificaciones a la fecha, se establece que toda instalación eléctrica que se remodele, amplíe ó sea nueva, debe tener su certificado de conformidad con el presente reglamento, el cual deberá estar avalado por un dictamen de inspección expedido por la Superintendencia de Industria y Comercio a través de las empresas designadas. La Empresa Certificadora determina si la instalación eléctrica cumple con los requisitos establecidos en el reglamento técnico ó incumple con los requerimientos técnicos, lo que determina un alto riesgo para la salud o vida de las personas, los animales o el medio ambiente. En Colombia, actualmente las empresas operadoras del sector eléctrico establecen dos opciones para adelantar el diseño de subestaciones eléctricas: la primera es tener profesionales con una basta experiencia y formación académica que adelanten la recopilación de información en el tema y realicen el diseño requerido; la segunda es establecer contratos de consultaría con terceros que generalmente son firmas foráneas, para que adelanten el diseño de las subestaciones. Lo anterior, genera demoras en el desarrollo de los proyectos, un nivel de riesgo enorme y altos costos. Los registros que se tienen respecto de los diseños adelantados es que estos no se han realizado siguiendo patrones de calidad que permitan hacer consultas o mejoras a las realizadas y que dado el desarrollo informático se pueda obtener a través de una herramienta software.

Para suplir esta necesidad de acuerdo con los requerimientos de los Operadores de Red, se pretende trabajar con las configuraciones de las Subestaciones más usadas y establecer una metodología de diseño que cumpla con los aspectos establecidos en el Reglamento Técnico de Instalaciones Eléctricas.

Después de establecida la metodología se pretende definir un prototipo de herramienta computacional que permita adelantar el proceso de diseño de subestaciones eléctricas en un menor tiempo y a un menor costo, el cual se someterá a verificación con los aspectos técnicos establecidos en el Reglamento Técnico de Instalaciones Eléctricas. Lo anterior permitirá validar la metodología propuesta.

1.2. Objetivos

1.2.1. Objetivo general

Desarrollar una metodología que de soporte logístico al diseño de subestaciones eléctricas a partir de los requerimientos técnicos establecidos por el Reglamento Técnico de Instalaciones Eléctricas – RETIE.

1.2.2. Objetivos específicos

- Identificar y estructurar los parámetros y variables técnicas a tener en cuenta para el diseño de subestaciones eléctricas, los cuales deben ser verificables cuando se adelante el proceso de certificación.
- Desarrollar la metodología que permita adelantar el diseño de subestaciones eléctricas a partir de los requerimientos técnicos establecidos por las normas internacionales y el Reglamento Técnico de Instalaciones Eléctricas – RETIE vigentes en Colombia.
- Elaborar una herramienta metodológica para el diseño técnico de las subestaciones eléctricas.
- Adelantar el diseño de la subestación eléctrica general del Campus Universitario Central de la Universidad industrial de Santander.

1.3. Antecedentes

Los avances tecnológicos del sector eléctrico han permitido que la naturaleza de las subestaciones haya evolucionado a través del tiempo. Las causas han sido varias pero se podría decir que todas se remiten al aumento del consumo de energía en los países desarrollados, al aumento de la población y a la mayor dependencia de la electricidad como factor de desarrollo; lo anterior implica una mayor demanda de energía y para cubrir esta necesidad es necesario tener una mayor generación de electricidad.

La generación de electricidad se establece a gran escala para obtener rendimientos de funcionamiento aceptables, la cual sólo puede obtenerse si los proyectos se ubican en lugares determinados que lo permitan. La generación de electricidad empezó a través del uso del carbón como fuente de energía, posteriormente por factores económicos se utiliza el petróleo, la energía nuclear y se establece la generación hidráulica.

Por lo anterior al tener centros de generación focalizados y demandas de energía en las diferentes ciudades, se requiere establecer flujos de energía para cubrir estas demandas y adelantar su transporte a través de líneas eléctricas, lo que origina un mayor nivel de pérdidas; por ello ante la necesidad de disminuirlas se busca entonces reducir las intensidades elevando las tensiones.

El elevar las tensiones ha requerido de muchos procesos de investigación específicamente con respecto al establecimiento de nuevos sistemas de aislamiento, mejora de la protección y mejora del diseño de nuevos dispositivos. Las subestaciones como instrumento de operación del sistema de transporte de energía, han tenido que acompañar a este proceso de incremento de tensiones y potencias; por ello el avance en este campo implica directamente mejora en las subestaciones.

En la década de los años 1920 se hizo posible el diseño y construcción de las primeras subestaciones eléctricas ubicadas dentro de los cascos urbanos gracias a la disponibilidad de cables de potencia para alta tensión; sin embargo los equipos utilizados y la incapacidad de reducir las distancias dieléctricas, al no disponer de otro medio aislante que el aire, supuso que el tamaño de estas subestaciones no se redujera con respecto a las instalaciones convencionales.

Hacia 1950 se desarrollaron tecnologías para la construcción de barras aisladas que permitieron una cierta reducción del tamaño de los equipos pero no hicieron posible una reducción significativa de las dimensiones.

En el año 1960 la aparición de las instalaciones aisladas con gas (SF₆), introdujo cambios importantes en el diseño de subestaciones, consiguiendo resultados considerables en la reducción de la superficie y volumen total necesarios. Además el desarrollo de equipos de corte en SF₆, ha permitido el flujo de potencia de manera más segura, ya que los dispositivos anteriores adelantaban este trabajo con aceite, requerían de un mantenimiento rutinario y provocaban incendios y explosiones. Actualmente el grado de desarrollo tecnológico conseguido por estos equipos y sus costos, hacen que la adopción de este tipo de soluciones sea una alternativa incontrovertible en el

diseño y construcción de subestaciones.

Es de resaltar que en requerimientos de diseño de subestaciones sin requisitos de espacio e impacto ambiental, a la fecha se siguen utilizando los dispositivos aislados en aire, ya que se ha seguido trabajando en el desarrollo de nuevos equipos, que partiendo de soluciones convencionales y aislamientos convencionales (AIS) permiten llegar a soluciones más acordes con el entorno cumpliendo con las condiciones establecidas, este tipo de soluciones es adaptable en ciertos entornos urbanos y a un costo muy razonable.

En forma paralela se ha trabajado en el desarrollo tecnológico de los transformadores de potencia, si bien desde el punto de vista de las dimensiones no se han conseguido logros importantes, en otros aspectos tales como la reducción de los niveles de ruido, soluciones para conexionado en alta y media tensión y los sistemas de refrigeración, han permitido llegar a diseños que satisfacen plenamente los requerimientos de este tipo de instalaciones.

La publicación técnica Schneider Electric PT-004. "Centros de transformación MT/BT" de edición Noviembre de 2000 del Ing Roberto Capella, presenta un análisis de todos los aspectos técnicos y de normativa a tener en cuenta en el diseño de subestaciones eléctricas específicamente para Europa.

En Estados Unidos el "National Electric Code" de edición 2005, fija las condiciones y garantías técnicas que deben cumplir las instalaciones eléctricas especialmente las subestaciones eléctricas.

En Colombia el "Reglamento Técnico de Instalaciones eléctricas- RETIE", establece los requerimientos técnicos y de seguridad que debe cumplir toda instalación eléctrica en la que se involucran las subestaciones eléctricas.

1.4. Organización del libro

El presente libro consta de siete capítulos y cuatro apéndices

Capítulo 1

En este capítulo se presenta el alcance de la investigación, en el se referencia el planteamiento del problema, el objetivo general, los objetivos específicos y sus antece-

dentés.

Capítulo 2

En este capítulo se establece la lista de las actividades generales que deben adelantarse para la elaboración del diseño completo de una subestación eléctrica, bajo el marco regulatorio establecido por la normatividad nacional e internacional vigente; atendiendo los criterios de seguridad, confiabilidad, flexibilidad, de operación y economía que deben tenerse en cuenta para las mismas. El procedimiento sugerido puede modificarse dependiendo del tipo y de la función de la subestación que este diseñándose, pero todos los pasos citados son necesarios y deberán estar a cargo de un grupo multidisciplinario de profesionales.

Capítulo 3

En este se muestran los requerimientos técnicos para el dimensionado de las subestaciones eléctricas convencionales a la intemperie (Tipo AIS), es un proceso extenso que debe hacerse teniendo en cuenta muchas consideraciones, tales como seguridad para la vida humana, distancias dieléctricas, normatividad vigente y área de terreno disponible para su construcción. Esta metodología se orienta a las configuraciones seleccionadas para la investigación. El cálculo de las distancias necesarias para el dimensionamiento de una subestación, se adelantará teniendo en cuenta: los niveles seleccionados de tensión, el nivel de aislamiento y la altura sobre el nivel del mar; los cuales establecerán el dimensionamiento de la subestación prevista de acuerdo con la configuración seleccionada y dejando a criterio del diseñador la disposición de cada uno de los patios.

Capítulo 4

En este capítulo se presenta la metodología a seguir en el dimensionamiento de la malla de puesta a tierra de una subestación eléctrica teniendo en cuenta los aspectos normativos indicados en el Standard ANSI/IEEE 80 de título "Guide for Safety in a.c. Substation Grounding".

Capítulo 5

En este se muestra la herramienta computacional SUBDESIGN, pruebas y resultados; la cual es una aplicación para Autocad que facilita el diseño de los planos unifilar, plano de planta de la subestación, además de los planos de perfil de cada uno de los módulos o bahías de línea y transformación. Para el uso de la herramienta se emplean las configuraciones reconocidas en la resolución CREG N° 097 / 2008; para los niveles de tensión normalizados para Colombia (34,5kV, 115kV, 230kV y 500kV)

Capítulo 6

En este capítulo se muestra la herramienta computacional GROUNDGRID, pruebas y resultados, el cual es una aplicación informática desarrollada en Visual Basic 2010 para aplicaciones en Autocad, la cual integra la metodología de cálculo de malla de puesta a tierra para subestaciones eléctricas contemplada en la IEEE 80 de 2000.

Capítulo 7

En este capítulo se muestran las conclusiones de la investigación adelantada

Apéndices

Capítulo 2

Planeamiento del diseño de subestaciones eléctricas

2.1. Introducción

En este capítulo se establece la lista de las actividades generales que deben adelantarse para la elaboración del diseño completo de una subestación eléctrica, bajo el marco regulatorio establecido por la normatividad nacional e internacional vigente; atendiendo los criterios de seguridad, confiabilidad, flexibilidad, de operación y economía que deben tenerse en cuenta para las mismas. El procedimiento sugerido puede modificarse dependiendo del tipo y de la función de la subestación que esté diseñándose, pero todos los pasos citados son necesarios y deberán estar a cargo de un grupo de profesionales multidisciplinario.

A continuación, se describe la metodología a seguir para el desarrollo del diseño de una subestación eléctrica, basada en las exigencias y tendencias modernas, de tal forma que le permita al personal responsable de esta tarea seguir un procedimiento sistemático y organizado que lo lleve a través de las diferentes actividades, partiendo desde los requerimientos iniciales hasta la elaboración de los estudios de diseño de ingeniería básica y de detalle que le permitirán costear la subestación planteada; siguiendo los lineamientos de la normatividad internacional, la NTC 2050 y el RETIE vigente para este tipo de proyectos. [F. Gómez [2011], ICONTEC [1998], C.F.Ramírez [1991a,b], de Minas y de Energía [2008], Martin [1992], HARPER [1993], Vargas [2009]].

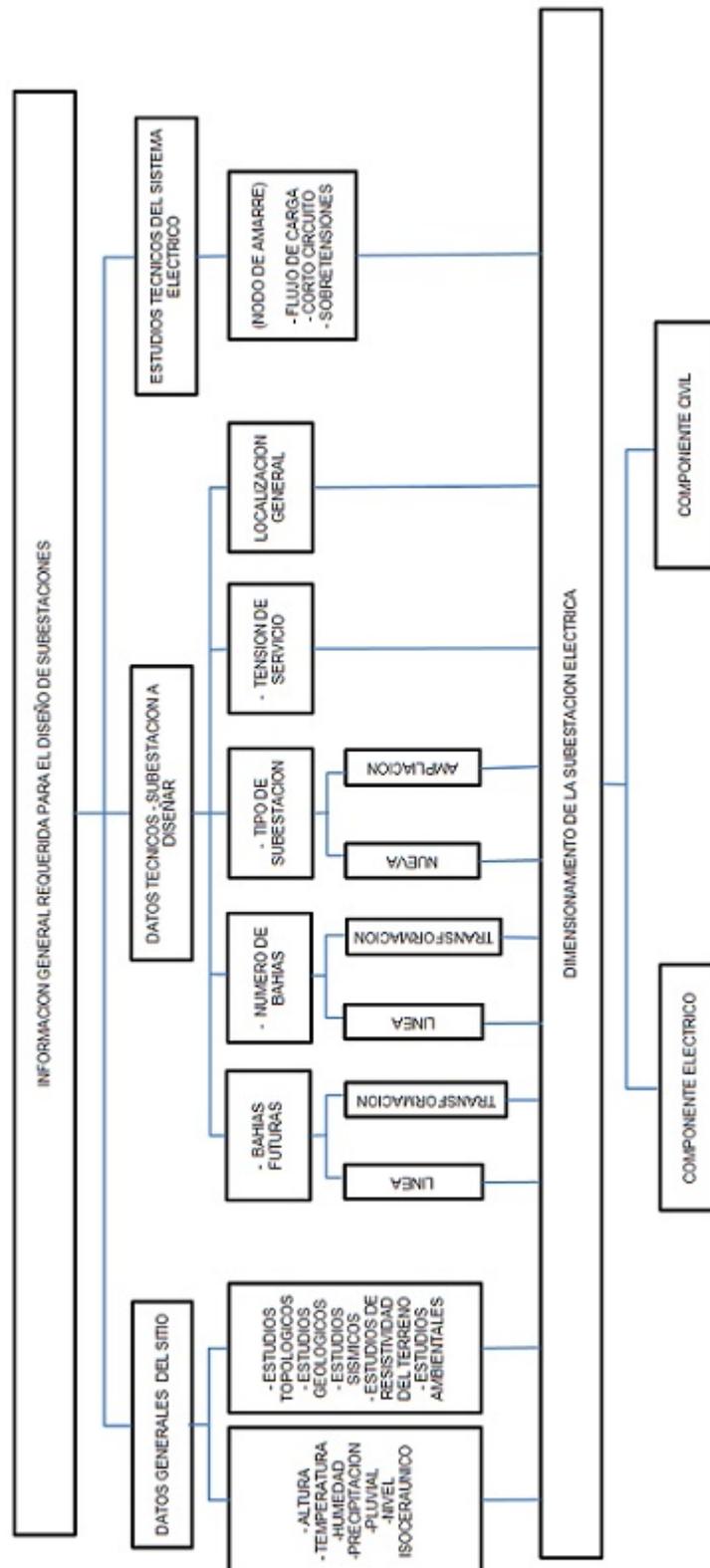


Figura 2.1: INFORMACIÓN GENERAL REQUERIDA

Fuente : Autor

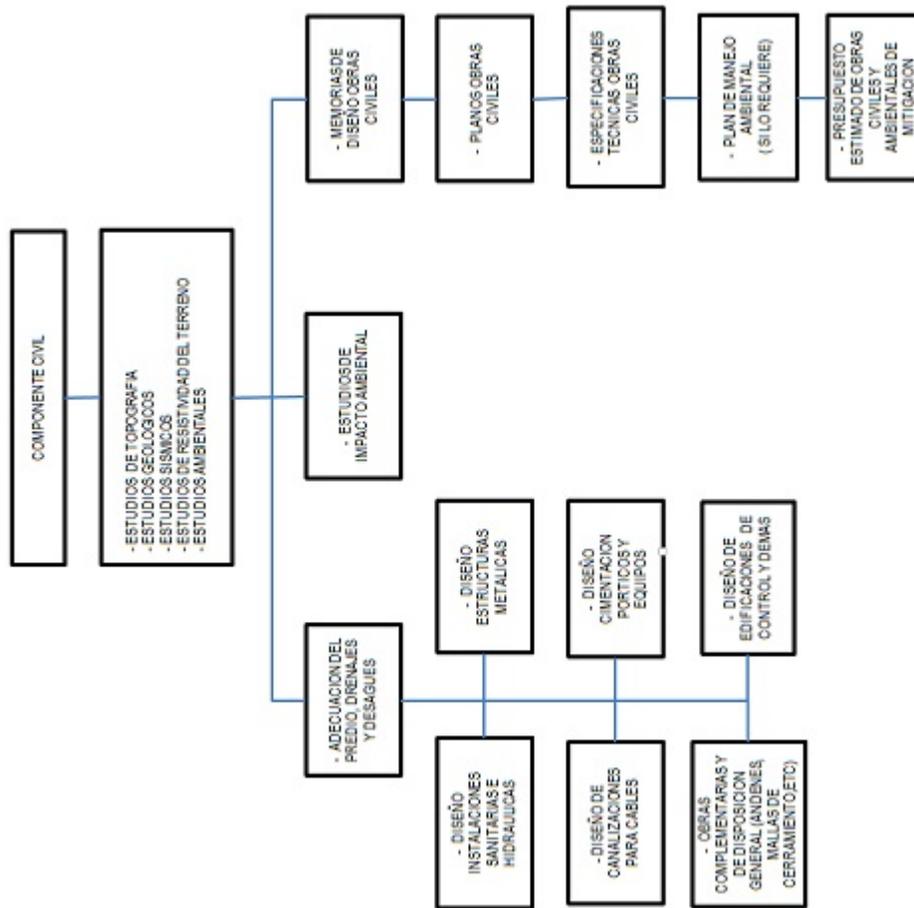


Figura 2.2: COMPONENTE CIVIL

Fuente : Autor

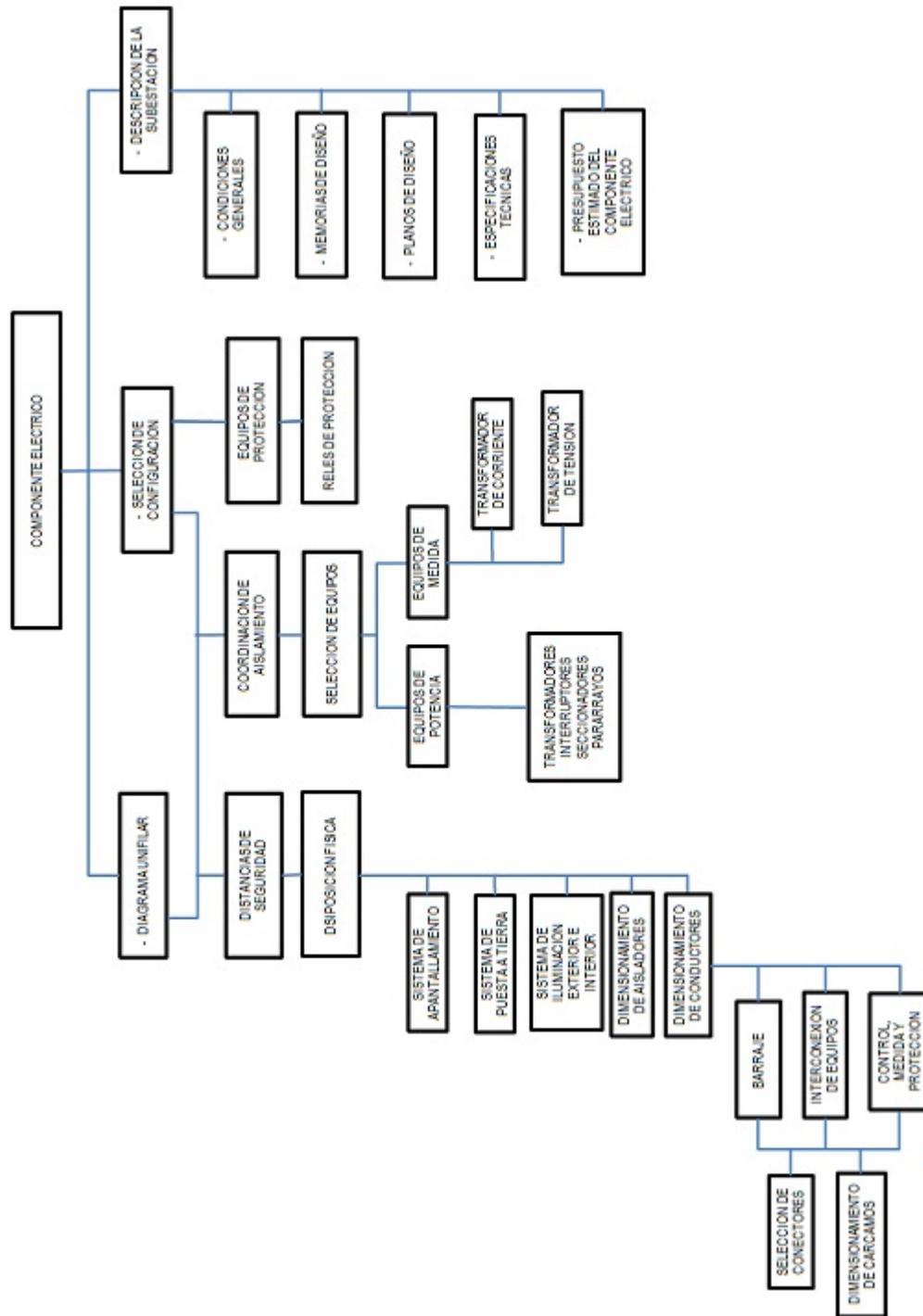


Figura 2.3: COMPONENTE ELÉCTRICO

Fuente : Autor

En Colombia el diseño y construcción de subestaciones eléctricas está regulado por:

- El Reglamento Técnico de instalaciones eléctricas “RETIE”.
- Norma técnica colombiana. NTC 2050 (1998). Código Eléctrico Colombiano.
- Ley 143 de julio 11 de 1994. Régimen para la generación, interconexión, transmisión, distribución y comercialización de electricidad.
- Resolución CREG 025 de 1995. Requisitos técnicos para subestaciones Anexo CC2 del código de redes.

2.2. Tensiones asignadas y de servicio de las subestaciones eléctricas

La tensión de servicio en un sistema eléctrico no permanece constante varía de acuerdo con las condiciones de funcionamiento del mismo, lo cual determina que debe mantenerse dentro de los límites establecidos por las características de aislamiento de los equipos que conforman el sistema para evitar la aparición de fallas de aislamiento.

De acuerdo con lo anterior, los equipos que componen las subestaciones eléctricas se construyen para una determinada tensión asignada y para una máxima tensión de servicio.

La tensión asignada se define como aquella con la cual se designa al sistema y a la que se referencian ciertas características de su operación; y la tensión de servicio en un punto cualquiera del sistema eléctrico es el valor que se tiene realmente en dicho punto en un instante determinado.

El mayor valor de tensión que se obtiene en un sistema eléctrico dentro de los límites admisibles y de operación normal, se define como la tensión máxima del sistema. Lo anterior deriva el concepto de tensión máxima de un equipo como el valor máximo de tensión asignada del sistema para la cual el equipo puede ser utilizado sin presentar fallas de aislamiento, ver valores normalizados en la figura 2.4 y la figura 2.5. Martín [1992], C.F.Ramírez [1991b], ICONTEC [1998], de Minas y de Energía [2008], IEC [2002], Vargas [2009]]

I

Serie I			Serie II	
Tensión asignada (kV)		Tensión máxima (kV)	Tensión asignada(kV)	Tensión máxima(kV)
3,3 ¹	3 ¹	3,6 ¹	4,16 ¹	4,4 ¹
6,6 ¹	6 ¹	7,2 ¹	-	-
11	10	12	-	-
-	-	-	12,47 ²	13,2 ²
-	-	-	13,2 ²	13,97 ²
-	-	-	13,8 ¹	14,52 ¹
-	(15)	(17,5)	-	-
22	20	24	-	-
-	-	-	24,94 ²	26,4 ²
33 ²	-	36	-	-
-	35 ²	-	34,5 ²	36,5 ²
-	35 ²	40,5 ²	-	-

Notas:

- La serie I es para 50 y 60 Hz
- La serie II es para 60 Hz
- Los valores indicados son entre fases y para sistemas de 3 hilos
- Los valores indicados entre paréntesis no son comunes y no deben ser usados en sistemas nuevos

Figura 2.4: TENSIONES PARA SISTEMAS DE MENOS DE 35 kV.

Fuente : Norma IEC 60038 (2002)

Serie I - Serie II		
Tensión asignada (kV)		Tensión de servicio (kV)
(45)	-	(52)
66	69	72,5
110	115	123
132	138	145
(150)	-	(170)
220	230	245
'		(300)
'		362
'		420
'		550 o 525
'		800 o 765
'		1050 o 1100
'		1200

Notas:

- Valores aplicables a las dos series
- Los valores indicados son entre fases
- Los valores en paréntesis no son comunes y no deben ser usados en sistemas nuevos
- ' Valores no especificados por la norma

Figura 2.5: TENSIONES PARA SISTEMAS DE MÁS DE 35 kV.

Fuente : Norma IEC 60038 (2002)

2.3. Procedimiento general para el diseño de una subestación eléctrica

La base para el desarrollo de un proyecto de diseño de una subestación eléctrica es la normatividad nacional e internacional vigente, las nuevas tecnologías, los requerimientos que establecen las compañías Operadoras del sector eléctrico y las necesidades de demanda de energía de los usuarios de un sistema eléctrico.

La normativa internacional más considerada es la elaborada por la Comisión Electro técnica Internacional (IEC), le sigue en importancia la normativa americana (ANSI); para cada proyecto de diseño se debe tener en cuenta, igualmente, la normativa interna del país donde se adelantará el montaje de la subestación. Para el caso de Colombia se deberá tener en cuenta el Reglamento Técnico de Instalaciones Eléctricas RETIE; en consecuencia, todas servirán de soporte como documentos de consulta. [Martin [1992], C.F.Ramírez [1991a,b], IEC [1993, 1996], F. Gómez [2011], ICONTEC [1998], de Minas y de Energía [2008], HARPER [1993]]

2.3.1. Anteproyecto

Antes de elaborar el proyecto definitivo se deben establecer varias alternativas con respecto a posibles tipos y configuraciones de la subestación requerida que logren reducir al máximo la superficie de terreno a utilizar, que permitan optimizar los criterios de seguridad, flexibilidad y que posibiliten las maniobras de operación y mantenimiento del equipo a instalar a un menor costo.

La empresa encargada de la producción y suministro de energía; que requiera del montaje de una nueva subestación eléctrica dentro de su sistema; es la encargada de establecer el número de circuitos de transmisión, el numero de circuitos de transformación, el nivel de tensión de servicio, el nivel de tensión asignada, el número de patios de conexión, el nodo de amarre dentro de su sistema eléctrico, la altura sobre el nivel del mar del posible sitio de ubicación y el nivel requerido de aislamiento para los equipos, ver ejemplo de sistema eléctrico en la Figura 2.6

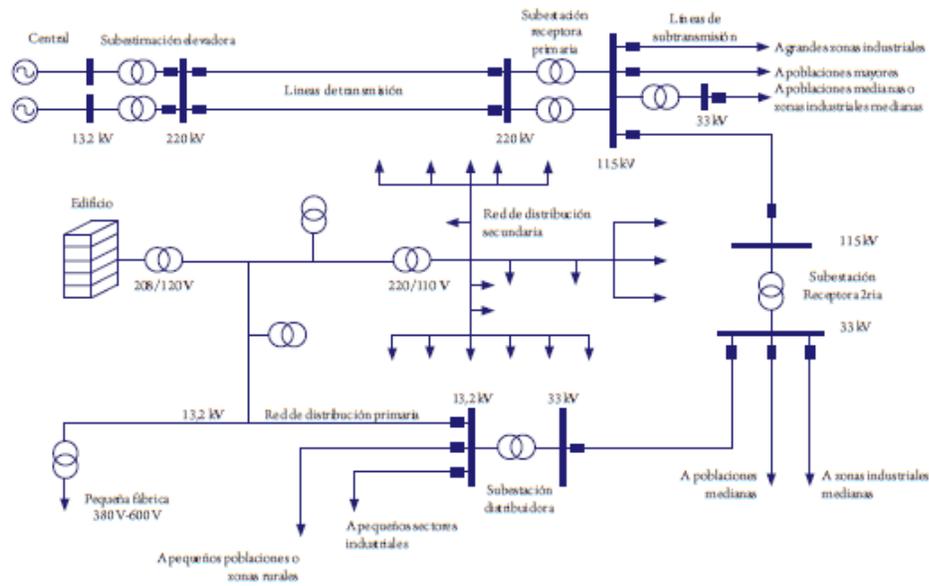


Figura 2.6: SISTEMA ELÉCTRICO

Fuente : Autor

Una vez se tengan disponibles estos datos iniciales se procede a determinar la importancia y necesidades de la subestación dentro del sistema eléctrico; y se determina una configuración de acuerdo con las preferencias y requerimientos que establezca la Compañía propietaria del proyecto. Con la configuración asignada, la disposición física y los niveles de aislamiento definidos se elabora un pre diseño; el cual permitirá establecer las áreas de los patios, el área del edificio de control y bodega, las vías perimetrales, las vías de circulación, las vías de acceso, las zonas de parqueo, el patio de transformadores con sus carrileras de acceso, las servidumbres de acceso de los circuitos de línea y las áreas de futura ampliación. Lo anterior obliga a elaborar y evaluar varios esquemas urbanísticos que permitan determinar la opción más favorable desde el punto de vista funcional y que ocupe menos área.

Una vez aprobada la alternativa urbanística favorable, se debe adelantar por parte de la Compañía el proceso de consecución y de compra del lote con las dimensiones adecuadas, para evitar inconvenientes con respecto a nuevas ampliaciones que surjan con posterioridad a lo planteado inicialmente. Cuando el área del lote adquirido no es suficiente, se establecen restricciones para el diseño, lo cual puede dar como resultado una subestación con características inferiores a las requeridas por el sistema

2.4. Datos generales para el proyecto

Una vez asegurado el predio donde se adelantara el proyecto, se debe proceder a complementar los datos necesarios para el montaje del proyecto de diseño de la sub-estación:[Martin [1992], ICONTEC [1998], F. Gómez [2011], C.F.Ramírez [1991a,b], de Minas y de Energía [2008]]

2.4.1. Datos del sitio seleccionado

- Altura sobre el nivel del mar
- Temperatura mínima, media y máxima anual y mensual
- Humedad relativa
- Viento máximo
- Grado de contaminación ambiental
- Nivel cerámico o de descargas atmosféricas
- Estudio de suelos
- Levantamiento topográfico
- Plano general de ubicación identificando las vías de acceso y las líneas de transmisión
- Resistividad del terreno

2.4.2. Datos del sistema eléctrico

- Estudio de flujos de carga y fallas del sistema
- Corriente de corto circuito máxima
- Requerimientos de estabilidad del sistema
- Longitud de las líneas de transmisión y capacidad máxima

- Requerimientos de compensación del sistema en el nodo de la subestación
- Sobretensiones transitorias y de régimen permanente para las subestaciones de alta tensión

2.5. Programación y elaboración del diseño eléctrico

2.5.1. Selección de la configuración y disposición física

Se establece como configuración en una subestación eléctrica al arreglo de los equipos electromecánicos que conforman un patio de conexiones pertenecientes a un mismo nivel de tensión, de tal forma que su operación permita establecer en la subestación diferentes grados de confiabilidad y seguridad para el manejo, transformación y distribución de la energía. [Martin [1992], C.F.Ramírez [1991a,b], IEC [1993, 1996], F. Gómez [2011], ICONTEC [1998], de Minas y de Energía [2008], HARPER [1993]]

Idealmente todo sistema seguro y confiable, es aquel en que todos sus elementos están duplicados y la pérdida de uno de ellos no afecta a ninguno de los otros; por lo anterior por razones económicas ninguna subestación puede ser 100 % segura y confiable, con base en ello es que se establece la selección del tipo de configuración requerida de acuerdo con las necesidades de flexibilidad, confiabilidad y seguridad de la misma dentro del sistema eléctrico, lo que permite establecer que:

- **La flexibilidad de una subestación:** Se define como la propiedad de la instalación para ajustarse a las diferentes condiciones técnicas que se pueden presentar por cambios operativos, por fallas o por mantenimiento del sistema.
- **La confiabilidad de una subestación:** Se explica como la probabilidad de que la subestación continúe suministrando energía durante un tiempo dado, bajo la condición de que al menos uno de sus componentes este fuera de servicio; lo anterior se da en una condición de falla o proceso de mantenimiento en uno de los elementos de la subestación (barraje, interruptor, etc.); y que se sobrepasa después de efectuar una operación interna en uno o más de los demás elementos (seccionador, interruptor, etc.) mientras se efectúa la reparación de dicho elemento.

- **La seguridad en una subestación:** Se establece como la propiedad de dar continuidad de servicio sin interrupción alguna durante las fallas de los equipos de corte (interruptores) y barrajes; por lo general la seguridad esta determinada por la potencia que se pierde en una falla y su impacto en la estabilidad y del comportamiento del resto del sistema.

2.5.2. Tipos de subestación a seleccionar

Depende de la función principal que vaya a cumplir dentro del sistema eléctrico, para ello se definen los siguientes tipos:

- **Subestaciones de generación:** Se consideran aquellas que sirven como punto de conexión de una central generadora al sistema . La necesidad primordial de este tipo de subestación es la confiabilidad, mientras que el nivel de seguridad y flexibilidad se determinarán por la importancia y ubicación de la subestación dentro del sistema eléctrico.
- **Subestaciones de maniobra:** Son aquellas que sirven para interconectar sistemas eléctricos o dentro de un sistema es la que distribuye la energía a las subestaciones de transformación. La necesidad primordial de estas subestaciones es la de flexibilidad, en cambio las necesidades de seguridad y confiabilidad estarán definidas por la ubicación de la misma dentro del sistema eléctrico.
- **Subestaciones de transformación:** Se definen también como subestaciones de distribución o de carga, cuyo objetivo es la de suministrar energía a un nivel de tensión diferente, ya sea menor o mayor que la tensión de entrada dentro de un sistema eléctrico. Cuando son subestaciones elevadoras su necesidad primordial es la de seguridad, la cual está relacionada con la seguridad del nivel de tensión más alto del sistema eléctrico; y cuando son subestaciones reductoras su necesidad principal es de confiabilidad. Si la cargabilidad del secundario está muy por debajo del 100 % y tiene más de un circuito de alimentación, la necesidad primordial es la de confiabilidad; pero si la cargabilidad del secundario está cerca del 100 % y tiene un circuito de alimentación, la necesidad primordial es la de seguridad. Estas subestaciones pueden requerir también cierto nivel de flexibilidad en caso de existir un gran número de circuitos de conexión para adelantar su operación.

Según su función		Según su operación		Según su construcción	
Generación o centrales eléctricas	Transmisión o receptoras primarias	Subestaciones que transforman la tensión dentro de un sistema de potencia, a valores adecuados para su transporte o utilización	Subestaciones de transformación	Subestaciones tipo interior.	Subestaciones tipo exterior o a la intemperie.
			Subestaciones de manobra	Subestaciones tipo blindado:	Subestación AIS:
				Subestación AIS:	Subestación GIS:
				Subestación prefabricados:	

Según su función	Según su operación	Según su construcción	Descripción
Transformación o centrales eléctricas	Transmisión o receptoras primarias	Subestaciones que transforman la tensión dentro de un sistema de potencia, a valores adecuados para su transporte o utilización	Permiten el nivel de tensión a niveles altos para lograr una reducción en la corriente. Permiten la interconexión de las líneas de transmisión. Reducen la tensión para la alimentación de los sistemas de Subtransmisión o las redes de distribución.
			En estas subestaciones la tensión de salida es diferente de la de entrada, además estas son las que permiten elevar o reducir los niveles de tensión desde los puntos de generación, pasando por lo niveles más altos de transmisión, hasta los niveles más bajos de Subtransmisión o distribución.
			Esta subestación permite la interconexión de las líneas de transporte con otras líneas de distribución a un mismo nivel de tensión, con el propósito de dar mayor confiabilidad y continuidad al servicio, por lo tanto solo requiere equipo de manobra y protección de edificios apropiados.
			Sus elementos constitutivos están diseñados para funcionar bajo condiciones atmosféricas adversas.
			Sus elementos constitutivos se encuentran integrados y montados en fábrica, protegidos por gabinetes metálicos aislados en gas lo que hace que se puedan construir en espacios muy reducidos, comparados con los de tipo exterior.
			Son las de tipo exterior o intemperie. Aisladas en aire.
			Son las de tipo blindado. Aisladas en SF6.
			Son aquellas compactas y modulares que constan de dispositivos tanto de medida como de seccionamiento o protección de subestaciones.

Cuadro 2.1: CLASIFICACIÓN DE LAS SUBESTACIONES SEGUN SU FUNCIÓN Y OPE- RACIÓN

Fuente : C.F.Ramirez, Subestaciones de alta y extra alta tensión2st. (Mejia Villegas SA, 1991).

Igualmente las subestaciones se clasifican de acuerdo con los criterios básicos que se establecen en el cuadro 2.1

- Características de mantenimiento de cada configuración:** De acuerdo con el tipo de configuración de la subestación a seleccionar se definen las facilidades de mantenimiento que se tienen en ellas y que permitirán de acuerdo con el nivel de seguridad y confiabilidad requeridas seleccionar la configuración. En los siguientes tablas se definen para cada configuración las facilidades que ellas presentan

Configuración	Efecto de mantenimiento en interruptor		
	Normal	Falla en circuito	Falla en barra
Barra sencilla	Pérdida de circuito	-	Pérdida de todos los circuitos
Barra sencilla seccionada	Pérdida de circuito	-	Pérdida de la mitad de los circuitos
Doble barra	Pérdida de circuito	-	Pérdida de todos los circuito a la barra en falla, mientras se conmutan a la barra sana
Doble barra mas "by pass"	Ninguna, si el interruptor está disponible	Pérdida de circuito si la falla es en el interruptor donde se adelanta el mantenimiento	Si no es la barra que está siendo utilizada como transferencia, se pierden todos los circuitos. Mientras se conmutan a la barra sana
Anillo	Ningún circuito se pierde pero se abre el anillo	Pérdida de circuito, el siguiente circuito puede quedar aislado dependiendo del sitio de falla.	-

Cuadro 2.2: FACILIDADES DE MANTENIMIENTO CUANDO SE TRABAJA EN EL INTERRUPTOR SEGÚN LA CONFIGURACIÓN

Fuente : C.F.Ramirez, Subestaciones de alta y extra alta tensión2st. (Mejia Villegas SA, 1991).

Configuración	Efecto de mantenimiento en barras		
	Normal	Falla en circuito	Falla en barra
Barra sencilla	Pérdida de circuito	-	Pérdida de todos los circuitos
Barra sencilla seccionada	Pérdida de la mitad de los circuitos	Pérdida de circuito	Pérdida de todos los circuitos
Doble barra	Ninguno, siempre y cuando la falla no sobrepase el nivel máximo de corto circuito	Pérdida de circuito	Pérdida de todos los circuitos
Doble barra mas "by pass"	Ninguno, siempre y cuando la falla no sobrepase el nivel máximo de corto circuito	Pérdida de circuito	Pérdida de todos los circuitos
Anillo	-	Pérdida de circuito	Pérdida de todos los circuitos

Cuadro 2.3: FACILIDADES DE MANTENIMIENTO POR EFECTO DE MANTENIMIENTO EN BARRAS DE CADA CONFIGURACIÓN

Fuente : C.F.Ramirez, Subestaciones de alta y extra alta tensión2st. (Mejia Villegas SA, 1991).

- **Selección de la configuración requerida:** Para llevar a cabo la selección de la configuración de la subestación de acuerdo con los requerimientos técnicos exigidos para el proyecto, se deberá entonces adelantar un análisis detallado de los siguientes aspectos:
 - a) Identificar el tipo ó función principal de la subestación y la función secundaria si la tiene.
 - b) Determinar el número de módulos de conexión de la subestación estableciendo si los circuitos son de generación o transformación.
 - c) Establecer las necesidades de flexibilidad, confiabilidad y seguridad derivadas de la función principal y secundaria.
 - d) Determinar los tipos de configuración que llenen los requisitos anteriores
 - e) Evaluar el costo, área requerida y confiabilidad de las configuraciones seleccionadas
 - f) Evaluar en las configuraciones seleccionadas el factor de mantenimiento y expansión, el grado de contaminación ambiental
 - g) Establecer cuáles de las configuraciones son las más usadas por la compañía dentro de su sistema eléctrico.
 - h) Con base en las consideraciones anteriores se debe determinar la configuración, el tipo y el desarrollo tecnológico de los equipos a utilizar en la subestación.
- Comparativo configuraciones I

CONFIGURACIÓN	VENTAJAS	DESVENTAJAS	NÚMERO DE INTERRUPTORES	NÚMERO DE SECCIONADORES
Barra Sencilla	<ul style="list-style-type: none"> - Requiere pocos dispositivos y poco espacio - Más económica y fácil de maniobrar 	<ul style="list-style-type: none"> - Para cualquier mantenimiento o falla, queda fuera de servicio toda la instalación. - En caso de ampliación debe desenergizarse la subestación. - Uso en redes radiales de poca importancia. 	$= \#lineas$	$= 2 * \#lineas$
Barra Principal y Transferencia	<ul style="list-style-type: none"> - Bajo costo inicial y final. - Esquema más flexible y seguro aumentando la confiabilidad y continuidad. - Posibilidad de mantenimiento en una posición manteniendo sus protecciones 	<ul style="list-style-type: none"> - Falla en barra ocasiona pérdida del suministro total. - En el mantenimiento del interruptor de acoplamiento queda una barra fuera de servicio. 	$= \#lineas$	$= 2 + 3 * \#lineas$
Barra Doble	<ul style="list-style-type: none"> - Las líneas se pueden conectar a cualquier barra. - Cualquier barra puede llevarse a mantenimiento sin suspender el servicio 	<ul style="list-style-type: none"> - La falla en una barra hace que se pierdan los circuitos conectados a ella, mientras se conmutan a la otra barra. - El Interruptor de línea en mantenimiento produce la pérdida del circuito asociado. - Necesita un interruptor de acoplamiento. 	$= \#lineas$	$= 2 + 3 * \#lineas$

Cuadro 2.4: COMPARATIVO DE CONFIGURACIONES A SELECCIONAR -I

Fuente : C.F.Ramirez, Subestaciones de alta y extra alta tensión2st. (Mejia Villegas SA, 1991).

- Comparativo configuraciones II

CONFIGURACIÓN	VENTAJAS	DESVENTAJAS	NÚMERO DE INTERRUPTORES	NÚMERO DE SECCIONADORES
Barra Doble con By Pass	<ul style="list-style-type: none"> - El interruptor de acoplamiento protege la línea con interruptor en mantenimiento 	<ul style="list-style-type: none"> - Interruptor en mantenimiento se pierde el circuito asociado - Si se presenta falla es en el circuito, mientras el interruptor se encuentra en mantenimiento, se pierde el circuito con el acople y una de las barras. - La falla en una barra hace que se pierdan los circuitos conectados a ella mientras se conmutan a la otra 	= #líneas	= 2 + 4 * #líneas
Anillo	<ul style="list-style-type: none"> - Económica y segura. - Ningún circuito se pierde pero se rompe el anillo. - En el mantenimiento de un interruptor se garantiza la protección mediante los interruptores restantes. 	<ul style="list-style-type: none"> - Mayor requerimiento de espacio. - La apertura del anillo ocasiona que la corriente por los interruptores operativos sea mayor. - En caso de falla en un circuito mientras se hace mantenimiento en otro, el anillo podría quedar dividido y dejar fuera de servicio a una de las partes y perderse la seguridad - Diseño de protecciones más complejo. 	= #líneas	= 3 * #líneas
Interruptor y Medio	<ul style="list-style-type: none"> - Se puede hacer mantenimiento a cualquier interruptor o barraje sin suspender el servicio y sin alterar el sistema de protección. - Flexibilidad de operación - Alta confiabilidad - Cualquier barra puede ser sometida a mantenimiento y la falla en una de ellas no deja fuera de servicio los circuitos alimentadores. 	<ul style="list-style-type: none"> - Requiere gran espacio y es la configuración más costosa. - Sistema de protecciones de alta complejidad - Al operar con las dos barras energizadas y todos los interruptores cerrados hace que al igual que en la configuración del anillo no sea flexible. 	= 1,5 * #líneas	= 4 * #líneas

Cuadro 2.6: COMPARATIVO DE CONFIGURACIONES A SELECCIONAR -II

Fuente : C.F.Ramirez, Subestaciones de alta y extra alta tensión 2st. (Mejía Villegas SA, 1991).

2.5.3. Etapas de ejecución en el diseño de una subestación

■ Selección del sitio

Para obtener en detalle las características y la información del sitio donde se ubicará la subestación, es necesario adelantar los estudios que se relacionan en el siguiente cuadro:

Estudios	Información obtenida
Topográficos	- Levantamiento planimétrico y altimétrico del área del lote de la subestación
	- Identificación de coordenadas del punto de amarre con respecto al sistema de información geográfica establecida para el sistema eléctrico
Geotécnicos	- Estudio del subsuelo con el fin de recomendar los criterios técnicos requeridos para la construcción de la obra en contacto con el suelo y que garantice su comportamiento adecuado
Sismicos	- Permiten evaluar los efectos sísmicos a considerar para el diseño de las obras civiles y estructuras metálicas de la subestación. En Colombia se utiliza la información suministrada en los catálogos sísmicos de la red sismológica nacional de Ingeominas.
Ambientales	- Estudio del impacto ambiental en el sitio de ubicación de la subestación acorde con la legislación vigente, que permita identificar, evaluar y mitigar los impactos ambientales a través de un plan de manejo ambiental para lograr una adecuada aceptación del proyecto en la región en la cual se construirá.
	- El estudio de impacto ambiental tendrá en cuenta aspectos tales como: la contratación de mano de obra local, capacitación y educación vial, señalización vial, protección del patrimonio ecológico, abastecimiento de agua, gestión de residuos sólidos, gestión de residuos líquidos, control de erosión y sedimentación, control de vegetación, manejo de fauna, normas básicas para el desmonte, descapote y re-vegetalización, adecuación paisajista del área, etc.
Urbanización y disposición física	- En este estudio se realiza la urbanización del predio y las disposiciones físicas definitivas de los diferentes patios de conexión que se tendrán en la subestación.
	- Conociendo la configuración, disposición física y niveles de aislamiento se elaboran planos preliminares determinando las áreas de los patios y se establecen las demás áreas como son la caseta de control, las vías perimetrales, las zonas de circulación y de acceso, las zonas de parqueo, la zona para bodega y talleres, el área del patio de los transformadores y sus carrileras de acceso, las áreas de acceso de los circuitos de línea y las áreas para ampliaciones futuras de la subestación
	- Una vez definidas las diferentes áreas requeridas, se procede a urbanizar el predio de la subestación. Lo cual consiste en distribuir las áreas en el predio de tal forma que se ocupe el menor espacio sin que existan interferencias entre estas

Cuadro 2.7: ESTUDIOS TÉCNICOS A REALIZAR EN EL SITIO DONDE SE UBICARA LA SUBESTACIÓN

Fuente : C.F.Ramirez, Subestaciones de alta y extra alta tensión 2st. (Mejia Villegas SA, 1991).

■ Estudios a realizar al sistema eléctrico:

Cubre los estudios técnicos que permiten a partir de las condiciones estacionarias y transitorias del sistema eléctrico en el que se va a instalar la subestación, la definición de los parámetros fundamentales exigidos para su correcta operación y conexión en

su punto de amarre. Ver relación de estudios fundamentales y de estudios transitorios requeridos en los siguientes cuadros:

- Estudios fundamentales

Estudios	Información obtenida	Uso de la información
Flujos de carga	<ul style="list-style-type: none"> - Flujos máximos de potencia - Corrientes máximas - Tensiones máximas 	<ul style="list-style-type: none"> - Ajustes de protecciones - Requerimientos de compensación - Relación de los TC's y IT's
Cortocircuito	<ul style="list-style-type: none"> - Distribución de corrientes y aportes - Corrientes de cortocircuito - Relación X/A - Sobre tensiones fallas asimétricas 	<ul style="list-style-type: none"> - Coordinación de protecciones - Equivalente de Thevenin - Selección de pararrayos
Estabilidad	<ul style="list-style-type: none"> - Tiempos máximos de despeje de falla - Sobretensiones por rechazo de carga 	<ul style="list-style-type: none"> - Selección de tiempos de recierre - Selección de pararrayos
Sobretensiones temporales	<ul style="list-style-type: none"> - Corriente capacitiva de línea - Máxima tensión de extremo abierto - Sobretensiones fases sanas 	<ul style="list-style-type: none"> - Selección de pararrayos - Selección de interruptores - Selección de compensaciones - Ajustes de reles de sobretension
	<ul style="list-style-type: none"> - Frecuencia de resonancia 	<ul style="list-style-type: none"> - Determinación de la necesidad de filtros (sistemas de compensación)

Cuadro 2.8: ESTUDIOS FUNDAMENTALES

Fuente : C.F.Ramirez, Subestaciones de alta y extra alta tensión2st. (Mejia Villegas SA, 1991).

- Estudios transitorios

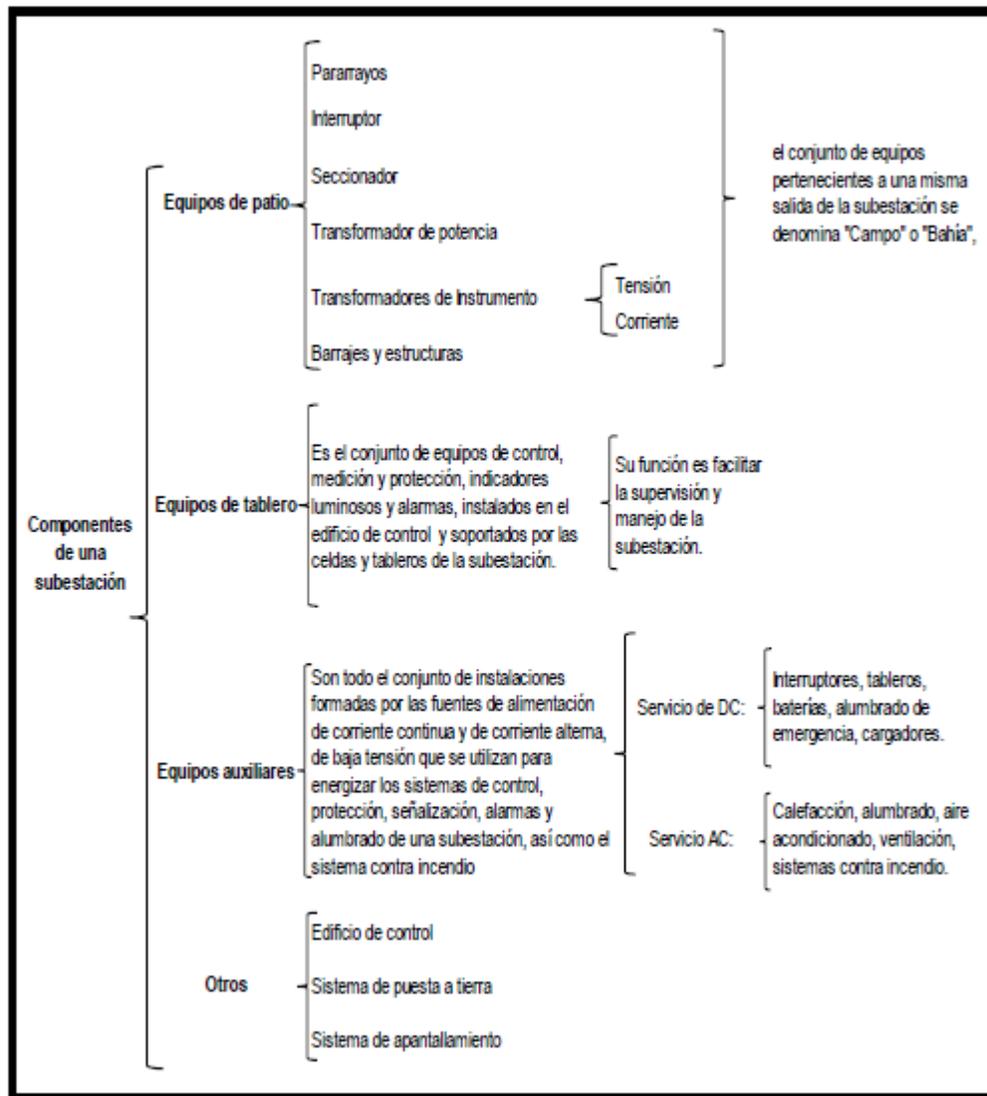
Estudios	Información obtenida	Uso de la información
Sobretensiones de maniobra	<ul style="list-style-type: none"> - Sobretensiones máximas - Corrientes de energización - Corrientes máximas - Bobinas limitadoras - Energía pararrayos 	<ul style="list-style-type: none"> - Selección de reactancias limitadoras - Selección de interruptores - Selección de pararrayos
Sobretensiones atmosféricas	<ul style="list-style-type: none"> - Máximas sobretensiones - Energía pararrayos - Distancia de pararrayos a equipos 	<ul style="list-style-type: none"> - Selección de pararrayos - Coordinación de aislamientos

Cuadro 2.9: ESTUDIOS DE TRANSITORIOS

Fuente : C.F.Ramirez, Subestaciones de alta y extra alta tensión2st. (Mejia Villegas SA, 1991).

■ **Selección de equipos:**

En esta etapa se realiza la selección de equipos de la subestación con base en los datos técnicos obtenidos para el sistema eléctrico donde se ubicara la subestación proyectada y la configuración seleccionada para la misma, en el cuadro siguiente se describen los equipos de la subestación.



Cuadro 2.10: EQUIPOS PRINCIPALES DE UNA SUBESTACIÓN

Fuente : C.F.Ramirez, Subestaciones de alta y extra alta tensión2st. (Mejia Villegas SA, 1991).

■ **Malla de puesta a tierra**

El diseño de la malla de tierra para la subestación deberá cubrir la totalidad del predio urbanizado de la subestación, en ocasiones se dispone también por fuera del

circulo perimetral; y parte de la medida de resistividad del terreno obtenida en los estudios técnicos realizados al lote anteriormente. La función principal de la malla de puesta a tierra es la de suministrar la adecuada protección al personal y al equipo que dentro o fuera de la subestación puedan quedar expuestos a tensiones peligrosas cuando se presente una falla dentro de la subestación. La metodología establecida para el cálculo de la malla de puesta a tierra es la definida en la norma IEEE Std 80; que supone la práctica más común a partir del diseño de una malla horizontal de conductores enterrados, complementada con un numero adicional de varillas. [IEEE80 [2000], F. Gómez [2011], JS Ramírez [2010], C.F.Ramírez [1991a,b], JS Ramirez [2010], Olovsson and Lejdeby [2008], A.M. Ortiz [2011]]

Debido a la importancia de contar con una resistividad baja en el sitio de la subestación, es necesario determinar las características del suelo que permitan definir los componentes de este, como adecuadas para abatir la resistencia de la red de tierra de la subestación. Las mediciones de la resistividad permitirán establecer la representación del suelo a través de un modelo homogéneo, por lo que se deberán realizar en varios lugares dentro de la superficie o donde se proyecte instalar la subestación; El método generalmente utilizado es el de los cuatro electrodos desarrollado por el Alemán Frank Wenner, este método se utiliza cuando se tiene suelo homogéneo, el cual es de una sola capa y se pueden realizar mediciones de resistividad con diferentes separaciones de electrodos, obteniéndose valor de resistividad constante, en cambio para un suelo heterogéneo las mediciones serán diferentes al cambiar la separación de electrodos. Este metodo es el mayormente utilizado para medir la resistividad promedio del terreno.

Para realizar las mediciones se requiere de cuatro pequeñas varillas localizadas sobre una línea recta las cuales se entierran a una profundidad (b) y espaciadas a una misma distancia entre ellas (a). Se hace circular una corriente de prueba de baja frecuencia entre los dos electrodos extremos (electrodos de corriente C1, C2) y se mide la caída de potencial con un voltímetro de alta impedancia entre los dos electrodos interiores electrodos de tensión (P1, P2), como lo muestra la siguiente figura .

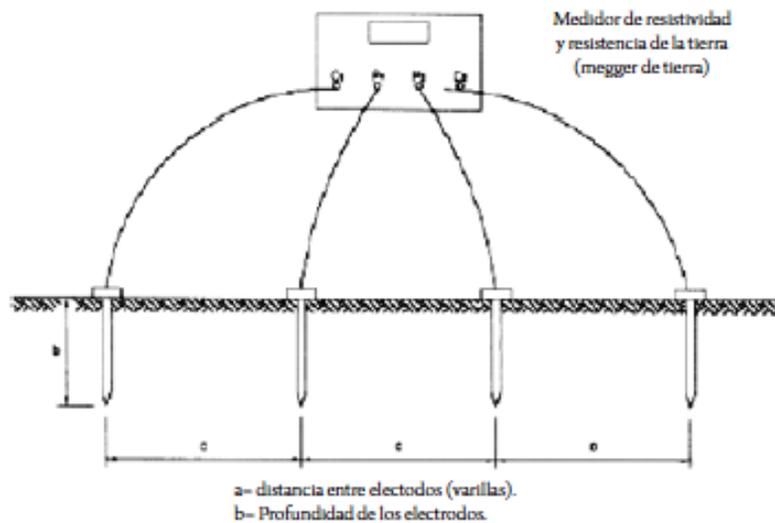


Figura 2.7: MEDICIÓN DE LA RESISTIVIDAD DEL TERRENO POR EL MÉTODO DE WENNER
Fuente : IEEE Guide for safety in ac substation grounding1st. (IEEE 80 de 2000).

Por lo tanto la relación entre la tensión y la corriente determina la lectura de la resistencia A , y con la siguiente ecuación, se calcula la resistividad del terreno [IEEE80 [2000]].

$$\rho = \frac{4\pi a R}{1 + \frac{2a}{\sqrt{a^2 + b^2}} - \frac{2a}{\sqrt{a^2 + b^2}}} \quad (2.1)$$

Donde

ρ : es la resistividad del terreno (Ω)

R : resistencia medida del terreno (Ω -m)

a : distancia entre electodos (m)

b : profundidad de los electodos (m)

En las Figura 3 y Figura. 4, se muestran las diferentes formas de contactos circunstanciales que una persona puede tener entre dos puntos dentro de una subestación, presentándose para cada caso un tipo de tensión de contacto, de paso, o de transferencia.

La tensión de paso se define como la máxima diferencia de tensión entre el punto de contacto de los pies de una persona que se encuentra parada en el área de la

subestación cuando ocurre una falla de fase a tierra.

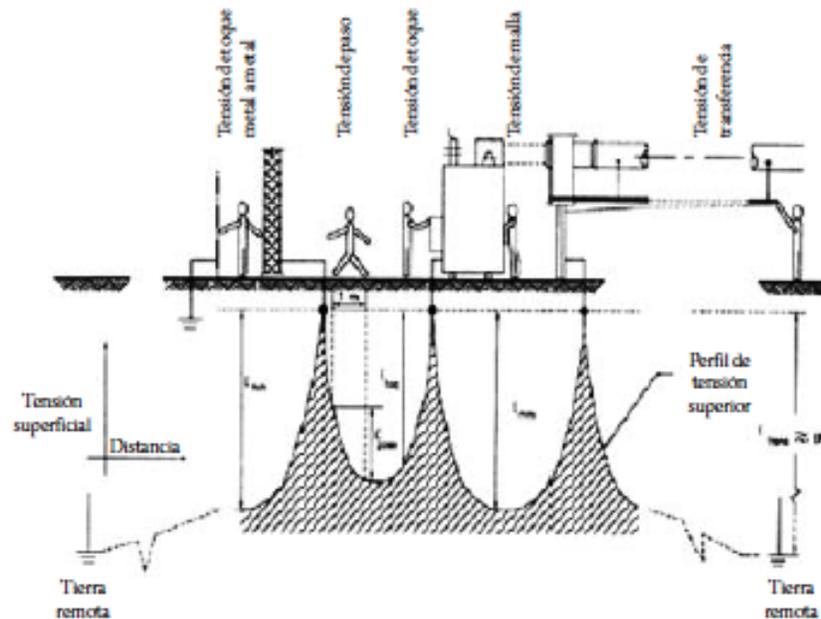


Figura 2.8: SITUACIONES BÁSICAS DE CHOQUE ELÉCTRICO

Fuente : IEEE Guide for safety in ac substation grounding1st. (IEEE 80 de 2000).

La tensión de toque se especifica como la máxima diferencia de tensión entre el punto de contacto de los pies de una persona que se encuentra parada en el área de la subestación y el punto de contacto de una o de sus dos manos al tocar una estructura metálica cuando ocurre una falla de fase a tierra.

La tensión de transferencia es un caso especial de la tensión de toque donde la tensión es transferida dentro o fuera de la subestación desde o hacia un punto remoto externo al área de la subestación.

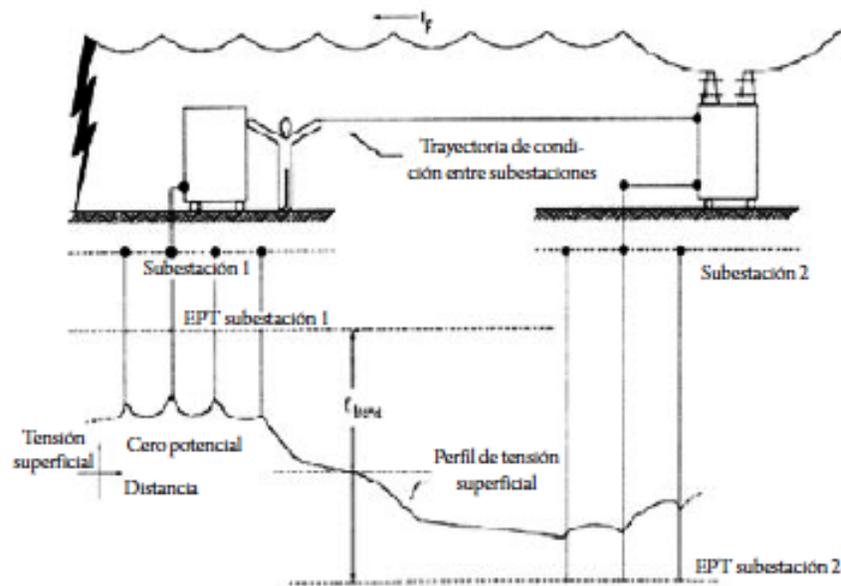


Figura 2.9: SITUACIÓN TÍPICA DEL RIESGO DE TENSIÓN DE TRANSFERENCIA

Fuente : IEEE Guide for safety in ac substation grounding1st. (IEEE 80 de 2000).

La tensión de transferencia ocurre cuando una persona que está dentro del área de la subestación toca un conductor aterrizado en un punto remoto, o una persona que está parada en un punto remoto toca un conductor conectado en la red de tierra de la subestación.

La metodología en la norma IEEE Std 80- 2000, permite calcular las tensiones de paso, de toque máximas que soporta el cuerpo humano para diferentes parámetros de diseño, así como la tensión de malla y la tensión del sistema máximas, las cuales por norma para asegurar un sistema de tierra deben ser:

$$E_m < E_{toque} \quad (2.2)$$

$$E_s < E_{paso} \quad (2.3)$$

Donde:

E_s : Tensión de paso del sistema de puesta a tierra propuesto

E_m : Tensión de malla del sistema de puesta a tierra propuesto

E_{toque} : Tensión de toque tolerable por el cuerpo humano

E_{paso} : Tensión de paso tolerable por el cuerpo humano

Si los cálculos basados en el diseño preliminar indican que pueden existir diferencias de potencial peligrosas dentro de la subestación, se deben estudiar diferentes alternativas de selección y aplicarlas donde sea adecuado.

■ Sistema de comunicaciones

La selección del sistema de telecomunicaciones debe ser la más apropiada para la intercomunicación de la subestación con las otras subestaciones asociadas al proyecto y con el centro de control del sistema eléctrico de la empresa Operadora.

Para adelantar la selección se debe tener en cuenta el diseño mismo, la configuración, sus niveles de calidad, confiabilidad y seguridad, al igual que el desempeño dentro del sistema general de comunicaciones del sistema, inicialmente deberá identificarse el sistema de telecomunicaciones que opera la compañía propietaria del proyecto; para luego proceder a seleccionarlo entre los siguientes tipos:

1. Red de radio microondas
2. Sistema de fibra óptica
3. Enlace de onda portadora por línea de potencia
4. Estación satelital
5. Red de radio móvil
6. Red telefónica publica

■ Sistema de auxiliares de CA y C.C.

Aparte de otras funciones secundarias asignadas, los servicios auxiliares constituyen la fuente de alimentación de los sistemas de mando, control y protecciones de las subestaciones; por ello deben ser diseñados con el objeto de mantener la propia confianza de los elementos principales de estos sistemas.

El criterio fundamental de diseño de un sistema de servicios auxiliares debe ser el de garantizar los suministros de energía necesarios para los diferentes sistemas que

lo componen, aunque se produzcan fallas en el propio sistema o en las fuentes que lo alimentan.

Para el diseño de los sistemas de auxiliares de la subestación deberán tenerse en cuenta también los aspectos de operación de la subestación como son: a) Confiabilidad: la cual debe ser mayor que la confiabilidad evaluada para la subestación b) Cargabilidad: se deben definir las cargas y consumos para las cargas de operación de la subestación misma, así como las cargas complementarias para la totalidad del proyecto. c) Modularidad: busca que al ampliarse en algún momento la subestación no requiera cambiarse el sistema de auxiliares. d) Flexibilidad: en ella se busca optimizar la topología de conexión del sistema de auxiliares. e) Simplicidad: busca eliminar las complejidades operativas del sistema f) Mantenibilidad: la cual busca garantizar los procesos de mantenimiento del sistema g) Optimización de costos.

Normalmente en las subestaciones se dispone de dos servicios de auxiliares:

1. **Servicios de auxiliares de corriente alterna:** se utilizan para alimentar las cargas de mayores consumos como son ventilaciones y bombas de equipo de patio y transformación; y demás sistemas complementarios de la misma como son iluminación, sistema contra incendios, sistemas de seguridad, aires acondicionados, instalaciones internas de edificios y como fuente de los sistemas de corriente continua. Las fuentes principales para el servicio de auxiliares de corriente alterna deben disponer de una redundancia del 100%. Las fuentes pueden ser: a) Internas: que dependen de la energía que suministra la propia subestación b) Externas: que dependen de la energía que suministra una red de media tensión independiente de las presentes en la subestación. c) De apoyo: para establecer la redundancia requerida para el sistema de auxiliares se definen dos fuentes adicionales como son: - Grupo de generación de emergencia Diesel: se establece para cubrir ciertas situaciones de falla que pudieran producirse dentro de la subestación. Este grupo no constituye un apoyo del 100%, sino que alimentará únicamente los “servicios esenciales” para garantizar el funcionamiento de líneas, transformadores, etc. - Sistemas de alimentación ininterrumpida: este sistema se establece para la alimentación de equipos de control digital (terminales, etc.) y otros que lo precisen dentro de la subestación.
2. **Servicios de auxiliares de corriente continua:** Se usa de respaldo por ser un

sistema de mayor confiabilidad, encargado de alimentar los sistemas secundarios de la subestación: protección, control, medida y comunicaciones. Usualmente este sistema de auxiliares de corriente continua requiere de alimentaciones a dos ó más valores de tensión, atendiendo las especificaciones técnicas de los diferentes sistemas presentes de control convencional, de control digital, de comunicaciones, etc. Igualmente las fuentes principales para el servicio de auxiliares de corriente continua deben disponer de una redundancia del 100 %. Las fuentes pueden ser: a) Equipos rectificador-batería: el estudio de la necesidad y/o conveniencia de instalar fuentes de corriente continua redundantes debe ser realizado para cada tensión sistema de suministro. Por lo que hay que determinar las características de cada equipo rectificador-batería en función de los consumos y del tiempo especificado de mantenimiento de la tensión de servicio en caso de ausencia de corriente de carga. b) Utilización de “doble canal”: para los sistemas de protección.

Los niveles de tensión normalizados para los servicios auxiliares se definen como la tensión asignada de los elementos de cierre y apertura de los equipos de maniobra y la tensión asignada a los circuitos auxiliares. Los valores normalizados se definen en las tablas siguientes:

Tensión corriente continua (V)	Tensión corriente alterna		
	Sistema trifásico tres o cuatro hilos (V)	Sistema monofásico tres hilos (V)	Sistema monofásico dos hilos (V)
24	-	120/240	120
48	120/208	-	120
60	(220/380)	-	-220
110 o 125	230/400	-	230
220 o 250	(240/415)	-	-240
	277/480	-	277
	347/600	-	347

Notas: Para tensión corriente alterna

- Los valores más bajos son los de fase y los valores más altos son los de línea
- El valor 230/400 V. será en el futuro el único valor normalizado de la IEC y se recomienda su adopción para sistemas nuevos

Cuadro 2.11: TENSIONES NORMALIZADAS. SERVICIO DE AUXILIARES .

Fuente : Norma IEC 60694(2002)

Sistema trifásico tres o cuatro hilos (V)	Sistema monofásico dos hilos (V)
-	120
120/208	-
127/220	120/240
220	-
277/480	-
480	-

Cuadro 2.12: TENSIONES NORMALIZADAS. SERVICIO DE AUXILIARES.

Fuente : Norma ANSI C84.1 (2001)

■ Sistema de protección y análisis de fallas

El sistema de control y protección de un sistema eléctrico de potencia lo conforman todos los medios e instalaciones necesarias para la óptima supervisión, protección, control y gestión de todos los parámetros y componentes del sistema, y en particular de los equipos de alta, media y baja tensión. Existen dos conceptos de control: El convencional y los sistemas automatizados.

El sistema de protección es sin embargo el más importante de cualquier instalación eléctrica y subestación. Los equipos de protección son los encargados de aislar selectivamente las partes del sistema eléctrico afectadas por una falla, en el menor tiempo posible, minimizando los daños en las instalaciones y procurando la continuidad del suministro del servicio eléctrico.

El alcance del sistema de control y protección incluye desde los relés de señalización dispuestos en los propios aparatos eléctricos, hasta los complejos sistemas para la gestión de redes de orden superior. Los sistemas de control ofrecen la posibilidad de maniobrar los equipos y aparatos.

En subestaciones eléctricas el sistema de protección y control está formado por un conjunto de funciones y sub-sistemas; la información para la operación de estos sistemas se obtiene directamente de los equipos de alta, media y baja tensión en los patios de la subestación.

Los sistemas de control y protección han evolucionado aceleradamente en los últimos años; el avance de la electrónica digital, los microprocesadores y sus buenos resultados, han permitido el desarrollo de sistemas digitales tanto de protección como de control, e incluso el desarrollo de sistemas que integran las funciones de protección, control, medida y que incorporan amplias facilidades de comunicación.

■ Sistema de control

Para la operación coordinada de los diferentes niveles de control de una subestación se emplean redes y medios de comunicación. Es de tener en cuenta que pueden existir varios niveles de control dependiendo de las necesidades de operación que se presenten en particular, pueden ser:

- De operación local: Las que se adelantan a nivel del propio equipo.
- De operación remota: Las que se adelantan desde un edificio de control ubicado dentro de la subestación o las que se realizan en un edificio de despacho alejado de la misma.

La estructura general del sistema de control de una subestación está por lo general dividida en tres (3) niveles:

a) Primer Nivel de control (Nivel de campo):

Se presenta en el ámbito de los equipos primarios de la subestación (seccionadores, interruptores, transformadores de corriente y tensión); la operación de los interruptores y seccionadores se hace por lo general en el mando del propio equipo. El control a este nivel reside en el propio mando del interruptor y seccionador y en la lógica de control implementada en el propio gabinete de mando.

b) Segundo nivel (Nivel de control de posición):

Conformado por elementos intermedios de la subestación como lo son: Armarios de agrupamiento, unidades de control de posición (unidades de control digital o control convencional mediante pulsadores y relés auxiliares, dependiendo de la tecnología de control empleada); y todos aquellos elementos encargados de las funciones asociadas al conjunto de la posición, tales como: control, supervisión, enclavamientos, regulación de voltaje, protección y medición.

c) Tercer nivel de control:

En él se realizan las tareas de supervisión, maniobra y control del conjunto de toda la subestación incluyendo todos los equipos y las posiciones de alta, media y baja tensión.

Lo que permite definir una estructura lógica del sistema de control, con dos niveles jerárquicos superiores:

- El nivel de control de posición, desde donde pueden ejecutarse órdenes y supervisar el sistema o parte de este.
- El nivel de campo desde donde se realiza la adquisición de datos fundamentales para la operación y el control de la subestación tales como: el estado de los equipos de maniobra, las tensiones y corrientes en el sistema, la temperatura en los devanados de los transformadores, el nivel de aceite en los transformadores, el nivel de gas en los interruptores, etc.

Para tener un sistema de control efectivo todos sus niveles deberán estar interconectados para lograr el mayor intercambio de información. En el diseño de los sistemas de control de una subestación se deben tener en cuenta los siguientes requerimientos:

- 1) Facilidad de expansión
- 2) Automatización de las funciones con el objeto de tener la información disponible de la subestación. Allí la acción que tomen los dispositivos de control puede ser ordenada a control remoto e inclusive realizada localmente
- 3) Establecer altos márgenes de seguridad (Redundancia de equipos de control)
- 4) Prever un margen alto de disponibilidad de equipos para garantizar la redundancia del sistema de control, ya que ello implica un nivel alto de seguridad, lo que permitirá en caso de que se presente una falla total, se tengan equipos adicionales para asegurar que la falla se reduzca a proporciones tolerables por el sistema.
- 5) Establecer un alto margen de flexibilidad del sistema de control para que se pueda acomodar a las condiciones de contingencia de la subestación, lo anterior obliga a:

- Prever la extensión o modificación parcial del sistema de control.
 - Prever la posibilidad de intercambiar equipos de diferentes fabricantes.
 - Efectuar el diseño inicial de tal manera que se reduzcan gastos cuando se realicen ampliaciones o modificaciones futuras teniendo en cuenta los estándares de sistemas abiertos permitiendo que el sistema de control y los diferentes equipos puedan intercambiar información y compartir recursos entre diferentes tecnologías.
- 6) Establecer para el sistema de control un alto grado de simplicidad en su diseño para aumentar su grado de confiabilidad; ya que éste debe coordinar el manejo de una gran cantidad de información de los equipos de patio y de las señales de maniobra, para cambiar el estado de la subestación ó proceder a aislar un sector de la misma cuando ésta se encuentre en falla.
- 7) El mantenimiento del sistema de control deberá ser simple y práctico, para ello se deberá definir un sistema automático de supervisión y reconocimiento de fallas

■ Sistema de protección

Los equipos de protección son los encargados de aislar selectivamente las partes del sistema eléctrico afectadas por una falla, en el menor tiempo posible, minimizando los daños en las instalaciones y procurando la continuidad del suministro del servicio eléctrico.

Los equipos de protección se ubican en el nivel de control de posición, en muchos casos los equipos de protección suelen ser equipos que además de proporcionar las funciones de protección propias de la posición, también son capaces de controlar la posición y hasta realizar las funciones de medición de las variables eléctricas de la posición, tales como tensión, corriente, frecuencia, potencia activa, potencia reactiva, etc.

Estos equipos suelen contar con interfaces de comunicación o contactos auxiliares que permiten su interacción con el resto del sistema.

Los algoritmos de protección contienen magnitudes y variables de referencia que pueden ajustarse a discreción del usuario, lo que determina la actuación o no del equipo de protección ante la presencia de determinadas condiciones.

Según las magnitudes, el umbral de actuación y el tiempo de actuación, existen diferentes funciones de protección.

Dependiendo del tipo de posición que se desee proteger en una subestación, se emplearán una o varias funciones de protección y por tanto uno o varios equipos de protección.

Los relés, más empleados para la protección de las diversas posiciones eléctricas en una subestación son:

a) Relés de sobre intensidad instantánea o con retardo de tiempo:

Detectan las corrientes por encima de un valor de umbral ajustable en una o más fases, y actúan después de un tiempo preestablecido. El tiempo de actuación es el mismo sin importar cuánto se ha excedido el umbral ajustado.

b) Relés de sobrecarga:

La condición de operación en el elemento protegido se simula con la misma constante de tiempo en el relé. Cualquier componente de carga es tomado en consideración por la réplica térmica en el relé, de acuerdo con las curvas de temperatura. En caso de que se sobrepase la temperatura ajustada, se emiten señales de alarma u órdenes de disparo según el caso. Los relés de sobrecarga se emplean usualmente en máquinas que puedan recalentarse, tales como transformadores y alternadores, y ocasionalmente en cables.

c) Relés diferenciales:

La corriente medida a la entrada y salida del elemento protegido se corresponde en fase, ángulo y magnitud y además se corresponden con una medida de referencia. En caso de que se sobrepase la corriente diferencial ajustada, el relé emite una orden de disparo. Los relés diferenciales se aplican principalmente a transformadores o generadores.

d) Relés de distancia:

La distancia entre una falla y el relé es asignada a un rango de disparo mediante la medición de la resistencia con referencia a la tensión y corriente de falla. De acuerdo con la característica distancia vs tiempo ajustada en el relé, éste dispara el interruptor apropiado o sirve como protección de respaldo.

e) Relés de protección de barras:

Es un sistema conformado por un circuito de medición que evalúa las magnitudes medidas en un determinado número de puntos, en las líneas o en el barraje. Usualmente el sistema de protección diferencial de barras incluye una protección de respaldo como la protección de falla de interruptor, además su fin es limitar el impacto de una falla en las barras de distribución sobre toda la red. Los esquemas de protección de las barras deben ser muy confiables de modo que no se produzcan disparos innecesarios y se seleccionen sólo los interruptores apropiados para aislar el fallo de la barra de distribución.

f) Relés de frecuencia:

En caso de que la frecuencia supere los límites pre-ajustados o en caso de una tasa de fluctuación inaceptable (df/dt), tal situación es detectada por un relé de frecuencia, siendo el resultado una desconexión o rechazo de carga.

g) Relés de tensión:

Estos relés actúan desconectando la carga en caso de que aparezcan desviaciones de la tensión pre-ajustada (subtensión o sobretensión)

h) Además existen otros equipos de protección aplicados específicamente a determinados componentes de la subestación, que requerirán de un análisis específico para cada caso en especial; tales equipos serían: relés de secuencia negativa, relés de potencia inversa para generadores, relés Buchholz para transformadores, etc.

■ **Conductores, barras aisladores y conectores**

Para las conexiones en subestaciones de alta tensión se consideran conductores de cobre, aluminio, aleación de aluminio o ACSR, los cuales al ser seleccionados deberán garantizar condiciones mecánicas adecuadas para los vanos de instalación, soportar los esfuerzos electrodinámicos presentes en las subestaciones y proveer un medio de transporte de corriente con capacidad adecuada de acuerdo con los niveles de tensión y potencia que se manejen. Inicialmente los conductores se seleccionan por la capacidad de corriente nominal de la subestación que depende de su nivel de tensión y su potencia, igualmente deberán tenerse en cuenta aspectos tales como

corriente de carga, corriente de cortocircuito, temperatura ambiente, velocidad del viento y radiación solar.

Los conductores del barraje de campo dependerán del límite térmico del circuito de interconexión asociado, el cual se refiere a la capacidad máxima de potencia que puede transportarse por el circuito sin que los niveles de tensión caigan por debajo de los niveles mínimos preestablecidos.

Los conductores del barraje de colectores que interconectan los diferentes campos de la subestación, deberán ser seleccionados para cada caso por separado, ya que dependerán del flujo de corrientes en sus barras y circuitos.

Una vez seleccionados los conductores por capacidad de corriente deberá preverse la eliminación de las pérdidas por efecto corona, este efecto se define como una descarga causada por la ionización del aire que rodea al conductor cuando este se encuentra energizado

■ Estructuras metálicas

El diseño de las estructuras metálicas de los pórticos y soportes de equipos requeridos deberá suplir las necesidades de la subestación y deberá realizarse por un Ingeniero idóneo en el tema, quien deberá profundizar sobre los tipos de estructuras más utilizadas y los factores de diseño a tener en cuenta: Tipos de carga, combinaciones de carga, factores de sobrecarga y criterios de fabricación.

■ Adecuación del predio

Esta labor cubre la ejecución de todos los estudios técnicos necesarios que permitirán establecer los movimientos de tierra requeridos para disponer de las áreas necesarias del proyecto, con base en criterios económicos, técnicos y ambientales. Adicionalmente se deberán adelantar estudios para el diseño de la protección de taludes y el sistema de recolección de aguas freáticas y de drenajes.

■ Diseño de obras civiles

Esta actividad cubre la ejecución de los diseños de las vías interiores y de acceso de la subestación, los drenajes de aguas lluvias, los tipos y longitudes de cárcamos y ductos, la ubicación de la caja de tiro, los cerramientos, la señalización interior y la

ubicación de las casetas para el sistema contraincendios, cimentaciones de pórticos y equipos de patio foso y cimentación para los transformadores, auto transformadores, reactores de terciario, rectores de neutro, transformadores zigzag, carrileras, tanques separadores de aceite, muros cortafuego; alumbrado exterior y perimetral, alumbrado de seguridad de patio, alumbrado del equipo de patios y alumbrado de acceso de la subestación

■ Edificaciones

Dependiendo de las características técnicas del proyecto, en esta actividad se definen y diseñan las edificaciones que conformarían la subestación como son: el edificio de control, las casetas de control, la portería y los parqueaderos.

2.6. Coordinación de aislamiento

Al diseñar una subestación es necesario protegerla contra dos tipos de sobretensiones:

■ Sobretensiones externas:

Son las originadas por las descargas atmosféricas, donde la magnitud de la onda es inferior al nivel de aislamiento de la línea y no alcanzan a ser detectadas por los aisladores de la instalación, lo que conlleva a instalar protecciones contra estas sobretensiones, para ello se usan dos sistemas:

- El DPS (Pararrayo):

Dispositivo que debe seleccionarse tal que su tensión nominal sea la tensión máxima a frecuencia nominal, a la cual se debe interrumpir la corriente remanente de una descarga transitoria, quedando después como si fuera un aislador.

- Blindaje:

Dispositivo que corresponde a una malla formada por cables de guarda que se instala sobre las estructuras metálicas del barraje de la subestación. Para el cálculo del blindaje se pueden utilizar cualquiera de los siguientes métodos: Método electro geométrico, método de bewley ó el método de las bayonetas

■ Sobretensiones debidas a maniobra de interruptores

Las sobretensiones más elevadas se obtienen por la apertura ó cierre de interruptores de potencia, que controlan las maniobras de recierre ó apertura de líneas cargadas a una tensión elevada al producirse la desconexión inicial. El fenómeno de que al abrir una corriente se produce una sobretensión, se basa en el principio de la conservación de la energía, es decir existe una energía cinética debido al flujo de corriente, al interrumpirse el flujo, la energía cinética se convierte en potencial, apareciendo una tensión eléctrica entre los terminales de los contactos abiertos. Lo anterior obliga por norma a cuando se seleccione un interruptor se debe establecer que cuando este se abra en ningún caso debe producir una sobretensión mayor a 2,5 veces la tensión nominal.

2.7. Distancia de seguridad

Al diseñar una subestación es necesario tener en cuenta la integridad de las personas que adelantarán actividades de operación y mantenimiento, por ello se deben definir las diferentes zonas de seguridad necesarias dentro de la subestación:

- Zona de circulación de personal:

Define la altura mínima desde el suelo a las partes vivas de la subestación por donde circula personal, y se establece como la distancia de fase a tierra aumentada en 2.25 m, que es la altura máxima que puede alcanzar un operador con los brazos levantados. En zonas que por circunstancias especiales las partes vivas están a menor altura con respecto a las especificadas, se deben instalar barandas de protección, la distancia de seguridad en aire está dada por:

$$d_h = d_{ft} + 0,9 \quad (2.4)$$

$$d_v = d_{ft} + 2,25 \quad (2.5)$$

Donde:

d_h : Distancia horizontal a respetar en las zonas de circulación en m.

d_v : Distancia vertical a respetar en las zonas de circulación en m (no debe ser inferior a 3 m.)

d_{ft} : Distancia mínima de fase a tierra correspondiente al nivel al nivel básico de aislamiento (NBI) en la zona.

En subestaciones o sitios donde circule personal, las distancias mínimas de seguridad deben contemplarse así:

$$d_{mc} = h_b + 2,25 \quad (2.6)$$

Donde:

d_{mc} : Distancia mínima de circulación personal, en m.

h_b : Equivalente a la distancia base d_{ft} , en m.

En zonas donde por motivos especiales no se cumplen con las distancias mínimas de seguridad se exige la instalación de barandas de seguridad de altura mínima 1,2 m.

$$d_{mc} = h_b + 0,9 \quad (2.7)$$

Donde

d_{mc} : Distancia mínima de circulación personal, en m.

h_b : Equivalente a la distancia base d_{ft} , en m.

- Zona de circulación de vehículos:

En las zonas de circulación de vehículos se establecen distancias horizontales mínimas a las partes vivas de 0,7 (m) mayor que la distancia de fase tierra; y las distancias verticales será por lo menos igual a la distancia base para conexiones rígidas y en el caso de conductores es igual a la distancia base más 0.5 m. El ancho del espacio de circulación se establece teniendo en cuenta las dimensiones exteriores del vehículo de mayor tamaño que se prevé entrará a la subestación, incluido el tamaño del transformador más voluminoso a instalar.

- Zonas de trabajo

Se determinan teniendo en cuenta que en cualquier sección de alta tensión de una subestación que se pretenda laborar, se debe garantizar la seguridad del personal de mantenimiento, y se define tomando la distancia base mas una longitud, que en total no debe ser inferior a 3 m.

Capítulo 3

Metodología a seguir en el dimensionamiento de una subestación eléctrica

3.1. Introducción

El dimensionado de las subestaciones eléctricas convencionales a la intemperie (Tipo AIS), es un proceso extenso que debe hacerse teniendo en cuenta muchas consideraciones, tales como de seguridad para la vida humana, distancias dieléctricas, normatividad vigente, área de terreno disponible para su construcción. Esta metodología se orienta a las configuraciones seleccionadas para la investigación.

El cálculo de las distancias necesarias para el dimensionamiento de una subestación, se adelantará teniendo en cuenta: los niveles seleccionados de tensión, el nivel de aislamiento y la altura sobre el nivel del mar; los cuales establecerán el dimensionamiento de la subestación prevista de acuerdo con la configuración seleccionada y dejando a criterio del diseñador la disposición de cada uno de los patios.

3.2. Selección de la configuración

Para el desarrollo de esta investigación se establecieron únicamente las configuraciones reconocidas por la Resolución CREG O97 DE 2008 para Colombia.

Cada una de estas configuraciones tienen sus respectivas desventajas y ventajas; con respecto a criterios de confiabilidad en la continuidad del servicio, la flexibilidad y seguridad en la operación, la facilidad en el mantenimiento y los costos de montaje y de operación que conllevan a un mayor o menor de la subestación requerida.

De acuerdo con éstos criterios y dependiendo del nivel de tensión que se vaya a manejar en determinada subestación, el diseñador definirá la configuración más conveniente, atendiendo las necesidades del proyecto. [Vargas [2009]]

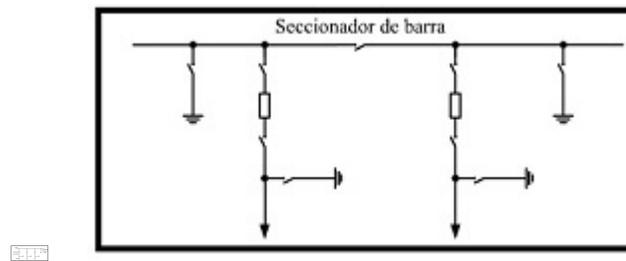


Figura 3.1: CONFIGURACIÓN : - BARRA SENCILLA / - BARRA SENCILLA PARTIDA

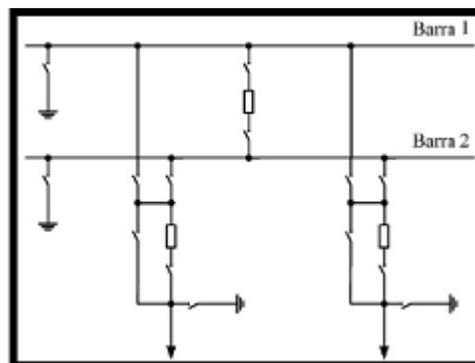


Figura 3.2: CONFIGURACIÓN - BARRA DOBLE CON BY PASS

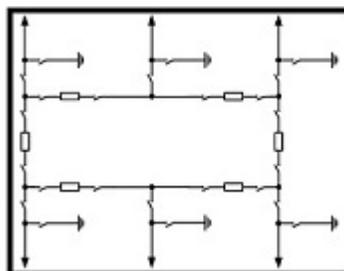


Figura 3.3: CONFIGURACIÓN - ANILLO

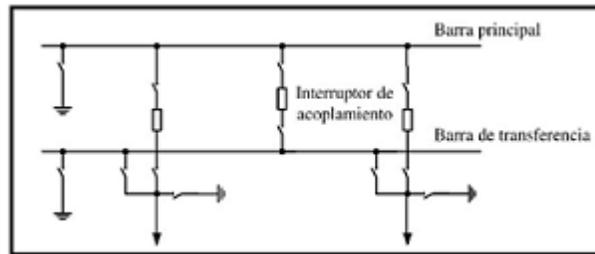


Figura 3.4: CONFIGURACIÓN - BARRA PRINCIPAL Y TRANSFERENCIA

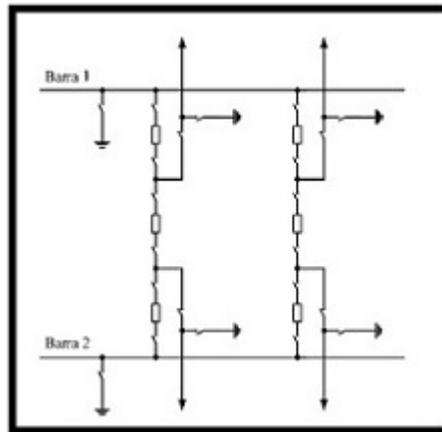


Figura 3.5: CONFIGURACIÓN - INTERRUPTOR Y MEDIO

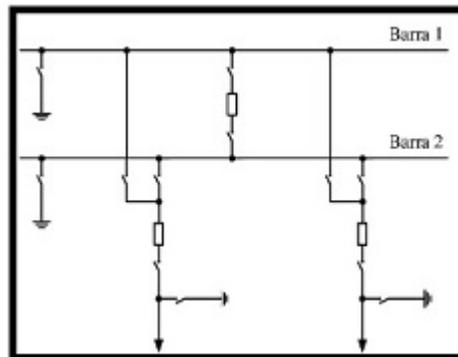


Figura 3.6: CONFIGURACIÓN - BARRA DOBLE

3.3. Selección del nivel básico de aislamiento

Para encontrar el Nivel Básico de Aislamiento (BIL) es necesario conocer las tensiones máximas para el equipo que se va a instalar en la subestación. .

Tensiones nominales del sistema en kV		Tensión máxima para el equipo en kV [U_m]
13,8		14,52
34,5		36,5
66	69	72,5
110	115	123
132	138	145
150	161	170
220	230	245
275	287	300
330	345	362
380	400	420
500		525
700 a 750		765

Cuadro 3.1: TENSIONES MÁXIMAS

Fuente : Norma IEC 60038 (2003)

A partir de estas tensiones máximas se debe seleccionar el BIL más adecuado, la publicación IEC 60071-1 define los niveles de aislamiento normalizados para instalaciones eléctricas correspondientes a las tensiones máximas [U_m] permisibles , con la combinación de dos componentes:

- Tensiones soportables asignadas de impulso atmosférico y de frecuencia industrial de corta duración para tensiones máximas $U_{m} < 300$ kV denominado rango I.
- Tensiones soportables asignadas de impulso atmosférico y de frecuencia industrial de corta duración para tensiones máximas $U_{m} \geq 300$ kV denominado rango II.

Tensión máxima del equipo U_m [kV] (valor eficaz)	Tensión de soportabilidad normalizada de corta duración a frecuencia industrial [kV] (Valor eficaz)	Tensión de soportabilidad normalizada al impulso tipo rayo [kV] (valor pico)
3.6	10	20
		40
7.2	20	40
		60
12	28	60
		75
		95
17.5	38	75
		95
24	50	95
		125
		145
36	70	145
		170
62	96	250
72,5	140	325
123	(185)	450
	230	550
145	185	450
	230	550
	275	650
170	(230)	(550)
	275	650
	325	750
245	(275)	(650)
	(325)	(750)
	360	850
	395	950
	460	1050

Cuadro 3.2: NIVELES DE AISLAMIENTO NORMALIZADOS PARA LAS TENSIONES ASIGNADAS DEL RANGO I - $1 \text{ kV} > U_m < 245 \text{ kV}$. - 1,2 / 50 (μs)

Fuente : Norma IEC 60071-1 (1993)

Tensión máxima del equipo U_m [kV] (valor eficaz)	Tensión de soportabilidad al impulso tipo maniobra			Tensión de soportabilidad normalizada al impulso tipo rayo [kV] (valor pico)
	Aislamiento longitudinal [kV] (valor pico)	Fase-tierra [kV] (valor pico)	Fase-Fase (relación con el valor pico fase-tierra)	
300	750	750	1,50	850 950
	750	850	1,50	950 1050
362	850	850	1,50	950 1050
	850	950	1,50	1050 1175
	850	850	1,60	1050 1175
420	950	950	1,50	1175 1300
	950	1050	1,50	1300 1425
	950	950	1,70	1175 1300
525	950	1050	1,60	1300 1425
	950	1175	1,50	1425 1550
	1175	1300	1,70	1675 1800
765	1175	1425	1,70	1800 1950
	1175	1550	1,60	1950 2100

Cuadro 3.3: NIVELES DE AISLAMIENTO NORMALIZADOS PARA LAS TENSIONES ASIGNADAS DEL RANGO I. $U_m > 245$ kV - 1,2 / 50 (μ s)

Fuente : Norma IEC 60071-1 (1993)

Una vez se definan los datos de Nivel de aislamiento BIL para cada uno de los niveles de tensión que se vayan a manejar en la Subestación Eléctrica, se continua con los cálculos necesarios para obtener las distancias dieléctricas y de seguridad mínimas que requiere el diseño de la Subestación.

3.4. Establecer las distancias de seguridad

3.4.1. Altura de los equipos sobre el nivel del piso

De acuerdo con el Reglamento Técnico de Instalaciones Eléctricas (RETIE), todas las subestaciones con aislamiento en aire (tipo AIS) de alta y extra alta tensión, deben cumplir con las distancias de seguridad presentadas a continuación HARPER [1993], Vargas [2009], Martín [1992], C.F.Ramírez [1991a,b], de Minas y de Energía [2008], F. Gómez [2011]], [de Minas y de Energía [2008], JS Ramirez [2010]]

La altura mínima de los equipos sobre el nivel del suelo está compuesta por las distancias que se referencian en la figura 3.7

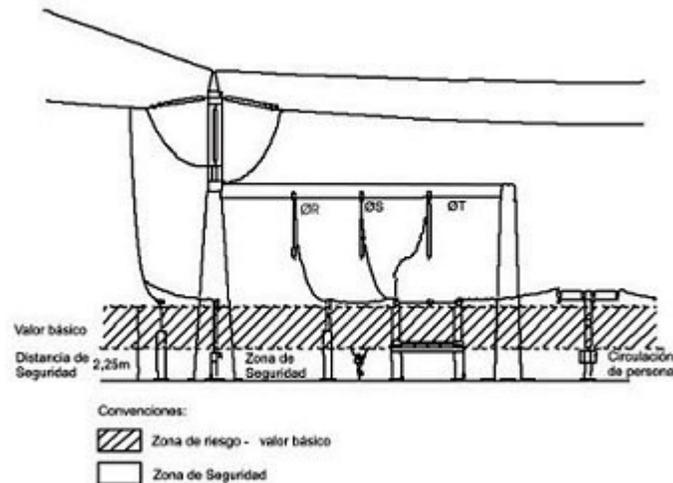


Figura 3.7: DISTANCIAS DE SEGURIDAD PARA CIRCULACIÓN DE PERSONAL.

Fuente : RETIE (2008), IEEE 80 Guide for safety in ac substation grounding1st..2000.

Los principales factores a considerar en el dimensionamiento de una subestación son las distancias mínimas en el aire para garantizar un nivel de aislamiento adecuado y las distancias de seguridad para las labores de revisión y mantenimiento sin peligro alguno para el personal.

A continuación se determinará cada una de ellas:

- **Distancia de Seguridad**

Corresponde a la distancia definida como mínima para una circulación normal de personal en el patio de la subestación, sin que el personal use escaleras u objetos que los puedan acercar a las partes energizadas, que en otras palabras es la altura promedio de una persona con un brazo levantado, la cual equivale a 2,25 m. Ver figura 3.8.

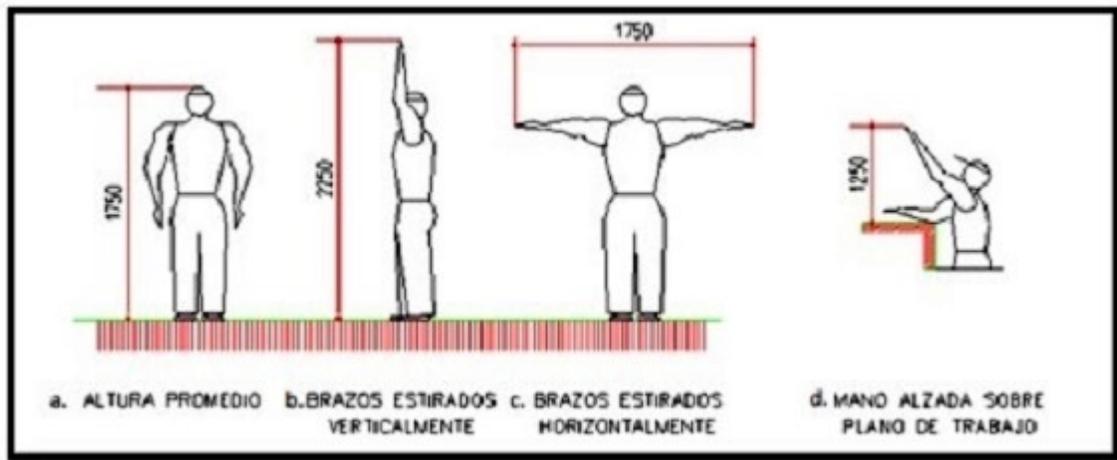


Figura 3.8: DIMENSIONES MEDIAS DE UN OPERADOR(En mm)

Fuente : RETIE (2008), IEEE 80 Guide for safety in ac substation grounding1st..2000.

■ Valor Básico

Relacionado con el nivel de aislamiento, el cual determina una zona de guarda alrededor de las partes energizadas para prevenir cualquier riesgo de flameo aun bajo las condiciones más desfavorables.

3.4.2. Cálculo de la distancia mínima a tierra

Una vez definidas las tensiones máximas que se van a manejar en la subestación y establecido el nivel de aislamiento requeridos para los equipos a instalar de acuerdo con lo establecido en la publicación IEC 60071-1 , se procede a adelantar el cálculo de las distancias fase-tierra y fase-fase; estas se determinan según el BIL calculado en la coordinación de aislamiento.

En las siguientes tablas se presentan los valores establecidos en la recomendación de IEC 60071-2, (1996) para las separaciones mínimas en aire fase-tierra y fase-fase

para los diferentes valores de los niveles normalizados de aislamiento al impulso tipo rayo y al impulso tipo maniobra [IEC [1993, 1996]].

Tensión soportada a impulso tipo rayo normalizada kV	Distancia en el aire mínima mm	
	Punta-estructura	Conductor-estructura
20	60	
40	60	
60	90	
75	120	
95	160	
125	220	
145	270	
170	320	
250	480	
325	630	
450	900	
550	1 100	
650	1 300	
750	1 500	
850	1 700	1 600
950	1 900	1 700
1 050	2 100	1 900
1 175	2 350	2 200
1 300	2 600	2 400
1 425	2 850	2 600
1 550	3 100	2 900
1 675	3 350	3 100
1 800	3 600	3 300
1 950	3 900	3 600
2 100	4 200	3 900

NOTA – El impulso tipo rayo normalizado es aplicable a los aislamientos fase-fase y fase-tierra.
 Para los aislamientos fase-tierra, la distancia en el aire mínima para las configuraciones conductor-estructura y punta-estructura es aplicable.
 Para los aislamientos fase-fase, la distancia en el aire mínima para la configuración punta-estructura es aplicable.

Cuadro 3.4: CORRELACIÓN ENTRE LAS TENSIONES SOPORTADAS A IMPULSO ATMOSFÉRICO Y DISTANCIAS MÍNIMAS EN EL AIRE $U_m < 300kV$.

Fuente : (Norma IEC 60071-2, 1996)

Tensión soportada a impulso de maniobra normalizada			Distancia en el aire mínima entre fases mm	
Fase-tierra kV	Valor fase-fase Valor fase-tierra	Fase-fase kV	Conductor- conductor paralelos	Punta-conductor
750	1,5	1 125	2 300	2 600
850	1,5	1 275	2 600	3 100
850	1,6	1 360	2 900	3 400
950	1,5	1 425	3 100	3 600
950	1,7	1 615	3 700	4 300
1 050	1,5	1 575	3 600	4 200
1 050	1,6	1 680	3 900	4 600
1 175	1,5	1 763	4 200	5 000
1 300	1,7	2 210	6 100	7 400
1 425	1,7	2 423	7 200	9 000
1 550	1,6	2 480	7 600	9 400

Cuadro 3.5: CORRELACIÓN ENTRE LAS TENSIONES SOPORTADAS A IMPULSO ATMOSFÉRICO Y DISTANCIAS MÍNIMAS FASE - FASE EN EL AIRE $U_m > 300kV$.

Fuente : (Norma IEC 60071-2, 1996)

Tensión soportada a impulso de maniobra normalizada kV	Distancia en el aire mínima fase-tierra mm	
	Conductor-estructura	Punta-estructura
750	1 600	1 900
850	1 800	2 400
950	2 200	2 900
1 050	2 600	3 400
1 175	3 100	4 100
1 300	3 600	4 800
1 425	4 200	5 600
1 550	4 900	6 400

Cuadro 3.6: CORRELACIÓN ENTRE LAS TENSIONES SOPORTADAS A IMPULSO DE MANIOBRA Y DISTANCIAS MÍNIMAS FASE - TIERRA EN EL AIRE $U_m > 300kV$.

Fuente : (Norma IEC 60071-2, 1996)

Las distancias fase - tierra se establecen de acuerdo con las recomendaciones establecidas en la norma referenciada.

Para $U_m \leq 300kV$

$$\text{Valor}_{\text{básico}} = d_{\text{mínima}} * 1,1 \text{ [mm]} \quad (3.1)$$

Para $U_m > 300kV$

$$\text{Valor}_{\text{básico}} = d_{1000} = d_{\text{mínima}} * 1,06 \text{ [mm]} \quad (3.2)$$

Donde:

Valor básico: Distancia dieléctrica a la altura de 1000 m.s.n.m. ó d_{1000} [mm]

$d_{\text{mínima}}$: Distancia mínima fase tierra, definida en la norma (IEC 60071-2, 1996) .

Estas distancias se encuentran referenciadas para una altura de 1000 m.s.n.m. ; y ya que todas las Subestaciones Eléctricas se encuentran a diferentes alturas sobre el nivel del mar, por lo anterior se hace necesario corregir este valor por altitud a partir de 1000 m.s.n.m, de acuerdo con la siguiente ecuación, que considera un incremento en la distancia eléctrica de 1,25 % por cada 100 m de incremento en altitud [Martin [1992]].

$$d_h = d_{1000} + 0,0125 \times \left(\frac{h - 1000}{100} \right) \times d_{1000} \quad (3.3)$$

Donde:

h : Altura sobre el nivel del mar de la Subestación Eléctrica en [mm]

d_h : Distancia dieléctrica a la altura de h (m.s.n.m.) ó Valor Básico Corregido.

d_{1000} : Distancia dieléctrica a la altura de 1000 m.s.n.m. o Valor Básico [mm]

3.4.3. Distancia mínima fase - fase

Las distancias entre fases para todos los niveles de tensión se calculan como lo indica la siguiente tabla.

CLASE DE CIRCUITO Y TENSIÓN ENTRE LOS CONDUCTORES CONSIDERADOS	DISTANCIAS HORIZONTALES DE SEGURIDAD [cm]
Conductores de comunicación expuestos	15
	7,5
Alimentadores de vías férreas	–
0 a 750 V (4/0 AGUA o mayor calibre).	15
0 a 750 V (calibre menor de 4/0 AGUA).	30
Entre 750 V y 8,7 kV.	30
Conductores de suministro del mismo circuito.	–
0 a 8,7 kV	–
Entre 8,7 y 50 kV	30
Más de 50 kV	Ningún valor especificado
Conductores de suministro de diferente circuito (3)	–
0 a 8,7 kV	30
Entre 8,7 y 50 kV	30 más 1 cm por kV sobre 8,7 kV
Entre 50 kV y 814 kV	72,5 más 1 cm por kV sobre 50 kV

(1) No se aplica en los puntos de transposición de conductores.(2) Permitido donde se ha usado regularmente espaciamento entre pines, menor a 15 cm. No se aplica en los puntos de transposición de conductores puntos de transposición de conductores.(3) Para las tensiones que excedan los 50 kV, la distancia de seguridad deberá ser incrementada en un 1% por cada 100 m en exceso de 1000 metros sobre el nivel del mar. Todas las distancias de seguridad para tensiones mayores de 50 kV se basarán en la máxima tensión de operación

Cuadro 3.7: DISTANCIA HORIZONTAL ENTRE CONDUCTORES SOPORTADOS EN LA MISMA ESTRUCTURA DE APOYO.

Fuente : RETIE (2008)

- Para $8,7 \leq V \leq 50$ [kV]

$$d_{FF} = 8,7 + (V_{max} - 30) \times 10[mm] \quad (3.4)$$

Donde:

V_{max} : Tensión máxima de operación [kV]

-Para $V > 50$ [kV]

Ya que para estas tensiones no hay ningún valor especificado, se toma la distancia

de Conductores de suministro de diferente circuito, trabajándose entonces con la siguiente fórmula:

$$d_{FF1000} = 725 + (V_{max} - 50) \times 10 [mm] \quad (3.5)$$

Donde:

V_{max} : Tensión máxima de operación [kV]

Ahora esta distancia debe ser incrementada así:

$$\%incremento = \frac{(h - 1000)}{300} \times 3 \quad (3.6)$$

$$d_{(FFincrementada)} = d_{FF1000} \times \left(\frac{1 + incremento}{100} \right) [mm] \quad (3.7)$$

3.4.4. Altura de los equipos a nivel de suelo

La altura a los equipos se definiría por la suma de la distancia de seguridad y el valor básico en términos de la altura m.s.n.m. de la Subestación a diseñar.

$$h_{equipos} = d_{minima} + d_h [mm] \quad (3.8)$$

Donde:

h_e : Altura de los equipos a nivel de suelo [mm]

d_{minima} : Distancia mínima fase tierra, definida en la norma (IEC 60071-2, 1996) .

d_{1000} : Distancia dieléctrica a la altura de 1000 m.s.n.m. o Valor Básico [mm]

3.4.5. Altura de las barras colectoras

La altura de las barras colectoras sobre el nivel del suelo, es igual a la suma de la altura de los equipos sobre el nivel del suelo con la distancia fase-fase.

$$Altura\ barra\ colectoras = h_{Equipos} + d_{(FFincrementada)} \quad (3.9)$$

Donde:

h_e : Altura de los equipos a nivel de suelo [mm]

$d_{(FFincrementada)}$: Distancia fase fase corregida.

3.4.6. Distancia entre equipos de patio y longitud del campo

La longitud del campo está determinada por la configuración de la subestación y por las otras distancias entre los diferentes equipos; al final esta distancia no se determina por las distancias mínimas sino más bien por razones de estética, montaje y mantenimiento.

En el siguiente cuadro se ilustra un intervalo típico de separación entre centros de equipos para diferentes niveles de tensión, en todas sus posibles combinaciones. Igualmente se pueden encontrar las distancias mínimas horizontales para las vías de circulación.

Equipos (entre equipo y equipo)		Distancia típica [m]			
		72,5 kV	123 kV	245 kV	550 kV
1	Transformador de instrumentación y seccionador	2,0	3,0	4,0	6,0
2	Interruptor y seccionador	2,0	3,0	4,5 - 5,5	7,0 - 8,0
3	Interruptor y seccionador con vía de circulación	5,5	7,5	8,0 - 9,5	12,0 - 14,0
4	Interruptor y transformador de instrumentación	1,5	2,0	3,5 - 4,5	6,5
5	Interruptor y transformador de instrumentación con vía de circulación	5,0	6,5	6,5	10,0 - 12,0
6	Seccionador y seccionador	3,0	3,5	6,0	7,0 - 8,0
7	Seccionador pantógrafo y seccionador pantógrafo	-	3,0	4,5	6,5
8	Seccionador pantógrafo y transformador de instrumentación	-	2,5	3,5	5,5
9	Interruptor y seccionador pantógrafo	-	3,0	5,0	10,0
10	Interruptor y seccionador pantógrafo con vía de circulación	-	7,0	7,5 - 9,0	11,0 - 13,0
11	Seccionador y seccionador pantógrafo	-	3,5	4,5	7,0
12	Entre transformadores de instrumentación	1,5	2,0	3,0	4,0 - 5,0
13	Pararrayos y transformadores de instrumentación	1,5	2,0	3,0	5,0
14	Entre cualquier equipo y el cerco perimetral [IEEE std 1119]	3,7	4,0	4,9	6,4

Cuadro 3.8: DISTANCIAS TÍPICAS ENTRE CENTROS DE EQUIPOS.

Fuente : C.F.Ramírez, Subestaciones de alta y extra alta tensión.2st. (Mejía Villegas SA, 1991).

Para la distancia desde el último equipo hasta el cerco perimetral es necesario considerar la vía perimetral, espacio para cárcamos de cableado y el espacio para las

cunetas que requieran las obras civiles, además se debe tener en cuenta las distancias mínimas de seguridad y de seguridad entre las partes energizadas y el cerco perimetral, en el Cuadro 3.9 se ilustran los intervalos típicos de acuerdo con la Figura 3.9:

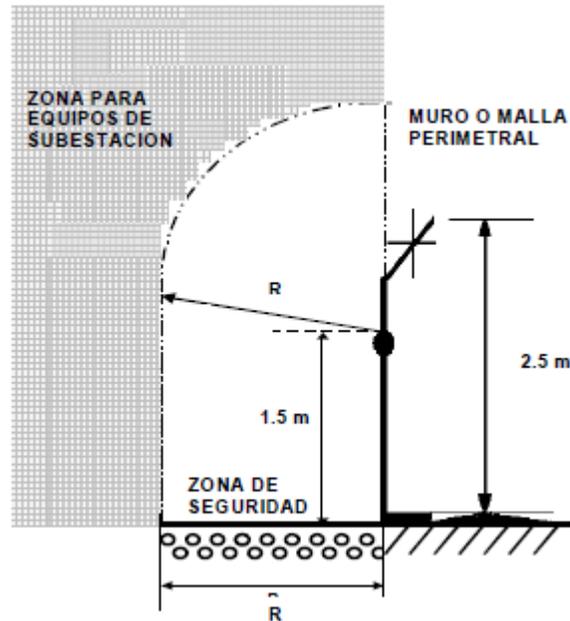


Figura 3.9: DISTANCIA DE SEGURIDAD AL MURO PERIMETRAL

Fuente : C.F.Ramírez, Subestaciones de alta y extra alta tensión.2st. (Mejía Villegas SA, 1991).

Tensión kV	(m)	A(m)
15 a 38	4.6	3.1
72.5	4.9	3,7
123	5.1	4
245	5.8	4.9
550	7.6	6.4

Cuadro 3.9: DISTANCIAS MÍNIMAS AL CERCO PERIMETRAL O MURO

Fuente : C.F.Ramírez, Subestaciones de alta y extra alta tensión.2st. (Mejía Villegas SA, 1991).

3.4.7. Distancia mínima para movimiento de vehículos

El tamaño de las subestaciones y la dimensión física de los equipos hacen necesario tener vehículos para desplazarse y/o mover carga a través o en medio de ellas., por

lo que se debe prever una zona de seguridad para estos casos

La distancia mínima para vehículos se calcula de la siguiente manera: [Martin [1992], C.F.Ramírez [1991b]].

$$D = (d_{\text{minima}} + 0,7) + 0,9 \quad (3.10)$$

$$H = (d_{\text{minima}} + 0,7) + 2,25 \quad (3.11)$$

Donde:

D: Distancia horizontal en metros que se debe respetar en todas las zonas de circulación [m].

H: Distancia vertical en metros que debe respetarse en todas las zonas de circulación. Nunca debe ser menor de 3 metros [m].

d_{minima} : Distancia mínima de fase a tierra correspondiente teniendo en cuenta el BIL.

Los espacios para la circulación de equipos deben considerar las dimensiones de la maquinaria, como son el modelo del remolque, tipo de vehículo, peso, etc., y las distancias horizontales por razones de seguridad se deben considerar 70 cm mayores de las verticales.

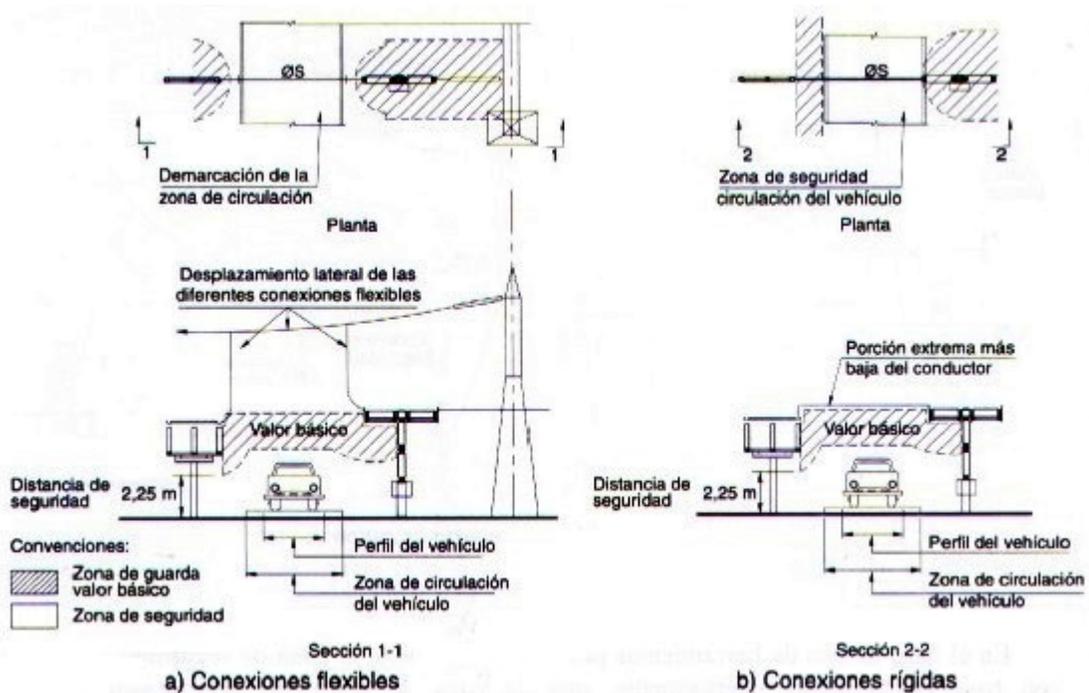


Figura 3.10: DISTANCIA MINIMAS CIRCULACIÓN VEHICULOS

3.4.8. Altura de remate de las líneas de transmisión

En las llegadas y salidas de subestaciones, la distancia entre la primera estructura y el marco de la subestación se denomina remate. Esta debe estar comprendida entre 40 y 60 metros de distancia y una altura no inferior a 6 m.

Los cables deben tener la tensión mínima necesaria para cumplir con los alineamientos especificados, de acuerdo con lo referido altura de remate, se calcula con la siguiente expresión:

$$h_l = 5 + (0,006 * U_m)$$

Donde

U_m : Es la máxima tensión de diseño del equipo.

h_l : Altura de remate de las líneas

3.4.9. Distancias de seguridad en subestaciones Tipo exteriores.

El criterio utilizado para determinar las distancias de seguridad para subestaciones de alta y extra alta tensión; se basa en lo publicado por el Comité N° 23 de la CIGRÉ(Paris y otros, 1971).

Se deben cumplir las distancias de seguridad y lineamientos establecidos en la figura 3.7, la figura 3.11; y lo establecido en los cuadros 3.1, 3.2 y 3.3. [IEC [1996], de Minas y de Energía [2008], C.F.Ramírez [1991b]].

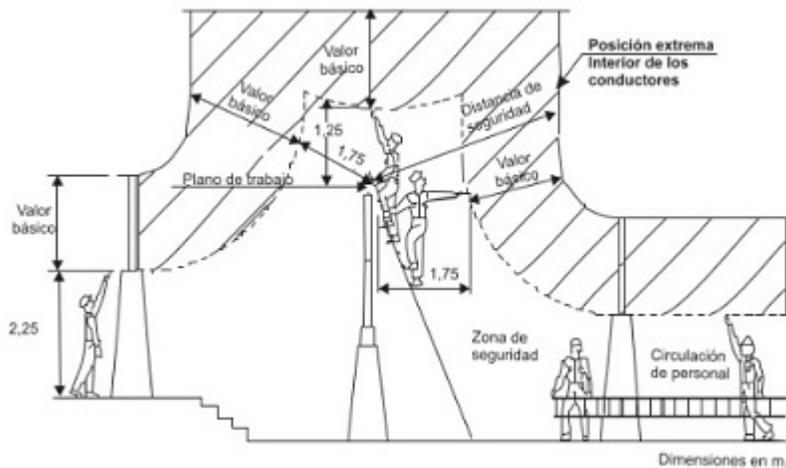


Figura 3.11: ZONAS DE SEGURIDAD. MANTENIMIENTO RUTINA

Fuente : Tomado de RETIE (2008), IEEE 80 Guide for safety in ac substation grounding1st..2000.

U _p [kV] (valor pico)	Distancia mínima según IEC [m]	Distancias de seguridad													
		Valor básico			Circulación de personal			Horizontal			Vertical			Circulación de vehículos	
		Cantidad que se adiciona %	Valor básico [m]	Bajo conexiones		[m]	Zona de seguridad [m]	Valor total [m]	Zona de seguridad [m]	Valor total [m]	Zona de seguridad [m]	Valor total [m]	Tolerancia [m]	Valor total [m]	
				Zona de seguridad [m]	Valor total [m]										
(1)	(2)	(3)	(4)	(5)=(2)+(4)	(6)	(7)=(5)+(6)	(8)	(9)	(10)=(5)+(9)	(11)	(12)=(5)+(11)	(13)	(14)	(15)=(5)+(13)+(14)	
60	0,09	10	0,01	0,10	2,25	0	2,25	1,75	0	1,25	0	0	0,70	0	
75	0,12	10	0,01	0,13	2,25	0	2,25	1,75	0	1,25	0	0	0,70	0	
95	0,16	10	0,02	0,18	2,25	0	2,25	1,75	0	1,25	0	0	0,70	0	
125	0,22	10	0,02	0,24	2,25	0	2,25	1,75	0	1,25	0	0	0,70	0	
170	0,32	10	0,03	0,35	2,25	0	2,25	1,75	0	1,25	0	0	0,70	0	
200	0,38	10	0,04	0,42	2,25	0	2,25	1,75	0	1,25	0	0	0,70	0	
250	0,48	10	0,05	0,53	2,25	0	2,25	1,75	0	1,25	0	0	0,70	0	
325	0,63	10	0,07	0,70	2,25	0	2,25	1,75	0	1,25	0	0	0,70	0	
380	0,75	10	0,08	0,83	2,25	3,08	2,25	1,75	0	1,25	0	0	0,70	0	
450	0,90	10	0,10	1,00	2,25	3,25	2,25	1,75	0	1,25	0	0	0,70	0	
550	1,10	10	0,11	1,21	2,25	3,46	2,25	1,75	2,96	1,25	0	0	0,70	0	
650	1,30	10	0,13	1,43	2,25	3,68	2,25	1,75	3,18	1,25	0	0	0,70	0	
750	1,50	10	0,15	1,65	2,25	3,90	2,25	1,75	3,40	1,25	2,90	0	0,70	0	
850	1,70	10	0,17	1,87	2,25	4,12	2,25	1,75	3,62	1,25	3,12	0	0,70	0	
950	1,90	10	0,19	2,09	2,25	4,34	2,25	1,75	3,84	1,25	3,34	0	0,70	0	
1050	2,10	10	0,21	2,31	2,25	4,56	2,25	1,75	4,06	1,25	3,56	0	0,70	0	
1175	2,35	10	0,24	2,59	2,25	4,84	2,25	1,75	4,34	1,25	3,84	0	0,70	0	
1300	2,60	10	0,26	2,86	2,25	5,11	2,25	1,75	4,61	1,25	4,11	0	0,70	0	
1425	2,85	6	0,17	3,02	2,25	5,27	2,25	1,75	4,77	1,25	4,27	0	0,70	0	
1550	3,10	6	0,19	3,29	2,25	5,54	2,25	1,75	5,04	1,25	4,54	0	0,70	0	

Distancias de seguridad en el aire.

(*) El valor mínimo recomendado es 3 m, pero puede ser un poco menor según las condiciones locales, procedimientos estandarizados de trabajo.

(**) Se determina en cada caso.

Cuadro 3.10: DISTANCIAS DE SEGURIDAD EN EL AIRE.

Fuente : Tomado de RETIE (2008), IEEE 80 Guide for safety in ac substation grounding1st..2000.

Capítulo 4

Metodología a seguir en el dimensionamiento de la malla de puesta a tierra de una subestación eléctrica

4.1. Introducción

El Reglamento Técnico para Instalaciones Eléctricas RETIE para el país en su revisión más reciente; establece que toda instalación eléctrica debe disponer de un sistema de puesta a tierra (SPT), de tal forma que cualquier punto accesible a las personas que puedan transitar o permanecer allí, no estén sometidas a tensiones de paso o de contacto que superen los umbrales de soportabilidad del cuerpo humano cuando se presente una falla, y se debe tener presente que el criterio fundamental para garantizar la seguridad de los seres humanos, es la máxima corriente que pueden soportar, debida a la tensión de paso o de contacto y no el valor de la resistencia de puesta a tierra tomado aisladamente. Un bajo valor de resistencia de puesta a tierra es siempre deseable para disminuir el máximo potencial de tierra, por tanto al diseñar un sistema de puesta a tierra, es fundamental determinar tensiones máximas que pueden ser aplicadas al ser humano en caso de falla [1].

En el presente capítulo se presentará la metodología para el diseño de una malla de puesta a tierra teniendo en cuenta los aspectos normativos indicados en el Standard

ANSI/IEEE 80 de título "Guide for Safety in a.c. Substation Grounding".

4.2. Funciones de la malla de puesta a tierra

Entre las más importantes se tienen:

- Evitar sobre voltajes producidos por descargas atmosféricas, operación o maniobras de disyuntores.
- Proporcionar una vía rápida de descarga de baja impedancia con el fin de mejorar y asegurar el funcionamiento de las protecciones.
- Proporcionar seguridad al personal de la subestación.

4.3. Requisitos de una malla de puesta a tierra

Los requisitos que debe cumplir una malla de puesta a tierra son los siguientes:

1. Debe tener una resistencia tal, que el sistema se considere sólidamente puesto a tierra.
2. La variación de la resistencia, debido a cambios ambientales, debe ser despreciable de manera que la corriente de falla a tierra, en cualquier momento, sea capaz de producir el disparo de las protecciones.
3. Impedancia de onda debe ser de valor bajo para fácil paso de las descargas atmosféricas.
4. Debe conducir la corriente de falla sin provocar gradientes de potencial peligrosos entre sus puntos vecinos.
5. Al pasar la corriente de falla durante el tiempo máximo establecido de falla, (es decir disparo de respaldo), no debe haber calentamientos excesivos.
6. Debe ser resistente a la corrosión.

4.4. Metodología de diseño según Norma IEEE 80 de 2000

4.4.1. Consideraciones establecidas por la norma para el diseño de mallas de puesta a tierra

Esta metodología se utiliza típicamente para el diseño de mallas de puesta a tierra con las siguientes especificaciones:

- Geometría cuadrada, rectangular, en L o en T.
- Distancias de separación entre conductores paralelos entre 3 m y 15 m.
- Profundidades típicas de la malla entre 0,5 m y 1,5 m.
- Calibre de conductores típico entre 2/0 AWG y 500 kcmil.
- Tamaño de la retícula interna de la malla uniforme.
- Se pueden incluir electrodos verticales (varillas) siempre y cuando estén ubicadas uniformemente en la periferia o en el área total de la malla.
- Aplica un modelo del terreno homogéneo, con un solo valor de resistividad.

4.4.2. Diagrama de flujo

- El diagrama de flujo siguiente, ilustra la secuencia a seguir de los pasos de diseño de la red de tierras, acorde con lo establecido en la norma IEEE 80 de 2000.

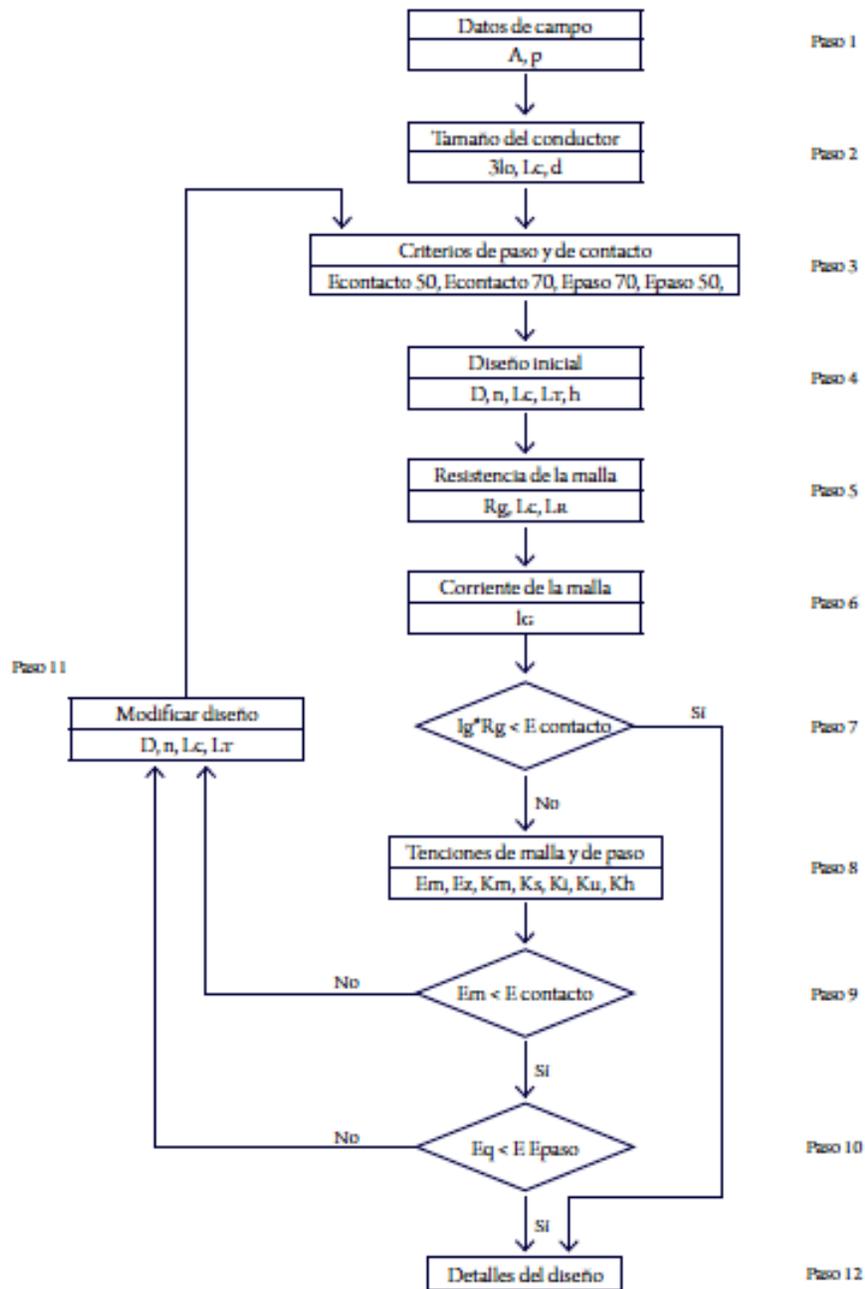


Figura 4.1: DIAGRAMA DE FLUJO PARA EL CÁLCULO DE LA MALLA DE PUESTA A TIERRA
Fuente : IEEE 80 Guide for safety in ac substation grounding1st..2000.

- Tabla de nomenclatura establecida para el diagrama de bloques de la metodología IEEE 80 de 2000

Símbolo	Descripción
ρ	Resistividad del terreno, Ωm
$3I_0$	Corriente simétrica de falla, A
A	Área ocupada por la malla de tierra, m^2
D	Diámetro del conductor de la malla, m
D'	Espacio entre conductores paralelos, m
E_m	Tensión de retícula, V
$E_{T,50 \text{ ó } 70}$	Tensión de toque permisible, V
E_s	Tensión de paso, V
$E_{S,50 \text{ ó } 70}$	Tensión de paso permisible, V
GPR	Máxima tensión de la malla relativa a la tierra remota, V
h	Profundidad de la malla, m
I_G	Máxima corriente asimétrica entre la malla y tierra, A
K_0	Factor de enterramiento de la malla
K_1	Factor de corrección por geometría de malla
K_2	Factor de corrección, varillas en las esquinas de la malla
K_m	Factor de geometría para tensiones de retícula
K_s	Factor de geometría para tensiones de paso
L_c	Longitud total de cable enterrado, m
L_M	Longitud efectiva de $L_c + L_R$ para tensión de retícula, m
L_R	Longitud total de varillas enterradas, m
L_S	Longitud efectiva de $L_c + L_R$ para tensión paso, m
L	Longitud total efectiva del sistema incluyendo la malla y las varillas, m
n	Número de conductores paralelos en una dirección
R_g	Resistencia de tierra, Ω
t_c	Duración de la corriente de falla para determinar el tamaño del conductor, s
t_f	Duración de la corriente de falla para determinar el factor de decremento, s

Figura 4.2: NOMENCLATURA PUESTA A TIERRA

Fuente : IEEE 80 Guide for safety in ac substation grounding1st..2000

4.4.3. Procedimiento de diseño

Descripción de los pasos establecidos en el diagrama de flujo:

- Paso 1:

De los diseños preliminares de la subestación, el plano de vista de planta determina el área de cubrimiento de la malla, de acuerdo con la localización general de los equipos y los requerimientos urbanísticos de la subestación; y del estudio de la resistividad del terreno se determinará el perfil de la resistividad y el modelo de suelo a utilizar (esto es, modelo uniforme ó modelo de dos capas).

- Paso 2:

Se determina el calibre del conductor de la malla con la ayuda de la ecuación (4.19), teniendo en cuenta, en la estimación de la corriente de falla $3I_o$, la corriente máxima de falla que podría llegar a conducir algún conductor del sistema de tierras, y el tiempo, t_c , máximo de posible interrupción (incluyendo el respaldo ó protecciones).

- Paso 3:

Los valores tolerables de toque y de paso se determinan por las ecuaciones (4.3), (4.4), (4.5) y (4.6). La selección del tiempo de duración de la falla, t_s , se basa en el juicio del ingeniero de diseño.

- Paso 4:

En el diseño preliminar se incluirá un conductor alrededor de la periferia del área que se aterrizará, además adecuar conductores paralelos para suministrar un acceso conveniente para el aterrizaje de los equipos, etc. Los estimados iniciales del espaciamiento entre conductores y ubicación de las varillas de aterrizaje se basan en la corriente máxima a circular por la malla, I_G , y el área a ser aterrizada.

- Paso 5:

Para el cálculo preliminar de la resistencia de malla del sistema de tierra en suelo uniforme; se determinará por la ecuación (4.12). Para el diseño final, es necesario que el diseñador establezca estimaciones más precisas. Un análisis computarizado que se basa en modelar los componentes del sistema de tierras a detalle, puede calcular la resistencia de malla con un alto grado de precisión, asumiendo que el modelo de suelo se escoja correctamente.

- Paso 6:

La corriente que circulara por la malla, I_G , se determina por la ecuacion (4.9). Para prevenir un sobre diseño del sistema de tierra se tomara en cuenta, para el diseño de la rejilla, solamente la porción de la corriente de falla, $3I_o$, que fluye desde la red a una tierra remota. La corriente, I_G , debe, de cualquier manera, reflejar el peor tipo de falla y su localización, el factor de decremento, y cualquier expansión futura del mismo.

- Paso 7:

Se calcula la máxima tensión de la malla relativa a la tierra remota, con la ecuación ($GPR = I_G * R_G$), Si su valor es menor que del voltaje de toque tolerable, no se necesita de un análisis adicional. Solamente será necesario dejar conductores adicionales en la malla para dar acceso a las terminales de aterrizaje de los equipos.

- Paso 8:

Se calculan el voltaje de retícula (lazo ó malla) y el voltaje de paso de malla, de acuerdo con las ecuaciones (4.20) y (4.33) establecidas.

- Paso 9:

Si el voltaje de retícula (lazo o malla), $E_{touch_{malla}}$, calculado es menor que el voltaje de toque máximo permitido, $E_{touch_{70kg}}$, se continúa al paso 10; en caso contrario, se revisa el diseño preliminar como se indica en el paso 11.

- Paso 10:

Si el voltaje de paso de malla $E_{s_{malla}}$, calculado es menor que el voltaje de paso máximo permitido, $E_{step_{70kg}}$, por lo tanto se continúa con el paso 12, en caso contrario se debe revisar el diseño preliminar como se indica en el paso 11.

- Paso 11:

Si se excede cualquiera de los valores límites de voltaje tolerables, se requerirá de una revisión del diseño de la malla. Esta revisión puede incluir aspectos tales como: menor espaciamiento entre conductores, electrodos de aterrizaje adicionales, etc..

- Paso 12:

Después que se satisfacen las tensiones tolerables de toque y de paso máximo permitidos, probablemente se requiera complementar el diseño con varillas de tierra y rejillas adicionales. Los conductores de red adicionales probablemente se requieran si el diseño de red no incluye conductores cerca del equipo a ser aterrizado. Las varillas de aterrizaje adicionales se pueden requerir en la base de los discriminadores de transitorios, transformadores de aislamiento, etc. El diseño final también se debe revisar para eliminar riesgos debido a potenciales transferidos y riesgos asociados a casos especiales.

4.5. Fundamento teórico. Norma IEEE 80 de 2000

4.5.1. Medición y cálculo de la resistividad del terreno

La resistividad del terreno es un dato importante antes de comenzar el cálculo de la malla de puesta a tierra, ésta se obtiene a través de la aplicación del método de Wenner ó del método Schlumberger-Palmer

■ Método Wenner

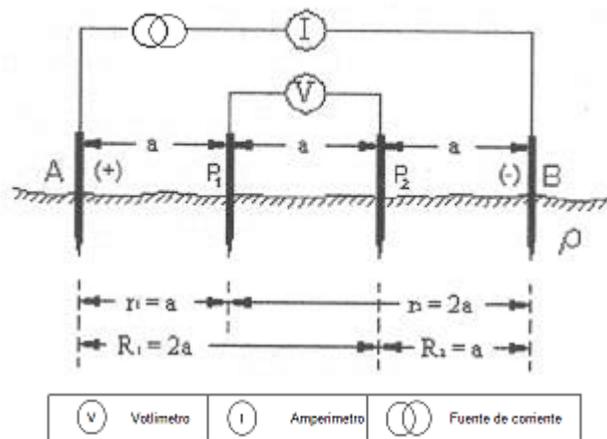


Figura 4.3: MÉTODO DE WENNER

Fuente : IEEE 80 Guide for safety in ac substation grounding1st..2000.

Este método, se basa en la aplicación del principio de caída potencial, donde se toman cuatro electrodos equidistantes en línea recta una distancia "a" y profundidad "b". El potencial medido desde los electrodos centrales se divide en la corriente medida en los puntos externos, de donde se obtiene la resistencia A propia del método. Por lo tanto aplicando la ecuación (4.1) se encuentra la resistividad aparente del terreno: [IEEE80 [2000]].

$$\rho = \frac{4\pi a R}{1 + \frac{2a}{\sqrt{(a^2+4b^2)}} - \frac{a}{\sqrt{(a^2+b^2)}}} \quad (4.1)$$

Donde:

ρ : Resistividad aparente del Terreno [Ω -m]

R: Resistencia medida del terreno [Ω]

a: Distancia entre electrodos o varillas [m]

b: Profundidad de enterramiento de los electrodos [m]

Si "b" es pequeño comparado con "a", es $b < a/20$, la anterior ecuación puede reducirse a $\rho = 2\pi aR$.

En la practica se realizan mediciones sucesivas a una separación "a" de 2 m, 4 m, 8 m, 12 m y 16 m; en caso de instalaciones de gran tamaño se realizan adicionalmente mediciones a 24 m y a 32 m.

Para determinar la resistividad del terreno es necesario efectuar varios grupos de medidas sucesivas debido a las condiciones heterogéneas del terreno. Las medidas deben efectuarse en forma organizada de tal manera que se logre un cubrimiento total del área sobre la cual va a ser construida la subestación; si es necesaria la repetición de una medida, el sitio debera ser localizable siquiera en forma aproximada.

Uno de los metodos que podria ser empleado consiste en trazar las líneas separadas de tal forma que se cubra aproximadamente el ancho del patio en el que se localizan los equipos (6 líneas como minimo), sobre cada una de las lineas se efectuan mediciones sucesivas a diferente profundidad. Estas se pueden efectuar en diferentes epocas del año (tiempo humedo y seco) para así tener calculos más precisos.

PROCESAMIENTO DE MEDIDAS:

Debido a lo heterogeneo del suelo, es común que se encuentre que los valores de resistividad obtenidos a una misma profundidad difieren según el sitio de medida, por lo anterior, se debe utilizar el criterio probabilístico establecido por HUSOCK en 1979; cuyo metodo se basa en que los logaritmos naturales de los valores de resistividad del suelo en un sitio en particular siguen una funcion de distribución normal, en forma casi independiente de la magnitud de las variaciones de la resistividad.

Los pasos a seguir para su aplicación son los siguientes:

1. Ordenar los valores de resistividad medidos a una misma profundidad en forma ascendente.
2. Obtener sus logaritmos naturales $x = \ln(\rho)$.

3. Para el grupo de valores logarítmicos así ordenados (n), se calcula su valor promedio ($X = \frac{\sum x}{n}$); y la desviación estándar $\left(S = \sqrt{\left[X^2 - \left(\frac{\sum x^2}{n} \right) \right] / (n-1)} \right)$.

4. Utilizando un valor de probabilidad, de por lo menos el 70%, se define un valor muy representativo de la resistividad del terreno. A partir de esta probabilidad se puede encontrar el valor de resistividad del terreno para cada profundidad, utilizando el valor medio y su respectiva desviación estándar, de acuerdo con la fórmula $\ln(\rho) = Sz + X$. En las tablas de distribución normalizada [Murray (1982)] el valor de z es 0,5245.

5. Una vez determinada la resistividad del terreno para cada profundidad, se debe seleccionar el modelo con el cual se representa el suelo, entre el modelo de una capa uniforme ó el modelo de dos capas.

Como guía general, un suelo puede considerarse homogéneo, si la diferencia entre los valores extremos de resistividad aparente es menor al 30%, según la recomendación establecida por la [IEEE80 [2000]].

Si se requiere utilizar un modelo de suelo homogéneo, debido a la simplicidad de la subestación, solo se promedian los valores de resistividad obtenidos para cada profundidad.

Para subestaciones pequeñas se acostumbra a trabajar con el modelo de una capa; en estos casos, se toma la resistividad aparente del suelo para una profundidad equivalente a la de la profundidad de los electrodos de la malla, que para todo fin práctico, puede ser 2 m.

- **Método Schlumberger - Palmer**

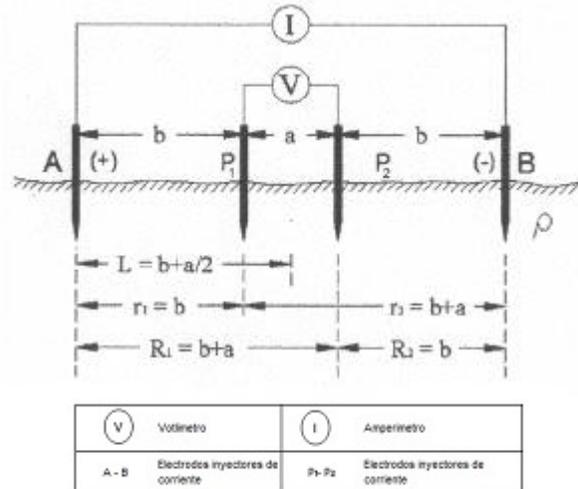


Figura 4.4: MÉTODO SCHLUMBERGER - PALMER

Fuente : IEEE 80 Guide for safety in ac substation grounding1st..2000.

El método Schlumberger-Palmer es una versión modificada del método Wenner, en este método los cuatro electrodos se ubican sobre una línea recta y la distancia de los electrodos detectores de potencia P1 y P2 que permanecen fijos, es mucho menor que los electrodos inyectora de corriente A y B, que son los que se trasladan. La tensión medida en este caso será mayor que utilizando el método de Wenner siendo esto una ventaja, ya que los valores medidos no están restringidos a la precisión del aparato de medida.

El procedimiento para aplicar el método y obtener el modelo del terreno, consiste en aumentar de manera progresiva la separación de los electrodos a partir de un punto central fijo denominado punto de máxima exploración. Si la profundidad de los electrodos es pequeña comparada con la separación " a " y " b " la resistividad aparente del terreno puede calcularse con la siguiente formula: [IEEE80 [2000]].

$$\rho_s = \frac{\pi b(a + b)R}{a} \quad (4.2)$$

Donde:

ρ_s : Resistividad aparente del suelo [Ω -m]

R: Resistencia medida del terreno [Ω]

b: Distancia entre electrodos de corriente y tensión [m]

a: Distancia entre electrodos de tensión [m]

- **Consideraciones adicionales**

La utilización de estos métodos se encuentra limitada a la potencia del instrumento [JS Ramirez [2010]].

Para realizar una correcta medición de la resistividad del terreno, éste debe estar libre de cualquier otro sistema de puesta a tierra, electrodos o mallas que pueden influir negativamente en los resultados del cálculo de la resistividad [IEEE80 [2000]].

4.5.2. Tensiones tolerables por el cuerpo humano

El cálculo de la malla de puesta a tierra basa su fundamento en conseguir que las diferencias de potenciales que pueden llegar a aparecer nunca sobrepasen los valores permisibles por el cuerpo humano. Para esto es necesario calcular dos tensiones que aparecen dentro de la subestación al momento de ocurrir una falla, la tensión de paso y la tensión de contacto.

La máxima tensión de contacto aplicada al ser humano, que se acepta en cualquier punto de una instalación, está dada en función del tiempo de despeje de la falla a tierra, de la resistividad del suelo y de la corriente de falla. De acuerdo con lo dispuesto por el RETIE, el valor de la tensión máxima de contacto o de toque no debe superar los valores establecidos en la norma IEEE 60364-4-44. Los valores referidos se muestran en el cuadro 4.1

Tiempo de despeje de la falla	Máxima tensión de contacto admisible (rms c.a.) según IEC para 95% de la población. (Público en general)	Máxima tensión de contacto admisible (rms c.a.) según IEEE para 50 kg (Ocupacional)
Mayor a dos segundos	50 voltios	82 voltios
Un segundo	55 voltios	116 voltios
700 milisegundos	70 voltios	138 voltios
500 milisegundos	80 voltios	164 voltios
400 milisegundos	130 voltios	183 voltios
300 milisegundos	200 voltios	211 voltios
200 milisegundos	270 voltios	259 voltios
150 milisegundos	300 voltios	299 voltios
100 milisegundos	320 voltios	366 voltios
50 milisegundos	345 voltios	518 voltios

Cuadro 4.1: VALORES MÁXIMOS DE TENSIÓN DE CONTACTO PARA UN SER HUMANO.

Fuente : RETIE (2008), IEEE 80 Guide for safety in ac substation grounding1st..2000.

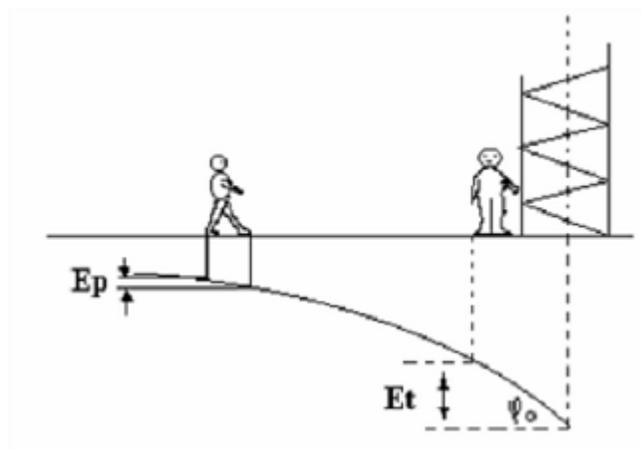


Figura 4.5: TENSIÓN DE PASO Y TENSIÓN DE TOQUE

Fuente : RETIE (2008), IEEE 80 Guide for safety in ac substation grounding1st..2000.

■ Tensión de Paso Tolerable

Es la diferencia de potencial que aparece entre dos puntos de un terreno, que pueden ser tocados simultáneamente por una persona con una diferencia de un metro aproximadamente.

Su valor permisible para una persona de 50 kg está dado por la ecuación: [IEEE80 [2000]].

$$E_{step50} = (1000 + 6C_s \cdot \rho_s) \cdot \frac{0,116}{\sqrt{t_s}} \quad (4.3)$$

Su valor permisible para una persona de 70 kg esta dado por la ecuación: [IEEE80 [2000]].

$$E_{step70} = (1000 + 6C_s \cdot \rho_s) \cdot \frac{0,157}{\sqrt{t_s}} \quad (4.4)$$

Donde:

E_{step} : Tensión de Paso [V]

C_s : Factor de Reducción

ρ_s : Resistividad de la gravilla [Ω -m]

t_s : Tiempo de duración de la falla [s]

■ Tensión de Contacto Tolerable

Es la diferencia de potencial entre un punto en la superficie del terreno y un punto de una estructura metálica que puedan ser tocados simultáneamente por una persona, su valor permisible para una persona de 50 kg y 70 kg esta dado por las ecuaciones $E_{touch50}$ y $E_{touch70}$:

Su valor permisible para una persona de 50 kg esta dado por la ecuación: [IEEE80 [2000]].

$$E_{touch50} = (1000 + 1,5C_s \cdot \rho_s) \cdot \frac{0,116}{\sqrt{t_s}} \quad (4.5)$$

Su valor permisible para una persona de 70 kg esta dado por la ecuación: [IEEE80 [2000]].

$$E_{touch70} = (1000 + 1,5C_s \cdot \rho_s) \cdot \frac{0,157}{\sqrt{t_s}} \quad (4.6)$$

Donde:

E_{touch} : Tensión de contacto [V]

C_s : Factor de Reducción

ρ_s : Resistividad de la gravilla [Ω -m]

t_s : Tiempo de duración de la falla [s]

El coeficiente de reducción C_s , tiene en cuenta el efecto de la capa superficial de alta resistividad (gravilla), y se calcula utilizando la siguiente ecuación: [IEEE80 [2000]].

$$C_s = \frac{1}{0,96} \left[1 + 2 \sum_{n=1}^{\infty} \frac{K^n}{\sqrt{1 + \left(\frac{2 * h_s * n}{0,08} \right)^2}} \right] \quad (4.7)$$

Donde:

h_s : Espesor de la capa superficial [m]

k : Coeficiente de reflexión

$$K = \frac{\rho - \rho_s}{\rho + \rho_s} \quad (4.8)$$

Donde:

ρ_s : Resistividad de la gravilla [Ω -m] o resistividad superficial

ρ : Resistividad del Terreno [Ω -m]

Si no se utiliza ningún material, la resistividad de la capa superficial (ρ_s) será la misma resistividad del terreno (ρ); y el coeficiente de reducción (K), será igual a 1.

4.5.3. Diseño de la malla de puesta a tierra

■ Cálculo de corriente que circula por la malla

En el cálculo de la corriente inyectada a la malla debe tenerse en cuenta la porción de la corriente de falla que circula por la malla, el efecto de la asimetría en la forma de onda de la corriente de falla y el incremento del valor de ésta con el crecimiento del sistema. Por lo tanto, la corriente finalmente inyectada a la malla se calcula a partir de la siguiente ecuación: [IEEE80 [2000]].

$$I_G = I \cdot S_f \cdot F_{cre} \cdot D_f \quad (4.9)$$

Donde:

I_G : Corriente circulará por la malla [A]

D_f : Factor de decremento

F_{cre} : Factor de crecimiento

S_f : Factor de división de corriente

I : Corriente de falla monofásica establecida por el estudio de cortocircuito

■ Cálculo del factor de crecimiento

$F_{cre} = 1$, cuando se tiene en cuenta para el diseño de la subestación la capacidad total de la subestación y no se van a tener futuras cargas ni circuitos alimentadores

$F_{cre} > 1$, cuando en el diseño de la subestación no se tiene en cuenta la capacidad total de la subestación y se prevén futuras ampliaciones

■ Cálculo del factor de división de corriente S_f

El factor de división de corriente establece la relación existente entre la resistencia de la malla de tierra y la impedancia equivalente de los cables de guarda que protegen a las líneas de transmisión vistos desde la subestación, este factor depende de:

- a) Localización de la falla.
- b) Magnitud de la resistencia de la malla de puesta a tierra de la subestación.
- c) Cables y tubos enterrados en las vecindades de la subestación o directamente conectados al sistema de puesta a tierra.
- d) Cables de guarda, neutros u otras trayectorias de retorno por tierra.
- e) Líneas de transmisión que entran y alimentadores que salen de la subestación; cantidad, número de cables de guarda y la impedancia de cada uno; cantidad y resistencia de puestas a tierra de pies de torre; longitud de líneas de transmisión y alimentadores; material y calibre de cables de guarda y neutros.

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

- Si el diseño no tiene factor de división de corriente, entonces: $S_f = 1$

- Para conocer el valor de S_f se debe aplicar la siguiente ecuación 4.28

$$S_f = \left| \frac{Z_{eq}}{(Z_{eq} + R_G)} \right| \quad (4.10)$$

Donde:

R_G : Resistencia de la malla de puesta a tierra [Ω]

Z_{eq} : impedancia equivalente del conjunto de líneas [Ω]

- Existe igualmente un método adicional más práctico, que facilita el cálculo del factor de división de corriente S_f , mediante el uso del cuadro 4.2 de impedancias equivalentes aproximadas de cables de guarda de líneas de transmisión y neutros de distribución (alimentadores), el cual muestra las impedancias equivalentes de cables de guarda de líneas de transmisión y de neutros de alimentadores de distribución, para una contribución remota del 100% con "X" líneas de transmisión y "Y" alimentadores de distribución [IEEE80 [2000]].

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

Cuadro 4.2: IMPEDANCIAS EQUIVALENTES DE CABLES DE GUARDA DE LÍNEAS DE TRANSMISIÓN Y DE NEUTROS DE ALIMENTADORES DE DISTRIBUCIÓN

Fuente : IEEE 80 Guide for safety in ac substation grounding1st..2000.

La primera columna muestra las impedancias equivalentes para resistencias de electrodos de puesta a tierra de líneas de transmisión Rtg de 15Ω y resistencias de electrodos de puesta a tierra de alimentadores de distribución Rdg de 25Ω ; y la segunda columna de impedancias equivalentes corresponde a $Rtg = 100\Omega$ y $Rdg = 200\Omega$.

El factor de división de corriente será entonces:

$$S_{f_{x/y}} = \left| \frac{Z_{eq_{x/y}}}{(Z_{eq_{x/y}} + R_G)} \right| \quad (4.11)$$

R_G : Resistencia de la malla de puesta a tierra [Ω]

$Z_{eq_{x/y}}$: Impedancia equivalente del conjunto de líneas [Ω]

- **Cálculo de la resistencia de la malla de puesta a tierra [IEEE80 [2000]].**

$$R_G = \rho \times \left[\frac{1}{L_t} + \frac{1}{\sqrt{20A}} \cdot \left(1 + \frac{1}{1 + h \cdot \sqrt{\frac{20}{A}}} \right) \right] \quad (4.12)$$

Donde:

R_G : Resistencia de la malla de puesta a tierra [Ω]

ρ : resistividad del terreno [Ω -m]

h : profundidad de la malla [m]

L_t : Longitud efectiva de conductor de malla de puesta a tierra [m]; ($L_t = L_c + L_r$)

L_c : Longitud total del cable de la malla [m]

L_r : Longitud total de las varillas enterradas ($L_r = \#_{varillas} * l_{varilla}$) [m]

A : Área de la malla de puesta a tierra

La principal función de las puestas a tierra es garantizar la seguridad de las personas. Esta es una consideración muy importante durante el diseño y obliga a que se fije una resistencia objetivo (Ver cuadro 4.3).

Subestación	Valor máximo de puesta a tierra [Ω]
Subestaciones de alta y extra alta tensión	1
Subestaciones de media tensión	10
Estructuras de líneas de transmisión	20
Protección contra rayos	10
Neutro de acometidas en baja tensión	25

Cuadro 4.3: VALORES MÁXIMOS DE PUESTA A TIERRA.

Fuente : RETIE (2008)

- **Cálculo de la impedancia equivalente del conjunto de líneas a conectar a la malla de puesta a tierra [IEEE80 [2000]].**

$$Z_{eq} = \frac{\sqrt{Z_{CableGuarda} \times R_{Equivalente}}}{\#_{LineasGuarda}} \quad (4.13)$$

Donde:

$Z_{CableGuarda}$: Impedancia cable de guarda [Ω]

$R_{equivalente}$: Resistencia equivalente de los cables de guarda conectados a la malla [Ω]

$$R_{Equivalente} = \frac{R_{Torre}}{\#_{Torres/kilómetro}} \quad (4.14)$$

$\#_{LíneasGuarda}$: Cantidad de líneas de guarda conectadas a la malla de puesta a tierra

R_{Torre} : Resistencia de la puesta tierra en la torre [Ω]:

$$R_{Torre} = \frac{\rho}{(2 \cdot \pi \cdot B)} \quad (4.15)$$

ρ : Resistencia promedio de puesta a tierra de las torres

$$B = \sqrt{\frac{A_{Torre}}{\pi}} \quad (4.16)$$

A_{Torre} : Área promedio de las torres de transmisión

$\#_{(Torres/Kilometro)}$: Cantidad de torres por kilómetro

- **Calculo del factor de decremento por la componente asimétrica D_f [IEEE80 [2000]].**

$$D_f = \sqrt{1 + \frac{T_a}{T_f} \left[1 - e^{-\frac{2T_f}{T_a}} \right]} \quad (4.17)$$

Donde:

T_f : Tiempo de duración de la falla [s]

T_a : Constante transitoria del sistema

$$T_a = X/R * 1/W \quad (4.18)$$

w : Frecuencia angular [rad/s]

Duracion de falla T_f		Factor de decremento X/R			
[s]	ciclos [60 Hz]	$X/A = 10$	$X/A = 20$	$X/A = 30$	$X/A = 40$
0,0033	0.5	1,576	1,648	1,675	1,688
0,05	3	1,232	1,378	1,462	1,515
0,1	6	1,125	1,232	1,316	1,378
0,2	12	1,064	1,125	1,181	1,232
0,3	18	1,043	1,085	1,125	1,163
0,4	24	1,033	1,064	1,095	1,125
0,5	30	1,026	1,052	1,077	1,101
0,75	45	1,018	1,035	1,052	1,068
1	60	1,013	1,026	1,039	1,052

Cuadro 4.4: FACTOR DE DECREMENTO D_f PARA DIFERENTES RELACIONES X/R .

Fuente : IEEE 80 Guide for safety in ac substation grounding 1st..2000.

■ Selección conductor de la malla

El diseñador previamente establecerá el tipo de material a utilizar como conductor de malla de puesta a tierra (Cuadro 4,5) con el objeto de poder establecer sus características.

La ecuación (4.19) se establece para el calculo del area del conductor requerido para la malla, si la profundidad de enterramiento oscila entre $(0,25 < h > 2,5)$ m. [IEEE80 [2000]].

$$A_c = \frac{I_G}{\sqrt{\left(\frac{TCAP \cdot 10^{-4}}{t_s \cdot \alpha_r \cdot \rho_r}\right) \cdot Ln \left(\frac{K_0 + T_m}{K_0 + T_a}\right)}} \quad (4.19)$$

Donde:

A_c : Sección del conductor [mm^2]

I_G : Corriente a circular por la malla [kA]

$TCAP$: Capacidad térmica por unidad de volumen del material

α_r : Coeficiente térmico de resistividad a 20 ° C del material [1/°C]

ρ_r : Resistividad del conductor a tierra a 20 °C del material [$\mu\Omega$ -cm]

k_o : Inverso de Coeficiente térmico a 0 ° C del material [°C]

T_m : Máxima temperatura permisible del material [°C]

T_a : Temperatura ambiente [°C]

Descripción	Conductividad del material (%)	Factor α_r a 20°C (1/°C)	K_o en °C	Temperatura de fusión T_m (°C)	ρ_r 20°C ($\mu\Omega$.cm)	Capacidad Térmica TCAP[J/(cm ³ .°C)]
Cobre, destemplado de suave -trazado	100.0	0.00393	234	1083	1.72	3.42
Cobre, comercial de duro-trazado	97.0	0.00381	242	1084	1.78	3.42
Alambre de Acero con revestimiento de Cobre	40.0	0.00378	245	1084	4.40	3.85
Alambre de Acero con revestimiento de Cobre	30.0	0.00378	245	1084	5.86	3.85
Varilla ^a de Acero con revestimiento de Cobre	20.0	0.0078	245	1084	8.62	3.85
Aluminio de grado EC	61.0	0.00403	228	657	2.86	2.56
Aleación de Aluminio 5005	53.5	0.00353	263	652	3.22	2.60
Aleación de Aluminio 6201	52.5	0.00347	268	654	3.28	2.60
Alambre de Acero con revestimiento de Aluminio	20.3	0.00360	258	657	8.48	3.58
Acero 1020	10.8	0.00160	605	1510	15.90	3.28
Varilla ^t de acero con revestimiento Inoxidable	9.8	0.00160	605	1400	17.50	4.44
Varilla de acero con capa de Zinc	8.6	0.00320	293	419	20.10	3.93
Acero Inoxidable 304	2.4	0.00130	749	1400	72.00	4.03

Cuadro 4.5: CONSTANTES DE LOS MATERIALES A SELECCIONAR (CONDUCTOR MALLA DE PUESTA A TIERRA).

Fuente : IEEE 80 Guide for safety in ac substation grounding1st..2000.

Las conexiones entre los conductores de la malla de puesta a tierra, son quizás los componentes más repetitivos; por lo tanto deben seleccionarse de tal manera que no sufran daños durante la vida útil. Existen unas mecánicas y otras soldadas. Todas deben estar certificadas para enterramiento directo si van en la puesta a tierra, dependiendo del tipo que se seleccione se establece el valor de la máxima temperatura permisible del material T_m

El tamaño del conductor a seleccionar es usualmente más grande que el que se basa en la fusión, debido a factores como: a) El conductor debe resistir los esfuerzos mecánicos esperados y la corrosión durante la vida útil de la instalación. b) El conductor debe tener alta conductancia para prevenir caídas de tensión peligrosas durante una falla. c) Existe la necesidad de limitar la temperatura del conductor. d) Debe aplicarse un factor de seguridad a la instalación de puesta a tierra y a los demás componentes eléctricos.

Se acostumbra entonces emplear como calibre mínimo el N° 2/0 AWG de cobre de 7 hilos, con el fin de mejorar la rigidez mecánica de la malla y soportar la corrosión. EL siguiente cuadro muestra las dimensiones típicas de los conductores empleados para los sistemas de puesta a tierra.

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

Cuadro 4.6: DIMENSIONES TÍPICAS DE LOS CONDUCTORES DE PUESTA A TIERRA

Fuente : CENTELSA

- **Requerimientos para la determinación de las tensiones reales de paso y de retícula (lazo o malla) de la malla**

Para la determinación de las tensiones es necesario tener en cuenta los siguientes parámetros:

1. Geometría de la malla y sus dimensiones: Cuadrada, Rectangular y en forma de L.
2. Separación entre conductores D [m]
3. Profundidad de Enterramiento h [m]
4. Espesor de la gravilla h_s [m]
5. Longitud del conductor L_c [m]

■ **Cálculo de la tensión de retícula (Lazo o malla):** ($E_{touch_{malla}}$)

La tensión de contacto se obtiene como el producto de la resistividad del terreno, un factor geométrico (K_m) y un factor de corrección (K_i), los cuales tienen en cuenta el incremento de la densidad de corriente en los extremos de la malla y la densidad promedio de corriente por unidad de longitud I_G/L . La tensión de retícula se calcula mediante la ecuación: [IEEE80 [2000]].

$$E_{touch_{malla}} = \frac{\rho \cdot k_m \cdot k_i \cdot I_G}{L_M} \quad (4.20)$$

Donde:

$E_{touch_{malla}}$: Tensión de retícula (Lazo o malla).

ρ : Resistividad del terreno [Ωm].

k_m : Factor geométrico.

k_i : Factor de corrección.

I_G : Corriente a circular por la malla [kA].

L_m : Longitud del conductor de la malla [m].

L_c : Longitud total del cable de la malla [m].

■ **Cálculo del factor geométrico (k_m).** [IEEE80 [2000]].

$$k_m = \frac{1}{2\pi} \left[\ln \left(\frac{D^2}{16 \cdot h d} + \frac{(D + 2h)^2}{8 D d} - \frac{h}{4d} \right) + \frac{k_{ii}}{k_h} \ln \left(\frac{8}{\pi (2n - 1)} \right) \right] \quad (4.21)$$

Donde:

k_m : Factor geométrico.

D : Separación entre conductores [m].

h : Profundidad de Enterramiento [m].

h_s : Espesor de la gravilla [m].

L_c : Longitud del conductor [m].

d : Diámetro del conductor seleccionado [m].

n : Número de conductores paralelos para la malla.

k_i : factor k_i

K_h : Factor k_h

- **Cálculo factor (k_i).** [IEEE80 [2000]].

- Para mallas con varillas a lo largo del perímetro, o en las esquinas.

$$K_i = 1 \quad (4.22)$$

- Para mallas sin varillas en el perímetro o en las esquinas, pudiendo tener algunas en la parte central

$$K_i = \frac{1}{2n^{\frac{2}{n}}} \quad (4.23)$$

- **Cálculo factor (k_h).** [IEEE80 [2000]].

$$k_h = \sqrt{\left(1 + \frac{h}{h_0}\right)} \quad (4.24)$$

con $h_0 = 1$ (referencia de profundidad de la malla)

- **Cálculo del número de conductores paralelos para la malla (n).** [IEEE80 [2000]].

$$n = n_a \cdot n_b \cdot n_c \cdot n_d \quad (4.25)$$

Donde:

$$n_a = \frac{(2 \cdot L_c)}{L_p} \quad (4.26)$$

$$n_b = \sqrt{\frac{L_p}{4 * \sqrt{A}}} \quad (4.27)$$

$$n_c = \left[\frac{L_X \cdot L_Y}{A} \right]^{\frac{0,7A}{L_X \cdot L_Y}} \quad (4.28) \quad n_d = \frac{D_m}{\sqrt{L_x^2 + L_y^2}} \quad (4.29)$$

L_c : Longitud del conductor [m]

L_p : Perímetro de la malla [m]

A : Área de la malla [m²]

L_x : Máxima longitud de la malla en el eje x [m]

L_y :Máxima longitud de la malla en el eje y [m]

D_m :Máxima distancia entre dos puntos cualesquiera de la malla [m]

De acuerdo con la geometría de la malla se define el número de conductores para la malla (n), de la siguiente manera:

Mallas cuadradas	Mallas rectangulares	Mallas en L
$n = n_a$	$n = n_a * n_b$	$n = n_a * n_b * n_c$
$n_b = n_c = n_d = 1$	$n_c = n_d = 1$	$n_d = 1$

■ **Longitud efectiva del cable y varillas enterradas (L_M). [IEEE80 [2000]].**

- Para cuando no se tienen varillas en las esquinas, en el perímetro o con pocas varillas en el interior de la malla:

$$L_m = L_c + L_R \quad (4.30)$$

$$L_R = L_r \cdot C_v \quad (4.31)$$

- Para cuando se tienen varillas en las esquinas o en el perímetro:

$$L_M = L_c + \left[1,55 + 1,22 \left(\frac{L_r}{\sqrt{L_x^2 + L_y^2}} \right) \right] * L_r \quad (4.32)$$

Donde:

L_R : Longitud total de las varillas enterradas [m]

$$L_R = L_r \cdot C_v$$

L_c : Longitud del conductor [m]

L_r : Longitud promedio de cada varilla [m]

C_v : Cantidad de varillas

- Si el diseño no contiene varillas o electrodos de puesta a tierra en el perímetro o en las esquinas L_m es igual a la longitud total del conductor L_c

■ **Cálculo de la tensión de paso de la malla :** ($E_{s_{malla}}$)

La tensión de paso de la malla se obtiene como el producto de la resistividad del terreno, un factor geométrico K_s y un factor de corrección K_i los cuales tienen en cuenta el incremento de la densidad de corriente en los extremos de la malla y la densidad promedio de corriente por unidad de longitud I_G/L . La tensión de paso se calcula mediante: [IEEE80 [2000]].

$$E_{s_{malla}} = \frac{\rho \cdot K_s \cdot K_i \cdot I_G}{L_s} \quad (4.33)$$

Donde:

$E_{s_{malla}}$: Tensión de paso para la malla

ρ : Resistividad del terreno

K_s : Factor de geometría

K_i : Factor K_i

I_G : Corriente a circular por la malla [kA]

- **Cálculo factor de geometría**(k_s). [IEEE80 [2000]].

$$K_s = \frac{1}{\pi} \cdot \left[\frac{1}{2\pi} + \frac{1}{D+h} + \frac{1}{D} \left(1 - 0,5^{n-2} \right) \right] \quad (4.34)$$

Donde

D : Distancia entre conductores paralelos [m]

d : Diámetro del conductor seleccionado[m]

n : Numero de conductores paralelos

- **Cálculo de la longitud efectiva de cables y varillas**(L_s). [IEEE80 [2000]].

La longitud efectiva de cables y varillas (L_s) para la tensión paso se define como:

a) Para mallas con varillas

$$L_s = 0,75 \cdot L_C + 0,85 \cdot L_R \quad (4.35)$$

b) Para mallas sin varillas

$$L_s = 0,75 \cdot L_C \quad (4.36)$$

Donde:

L_s : Longitud efectiva de las varillas

L_R :Longitud total de las varillas enterradas

L_c : Longitud del conductor [m]

- **Refinamiento del diseño preliminar**

El diseñador de sistemas de puesta a tierra para líneas de transmisión de alta y extra alta tensión y subestaciones, deberá comprobar, que los valores máximos de las tensiones de paso y de contacto a que puedan estar sometidos los seres humanos, no superen los umbrales de soportabilidad:

1. Si los cálculos del diseño preliminar propuesto indican que pueden existir diferencias de potencial peligrosas ($E_{s_{malla}} > E_{step70}$) y ($E_{stouch_{malla}} > E_{stouch70}$); dentro de la subestación, se deberán optar por medidas que modifiquen al diseño preliminar propuesto, tales como:
 - Disminuir la resistencia total de la malla, aumentando el área cubierta de la malla; si ésta es limitada, se utilizan mas varillas o se instalan pozos de tierra adicionales como contrapesos.
 - Mejorar el gradiente de potencial, disminuyendo el espaciamiento entre los conductores de la retícula de la malla ó aumentando el numero de varillas en la periferia
 - Desviar una mayor parte de la corriente de falla por otras rutas, a través de las conexiones de los cables de guarda de las torres, pero disminuyendo la resistencia de puesta a tierra de las torres
2. Después que se satisfacen las tensiones tolerables de toque y de paso máximo permitidos ($E_{s_{malla}} < E_{step70}$) y ($E_{stouch_{malla}} < E_{stouch70}$) por la malla diseñada, probablemente se requiera complementar su diseño con varillas de tierra y rejillas adicionales.
 - Los conductores de red adicionales probablemente se requieran para la conexión de los equipos de la subestación a la malla de puesta a tierra; si el diseño de la misma no ubico la rejilla de conductores cerca de los equipos de la subestación que deben ser aterrizados.
 - Las varillas de aterrizaje adicionales se pueden requerir en la base de los discriminadores de transitorios, transformadores de aislamiento, etc.
 - El diseño final también se debe revisar para eliminar riesgos debido a potenciales transferidos y los riesgos asociados para casos especiales que corresponden al tema.

Capítulo 5

Herramienta computacional SUBDESIGN, pruebas y resultados

5.1. Introducción

El diseño de una subestación eléctrica requiere de diversos estudios para llevar a cabo el proyecto, entre los cuales se definen los estudios financiero, social, ambiental, legal y eléctrico. De éste último la herramienta SUBDESIGN se encargará de facilitar mediante una interfaz amigable con el usuario el diseño de los planos de planta, perfil y unifilar de la configuración deseada. [A.M. Ortiz [2011]].

Esta herramienta se especificó siguiendo las exigencias técnicas y los lineamientos RETIE para el diseño de subestaciones eléctricas; y se contó con el apoyo para su desarrollo del proyecto de grado titulado "DISEÑO DE PLANOS DE PLANTA Y PERFIL DE SUBESTACIONES ELÉCTRICAS ASISTIDOS POR COMPUTADOR", cuyos autores fueron Adriana Marcela Ortiz Roa, Ángel David Cáceres Rincón, Sergio Andrés Gualdrón Marciales, su Director el Dr. Hermann Raúl Vargas Torres y el Co-Director el Ms(c). Ing. Fernando Gómez Tapias.

La herramienta SUBDESIGN, es una aplicación para Autocad que facilita el diseño del plano unifilar, el plano de planta y de los planos de perfil de cada uno de los módulos o bahías de línea y transformación de la subestación.

Los planos de la subestación se van montando uno por uno clasificándolos por patios o bahías, de acuerdo con los niveles de tensión y la configuración seleccionada.

Para el uso de la herramienta se emplean las configuraciones reconocidas en la resolución CREG N° 097 / 2008; para los niveles de tensión normalizados para Colombia (34,5kV, 115kV, 230kV y 500kV); [CREG [2008b], de Minas y de Energía [2008], CREG [2008a]].

Las configuraciones referenciadas para el uso de la herramienta son:

- Barra sencilla
- Barra principal y transferencia
- Barra doble
- Barra doble más “by Pass” o “derivación”
- Anillo
- Interruptor y medio

Todas las unidades de los modelos “plantilla” puestos a disposición están dadas en milímetros (mm); es de destacar, que se toman como referencia los catálogos de los equipos comercialmente más utilizados para construir las bahías de línea y transformación de las configuraciones en cada patio, para una mejor precisión en el trabajo a desarrollar.

5.2. Formato de archivos

Los archivos empleados por SUBDESIGN son archivos de formato DWG; que se definen como dibujos con la estructura de AUTOCAD y DWT como plantilla predefinida para un dibujo nuevo. El formato DWG caracteriza los comandos de líneas en forma vectorizada, pueden ser exportados en diferentes formatos permitidos por la versión de AUTOCAD en la que esté instalada la aplicación, pero sólo pueden ser modificados en Autocad.

La plantilla definida para SUBDESIGN; una vez instalada la aplicación, se llama “Subestaciones.dwt” y está ubicada en la carpeta “Templates” de los recursos de la carpeta de AUTOCAD instalada en su equipo.

5.3. Módulos

Las bahías o módulos de línea de entrada ó salida y las bahías de transformación; están diseñados a partir de los productos más comerciales en Colombia para el montaje de Subestaciones Eléctricas, equipos a partir de 34,5 kV a la escala que ofrece el fabricante en sus catálogos de producto.

El diseño consiste en la ubicación de los siguientes equipos: DPS (Pararrayos), PT (Transformador de Potencial), CT (Transformador de corriente), seccionador, interruptor; con sus respectivas distancias de seguridad y distancias típicas de separación entre equipos de acuerdo a lo establecido en el RETIE, y en el libro de Subestaciones de Alta y Extra-Alta Tensión de Mejía Villegas SA,). [C.F.Ramírez [1991b]].

De acuerdo con lo anterior; en las siguientes instrucciones se ilustra paso a paso la construcción de una subestación eléctrica prototipo teniendo en cuenta las recomendaciones generadas para cada caso.

5.4. Uso de la herramienta SUBDESIGN

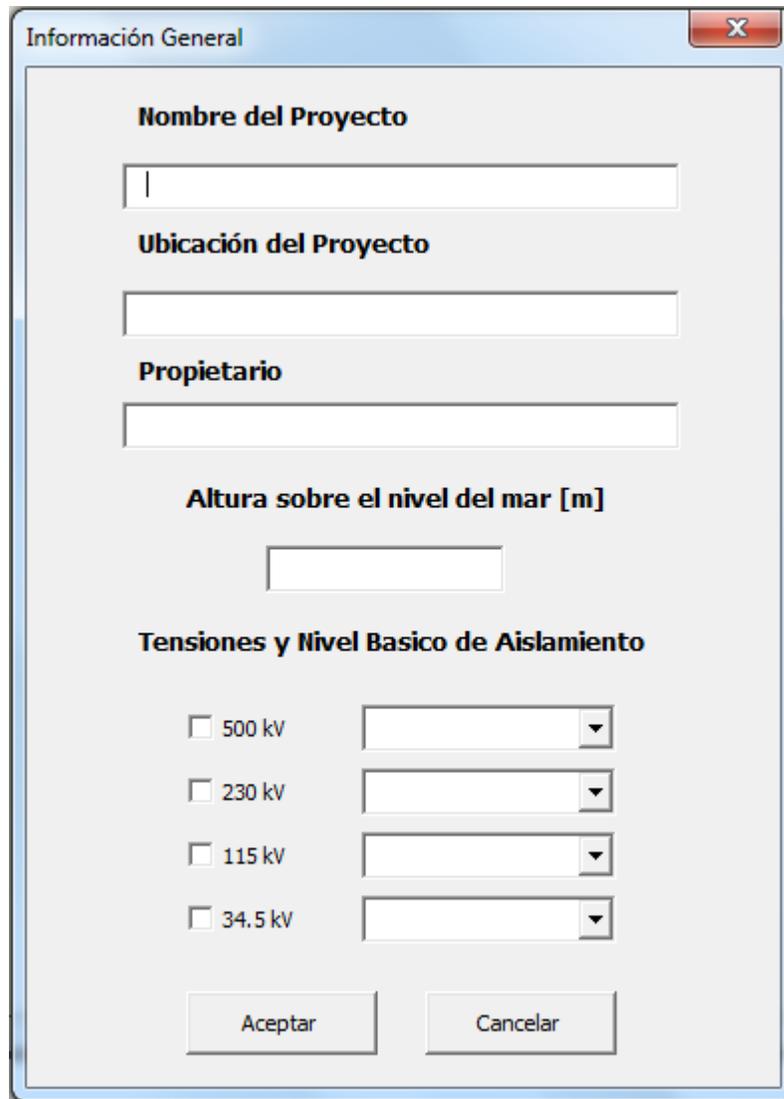
Si se ha instalado correctamente la aplicación en el computador, cuando sea ejecutado el programa Autocad, deberá aparecer en la ventana principal la nueva ficha o pestaña con el nombre de "Subestaciones Eléctricas", la cual contiene cuatro grupos de comandos (Botones) personalizados para la aplicación.

Proyecto	 Nuevo	Nuevo	Indica que voy a utilizar un nuevo dibujo .dwg para iniciar un proyecto en un modelo y presentaciones predefinidas.
	 Guardar	Guardar	Abre el cuadro de dialogo en donde se guarda el dibujo con formato .dwg y también a su vez se crea un archivo de texto con la información y variables del programa utilizadas. Finalmente se encuentra.
Unifiares	 Abrir	Abrir	Botón con el cual se cargan los archivos necesarios para continuar con un proyecto no finalizado.
Subestaciones	 Unifilar	Unifilar	Referentes al plano de Diagrama Unifilar
	 Bahías	Bahías	Bahías adicionales en cada configuración
Subestaciones	 Planta	Planta	planos de la subestación a diseñar, icono: Plano de Planta
	 Perfil	Perfil	planos de la subestación a diseñar: con el icono de bahías adicionales y Planos de perfil
Equipo	 Planta	Equipo en planta	Opción para insertar cada uno de los equipos, en su vista de planta
	 Perfil	Equipo en perf	Opción para insertar cada uno de los equipos, en su vista de perfil

Figura 5.2: PRINCIPALES COMPONENTES A TENER EN CUENTA, ANTES DE EMPEZAR A DISEÑAR CON LA HERRAMIENTA SUBDESIGN

5.4.1. Interfaz inicial

Para empezar con el uso de la aplicación es preciso iniciar con el comando “Nuevo Proyecto” que despliega la ventana Información General, de lo contrario se mostrará un mensaje diciendo “ Diríjase a Nuevo Proyecto” o “Aun no ha creado un Nuevo Proyecto.”



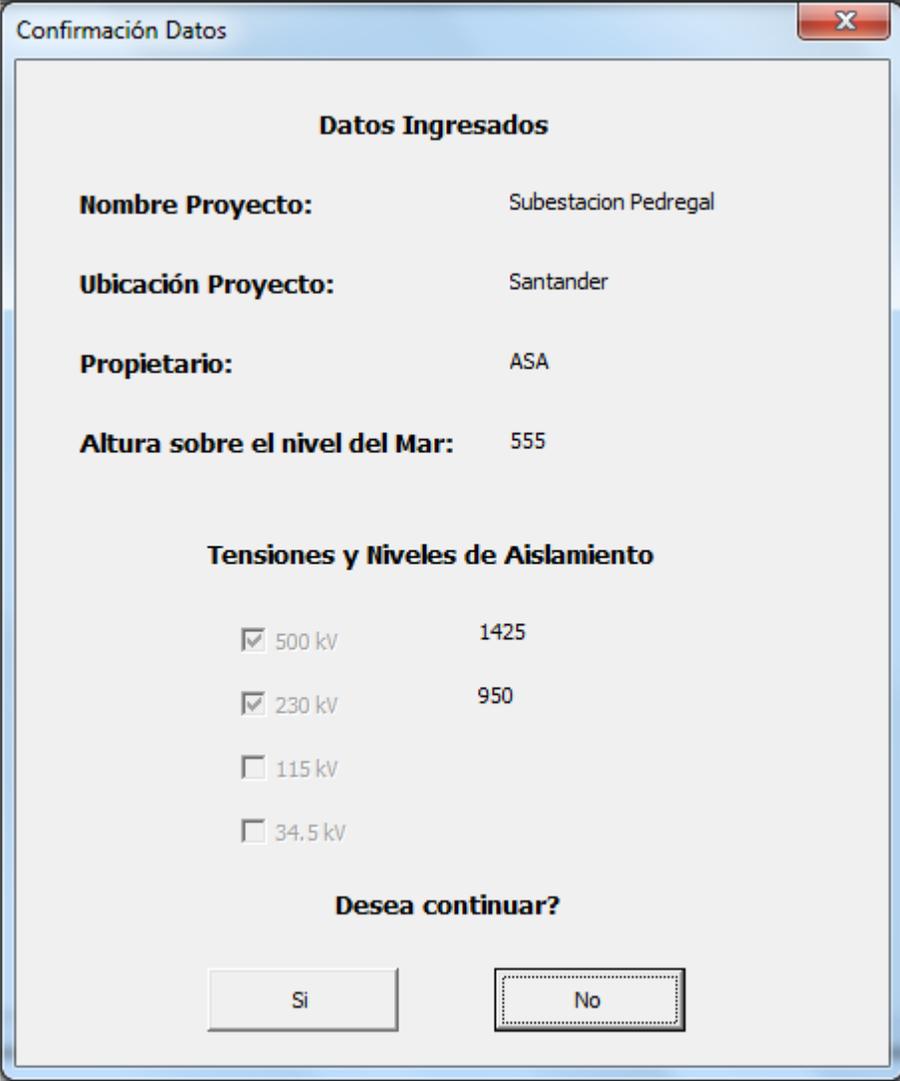
The screenshot shows a dialog box titled "Información General" with a close button (X) in the top right corner. The dialog contains the following fields and options:

- Nombre del Proyecto**: A text input field.
- Ubicación del Proyecto**: A text input field.
- Propietario**: A text input field.
- Altura sobre el nivel del mar [m]**: A text input field.
- Tensiones y Nivel Basico de Aislamiento**: A section containing four rows, each with a checkbox and a dropdown menu:
 - 500 kV
 - 230 kV
 - 115 kV
 - 34.5 kV
- Aceptar** and **Cancelar** buttons at the bottom.

Figura 5.3: INFORMACIÓN GENERAL

Aquí se ingresan algunos datos que establecen la información general del proyecto, así como el Nombre de la Subestación, la Ubicación Geográfica, Propietario del proyecto y la Altura sobre el nivel del mar en metros de donde se pretende construir.

Inicialmente se pide el nivel de tensión para los patios a diseñar junto con el BIL de diseño para cada uno de ellos. Verifique que la información sea correcta y procede a "Aceptar".



The screenshot shows a dialog box titled "Confirmación Datos" with a close button (X) in the top right corner. The dialog is divided into two main sections: "Datos Ingresados" and "Tensiones y Niveles de Aislamiento".

Datos Ingresados

Nombre Proyecto:	Subestacion Pedregal
Ubicación Proyecto:	Santander
Propietario:	ASA
Altura sobre el nivel del Mar:	555

Tensiones y Niveles de Aislamiento

<input checked="" type="checkbox"/> 500 kV	1425
<input checked="" type="checkbox"/> 230 kV	950
<input type="checkbox"/> 115 kV	
<input type="checkbox"/> 34.5 kV	

Desea continuar?

Si No

Figura 5.4: CONFIRMAR DATOS

Posteriormente se crea un nuevo modelo, una presentación para el plano del diagrama unifilar, otra presentación nueva para las vistas de perfil y por último una para el plano de Planta, todas éstas a partir de la plantilla "Subestaciones1.dwt". Las tres (3) presentaciones nuevas están para trazar o imprimir cada una en un plano de un pliego ISO B1 (1000 x 707 mm) y cuentan con un rótulo predefinido en el que se

pueden editar las siguientes características:

- Convenciones
- Observaciones
- Presenta (La firma o persona quien presenta el proyecto)
- Proyecto
- Propietario
- Ubicación
- Diseño
- Fecha
- Plano (Número del plano)
- Escala

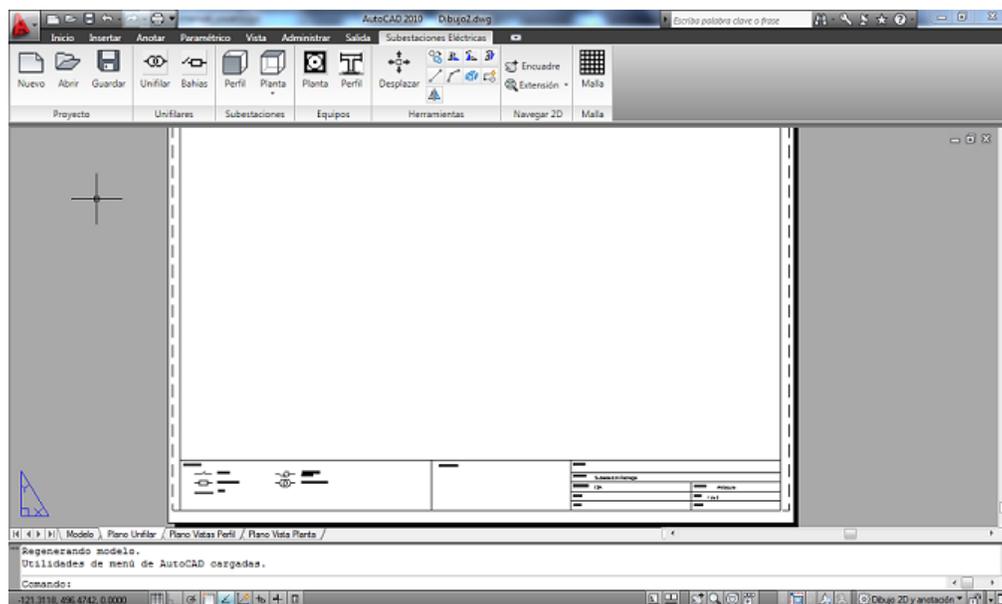


Figura 5.5: RÓTULO PREDEFINIDO PARA VISTA DE PLANTA

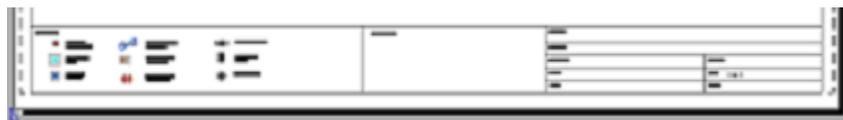


Figura 5.6: RÓTULO PREDEFINIDO PARA VISTA DE PLANTA

5.4.2. Plano de diagrama unifilar

El montaje del plano del diagrama unifilar de la subestación a diseñar, está basado en la inserción de bloques con las configuraciones básicas por niveles de tensión y que pueden ser modificadas de acuerdo a las necesidades del usuario. La aplicación se encarga de insertar un bloque del diagrama unifilar requerido, es decisión del usuario si desea modificarlo, para lo cual debe tener conocimientos avanzados en Autocad.



Al hacer Click en el comando Unifilar o en el icono , se mostrará la ventana "Configuraciones", donde se debe seleccionar inicialmente el nivel de tensión. A partir de la selección anterior, se muestran las configuraciones que contiene la aplicación para el primer patio de la subestación en una vista previa.

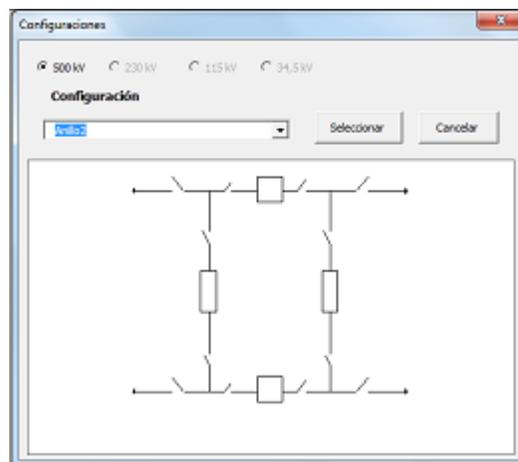


Figura 5.7: VENTANA DE CONFIGURACIONES - DIAGRAMA UNIFILAR.

Cuando se da click en "Seleccionar", se da paso a insertar el bloque correspondiente en la ubicación de preferencia del usuario en el modelo (modelspace).

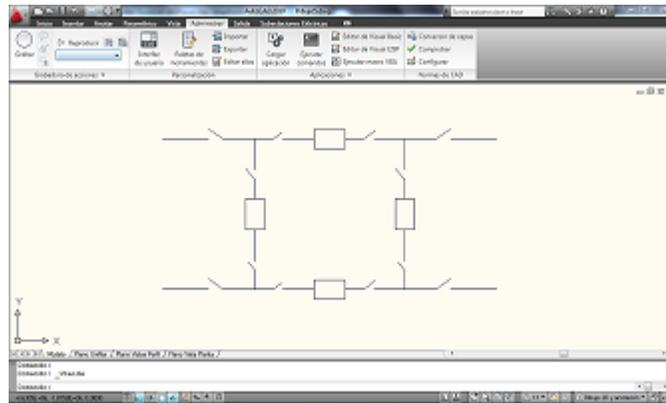


Figura 5.8: CONFIGURACIÓN SELECCIONADA

Para construir un diagrama unifilar completo, es necesario que el diseñador tenga conocimientos sólidos en el área de subestaciones. Además, para conectar los diagramas de las diferentes configuraciones deben utilizarse los comandos básicos de línea del programa Autocad.

Los valores del nivel básico de aislamiento junto con el factor de corrección por altura sobre el nivel del mar se calculan internamente y son guardados por nivel de tensión cada vez que es seleccionada una configuración.

5.4.3. Plano de vista de planta

La vista de planta es aquella vista superior que da al usuario la visión general de los patios de la subestación, la ubicación espacial de cada uno de los elementos de potencia de la subestación y la conexión entre patios, en donde al final se observará el área total de terreno que comprende la subestación.



Figura 5.9: COMANDO PLANTA

Cuando se da "click" en el comando " PLANTA" , se muestra la ventana "Vista de Planta"; en donde se visualizan previamente los bloques de cada configuración para

Si se desea ampliar la cantidad de salidas de línea disponibles en el bloque de planta insertado, se presentan dos alternativas, una es añadiendo un bloque adicional haciendo coincidir el punto de inserción con el punto inferior izquierdo de la estructura más a la derecha del bloque anterior. Si es necesario editar el bloque, esta acción es preferible hacerla desde el editor de bloques. Ver Apéndice C.

5.4.4. Plano de vista de perfil

Una vista de perfil se le conoce generalmente como la perspectiva lateral de una sección de cada patio de la subestación. Ésta es la característica del plano que proporciona al ingeniero una visión más detallada en la que se pueden observar las distancias de seguridad según el RETIE, la distancia de valor básico, la altura de las barras, la distancia fase- fase y la separación entre equipos de patio. Cabe anotar que cada una de las distancias mencionadas anteriormente varían según el BIL seleccionado y la altura sobre el nivel del mar en donde se ubica la subestación, éstos cálculos de distancia son realizados internamente por SUBDESIGN.

Al seleccionar el comando "Perfil", se despliega la ventana " Vista de Perfil ", que muestra una presentación muy similar a la ventana de " Vista de Planta ", en donde inicialmente se selecciona el nivel de tensión; seguidamente la "vista de perfil " que se muestra en una vista previa para comodidad del usuario, antes de insertar en el modelo.

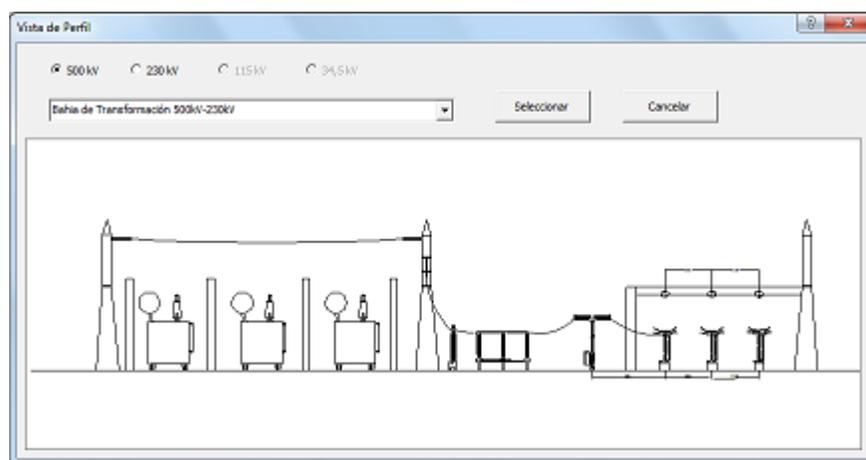


Figura 5.12: VENTANA - VISTA DE PERFIL- TRANSFORMACIÓN 500kV - 230kV.

Los bloques insertados son bloques dinámicos ; que pueden ser estirados cambiando las distancias entre fases, altura de los equipos y altura de las barras simplemente con mover la flecha dinámica respectiva. (La definición de bloque dinámico puede consultarse en ayuda de AUTOCAD.

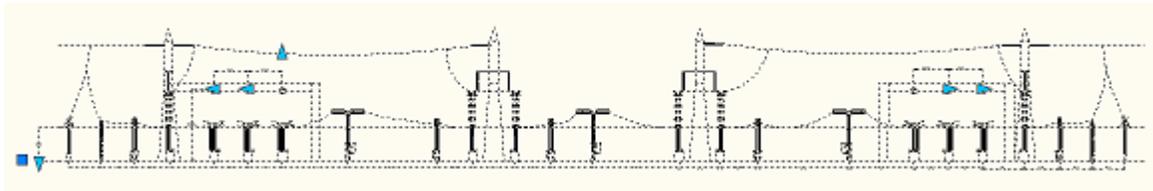


Figura 5.13: VISTA DE PERFIL - BLOQUE DINÁMICO- INTERRUPTOR Y MEDIO 500kV.

Para cambiar la distancia entre equipos de patio; se recomienda modificar el bloque en el editor de bloques in-situ identificado con el icono , de esta manera no se desagrupa el bloque perdiendo las propiedades dinámicas. Estando en el editor, se encierra el elemento con un cuadro de selección de derecha a izquierda para seleccionar solamente el equipo deseado, y así aplicar la acción de desplazar. Las cotas se mueven con el equipo de patio anotando la distancia requerida debido a que son cotas alineadas. La definición y utilización de cotas alineadas se pueden consultar en ayuda AUTOCAD.

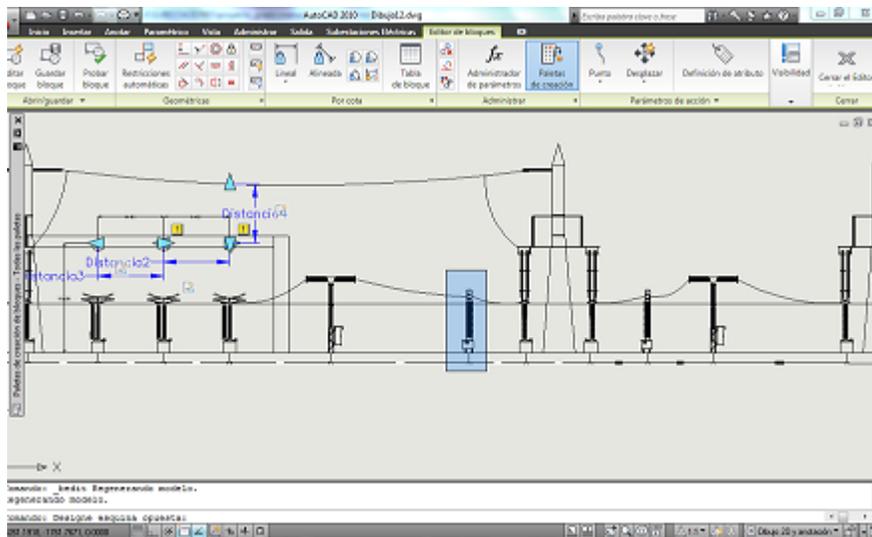


Figura 5.14: EDITOR DE BLOQUES - INTERRUPTOR Y MEDIO 500kV

5.4.5. Equipos de patio

Cada uno de los equipos de patio que se muestran en los planos de planta y de perfil fueron realizados a escala; según las medidas en milímetros de los catálogos de ABB y se encuentran en una biblioteca de elementos, además de otros que no fueron utilizados en las configuraciones predefinidas por Subdesing previamente explicadas.

Para utilizar los equipos por separado; ya sea en caso de añadirlo para un cambio o para crear una vista de perfil y/o de planta desde cero, se utiliza el segundo grupo de comandos identificado como "Equipos" y contenido en la ficha de Subestaciones Eléctricas.

El ícono o comando "Equipos-Perfil" despliega la ventana con la vista previa de los equipos clasificados por categoría. La lista de equipos se muestra por nombres de serie o letras de referencia para cada familia, el número de polos y la tensión nominal.



Figura 5.15: EQUIPOS - VISTA DE PERFIL.

El ícono o comando "Equipos-planta" despliega la ventana "Equipos - Vista de Planta", con una presentación igual a la de perfil, y una clasificación de la misma forma, pero visualizando los equipos en su vista superior.

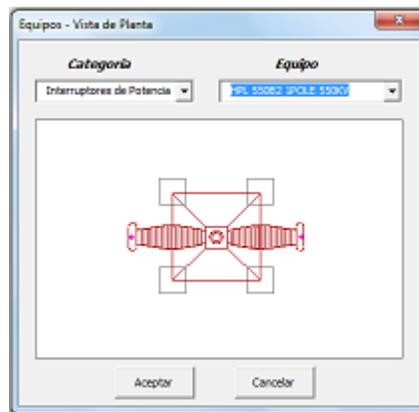


Figura 5.16: EQUIPOS - VISTA DE PLANTA.

La inserción de los equipos en el dibujo modelo (modelspace) se realiza seleccionado en el link de "Aceptar"; y de nuevo "click" en la ubicación de preferencia en el dibujo para insertar la figura seleccionada.

5.4.6. Herramientas y comandos útiles de SUBDESIGN

- El grupo "Herramientas" contiene unos cuantos botones de comando muy útiles en el proceso de diseño, entre los cuales se encuentran comandos nuevos para la aplicación y otros de Autocad.
 - El comando DESPLAZA tiene como función la de mover los objetos de selección del usuario, desde un punto base hacia un punto final.
 - El comando COPIA tiene como función realizar una copia exacta de los objetos seleccionados con un punto base para pegar la selección.
 - El comando LINEA crea segmentos de línea recta a partir de dos puntos.
 - El comando ARCO crea un arco a partir de tres puntos.
 - El comando EDITARBLOQUE es una opción para modificar a voluntad del usuario los bloques predefinidos en Subdesing, sin perder las propiedades dinámicas.

1	DESPLAZAR	 Desplazar	7	LINEA	
2	EDITAR BLOQUE		8	ARCO	
3	COPIAR		9	SIMETRIA	
4	DESCOMPONER		10		NAVEGAR 2D
5	GIRAR DER'		11	GIRAR IZQ	
6	GIRA 180 °				

Figura 5.17: COMANDOS HERRAMIENTA SUBDESIGN

- El botón de simetria refleja los objetos seleccionados respecto a un eje determinado por el usuario
- El icono (comando: DESCOMP) permite dividir el bloque en los objetos que lo componen.
 - Los siguientes comandos se crearon especialmente para la aplicación Subdesign, con el objeto de facilitar el proceso de diseño.
 - El icono "Girar der 90 °", es una herramienta que permite girar los objetos seleccionados en 90° en sentido de las manecillas del reloj desde un punto base escogido por el usuario
 - El ícono "Girar izq 90 °", ejecuta la misma acción anterior pero en sentido antihorario
 - El icono "Girar 180 °", rota los objetos de selección en 180° desde un punto base definido por el usuario.

- Adicionalmente se puede encontrar el grupo de Navegar 2D, el cual contiene el icono encuadre y el icono zoom.

5.5. Aplicativo de la herramienta SUBDESIGN

5.5.1. Ejemplo de aplicación de la herramienta

Para adelantar el aplicativo, se tomará como base para el diseño una subestación con los siguientes requerimientos técnicos:

Nombre del proyecto	S/E Pedregal
Ubicación	Antioquia
Propietario	ASA
Nivel de tensión	500 / 230 kV
Nivel de aislamiento 500 kV	1550 kV
Nivel de aislamiento 230 kV	950 kV
Altura sobre el nivel del mar	1365 m
Configuración AT	Interruptor y medio
No de salidas y entradas AT	4
Bahia de transformación	500 / 230 kV
Configuración BT	Doble barra con transferencia
No de salidas y entradas BT	2

Cuadro 5.1: REQUERIMIENTOS TÉCNICOS SUBESTACIÓN . EJM DE APLICACIÓN SUBDESING

5.5.2. Procedimiento a seguir

- Paso 1:

Se crea un nuevo proyecto introduciendo la información necesaria.

Confirmación Datos

Datos Ingresados

Nombre Proyecto: Subestación Principal

Ubicación Proyecto: Antioquia

Propietario: ASA

Altura sobre el nivel del Mar: 1561

Tensiones y Niveles de Aislamiento

500 kV 1550

230 kV 850

115 kV

24,5 kV

Desea continuar?

Si No

Figura 5.18: INFORMACIÓN GENERAL SUBESTACIÓN - EJEMPLO.

■ Paso 2:

Elegir la configuración en un diagrama unifilar para el primer patio, en este caso el de 500 kV. Se puede añadir nuevamente para extender el número de salidas de línea.

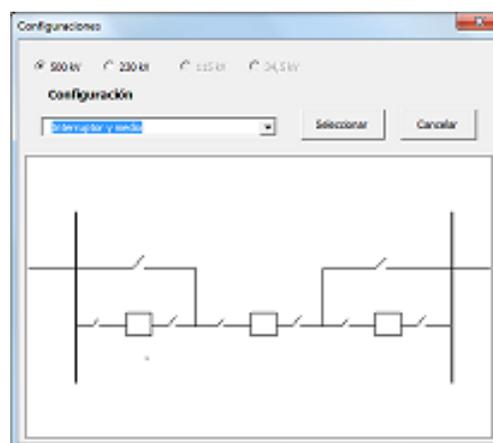


Figura 5.19: CONFIGURACIÓN INTERRUPTOR Y MEDIO - PATIO1- 500 kV - - EJEMPLO

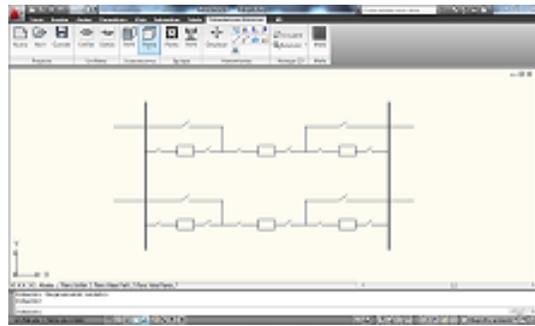


Figura 5.20: INTERRUPTOR Y MEDIO 4 SALIDAS.- EJEMPLO

- Paso 3:

Se añade la bahía de transformación de 500 kV a 230 kV, desde la misma ventana de configuraciones y se inserta en una salida de línea.

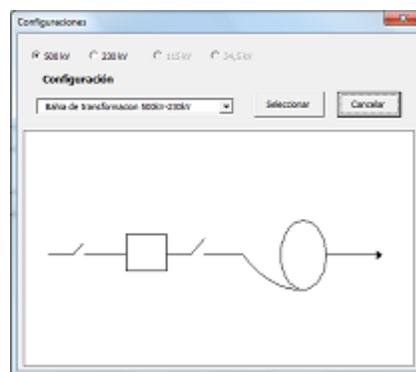


Figura 5.21: BAHÍA DE TRANSFORMACIÓN 500 kV- 230 kV – EJEMPLO

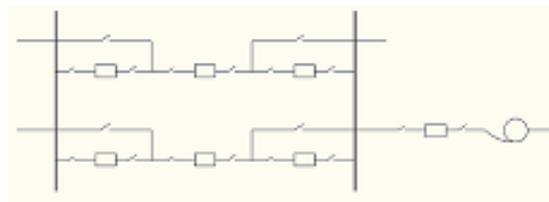


Figura 5.22: DIAGRAMA UNIFILAR - SE AÑADE BAHÍA TRANSFORMACIÓN - EJEMPLO

- Paso 4:

Para insertar la configuración de 230 kV, se selecciona de la misma manera y se inserta en la salida de la bahía de transformación.

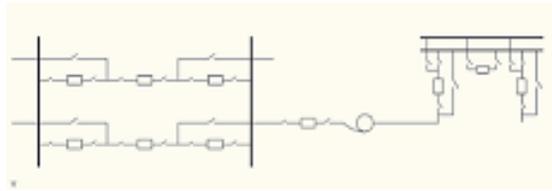


Figura 5.23: DIAGRAMA UNIFILAR COMPLETO - (BAHÍAS 500 kV, TRANSFORMACIÓN, 230 kV)- EJEMPLO

■ Paso 5:

Teniendo el diagrama unifilar completo, se puede comenzar a realizar las vistas de planta y de perfil.

Se elige el icono de vista de planta "planta" y se inserta en el modelo la configuración para el primer patio. Después se adiciona un bloque más para completar el número de salidas propuesto en el unifilar.

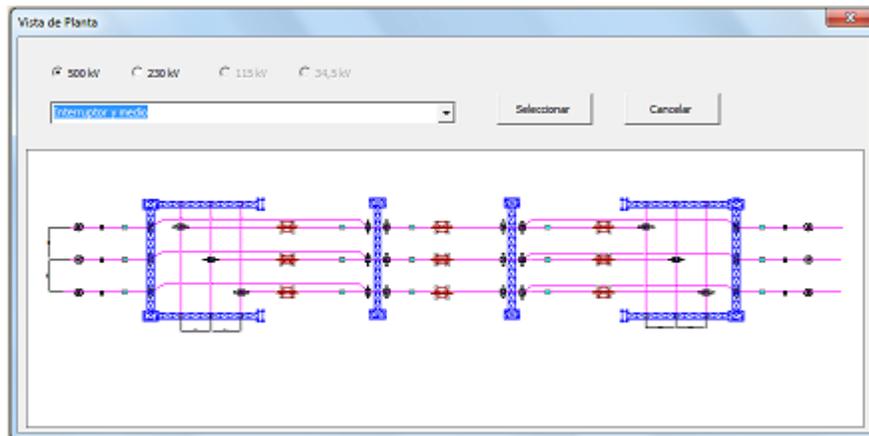


Figura 5.24: VISTA DE PLANTA 1 - INTERRUPTOR Y MEDIO 500 kV

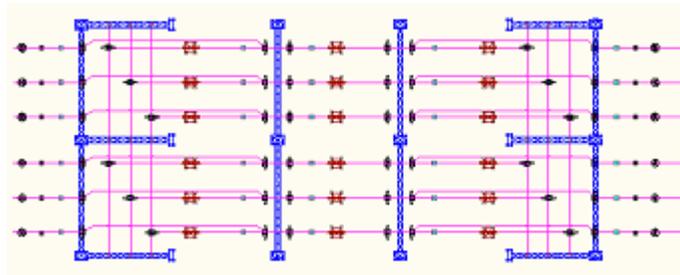


Figura 5.25: VISTA DE PLANTA 2 - INTERRUPTOR Y MEDIO 500 kV

- Paso 6:

Se procede a insertar la bahía de transformación de manera que se acomode a una de las salidas de la configuración de interruptor y medio, para eso se emplean las herramientas de simetría y giros de 90°, y finalmente se unen los bloques mediante líneas rectas o arcos.

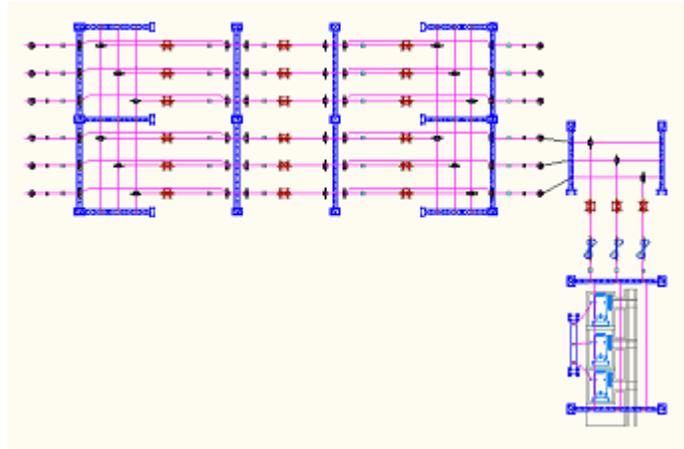


Figura 5.26: VISTA DE PLANTA 3 - BAHÍA INTERRUPTOR Y MEDIO 500 kV - BAHÍA TRANSFORMACIÓN - EJEMPLO

- Paso 7: Hace falta añadir el patio de 230 kV, para eso, se inserta el bloque seleccionando la configuración de doble barra en la ventana de Vista de planta.

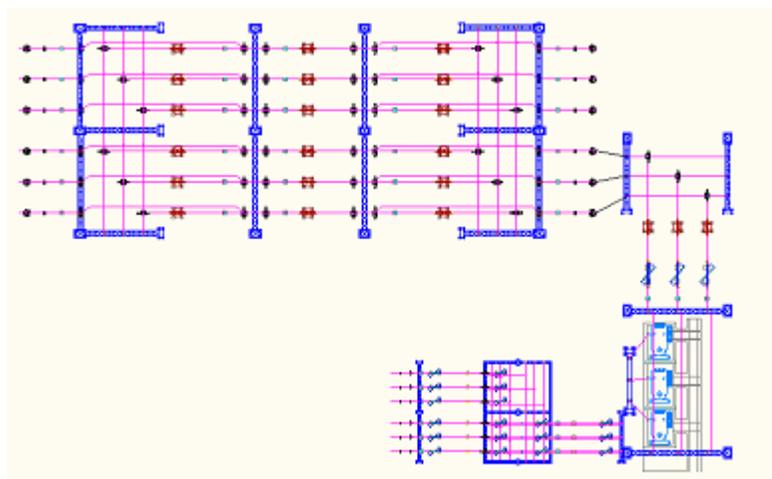


Figura 5.27: VISTA DE PLANTA 4 - BAHÍA INTERRUPTOR Y MEDIO 500 kV - BAHÍA TRANSFORMACIÓN - BAHÍA 230 kV- EJEMPLO

- Paso 8:

Si es necesario se deben insertar estructuras de soporte para los cables de conexión entre la barra y la salida del transformador. Los soportes se encuentran en la pestaña de " Equipos ", en la categoría de " Estructuras de soporte ".



Figura 5.28: ESTRUCTURAS DE SOPORTE

Con las conexiones hechas para los dos patios, se da por concluida la vista de Planta de la subestación con patios de 500 y 230 kV.

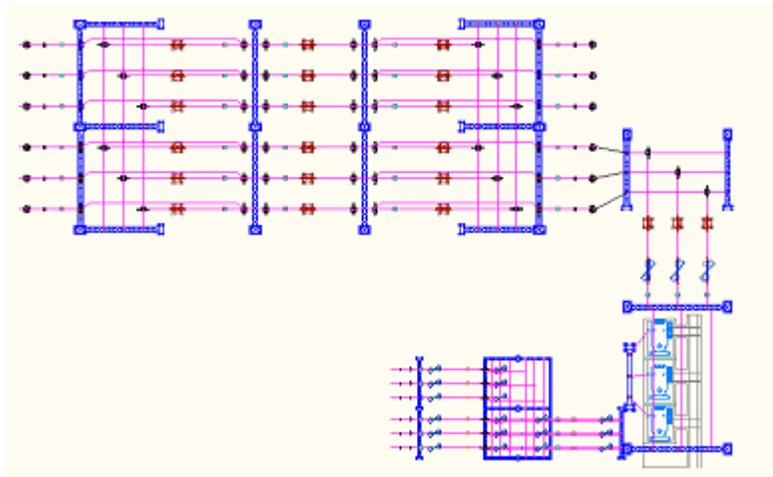


Figura 5.29: VISTA DE PLANTA FINAL DE LA SUBESTACIÓN EJEMPLO

- Paso 9:

Las vistas de perfil están pré diseñadas para cada una de las configuraciones disponibles en " Planta ", entonces se deben insertar de la misma manera. Se

abre la "ventana de perfil" y se buscan las plantillas con el mismo nombre de las insertadas anteriormente en planta y se ubica cada una en la posición deseada por el usuario.

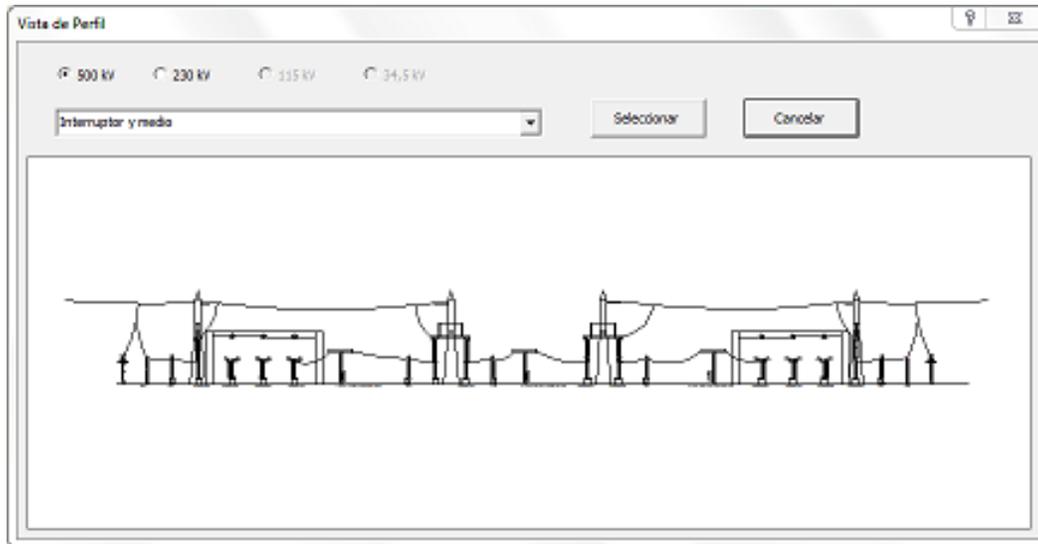


Figura 5.30: PERFIL INTERRUPTOR Y MEDIO 500 kV - EJEMPLO

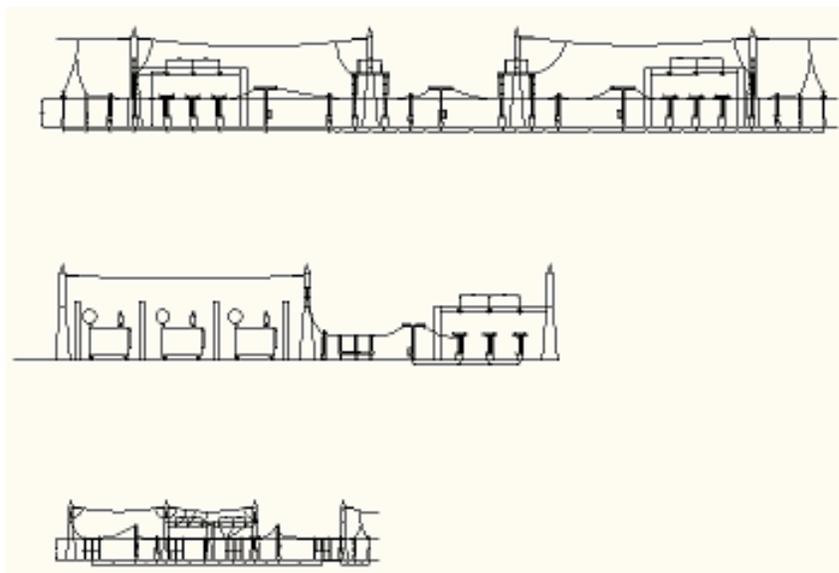


Figura 5.31: VISTAS DE PERFIL - EJEMPLO

- Paso 10:

- Para visualizar cada uno de los planos por aparte, se observan las 3 presentaciones :

Plano unifilar

Plano Vistas Perfil

Plano Vista de Planta.

- Al seleccionar el comando " vista de la presentación", o usando el comando " modelspace "; se ubican los dibujos correspondientes, y se escalan con el comando " zoom ", haciendo un recuadro encerrando los objetos que se deseen ubicar en el plano.

- La escala del plano o de ventana aparece en la parte inferior izquierda de la pantalla.

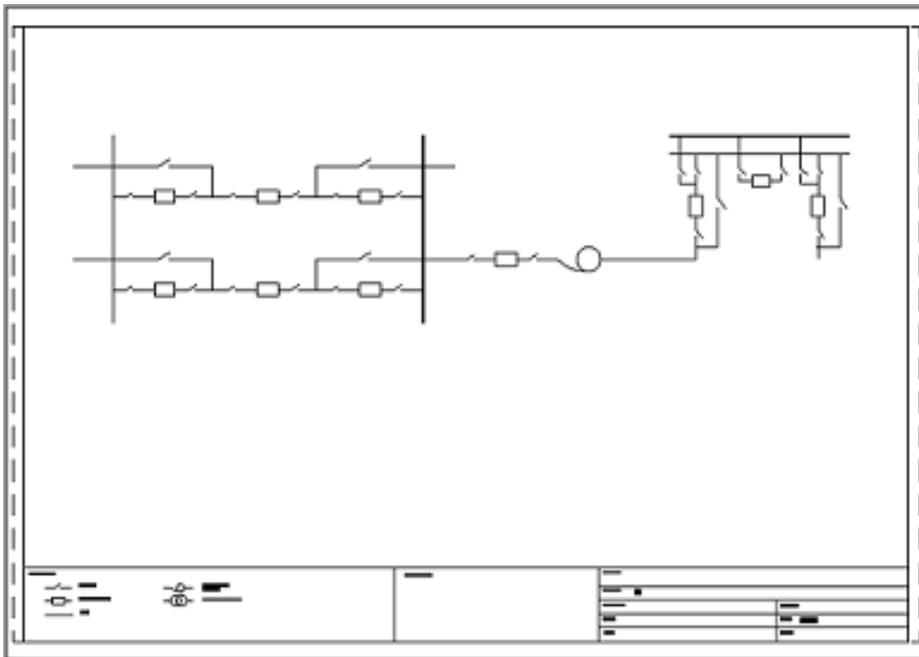


Figura 5.32: PLANO DIAGRAMA UNIFILAR

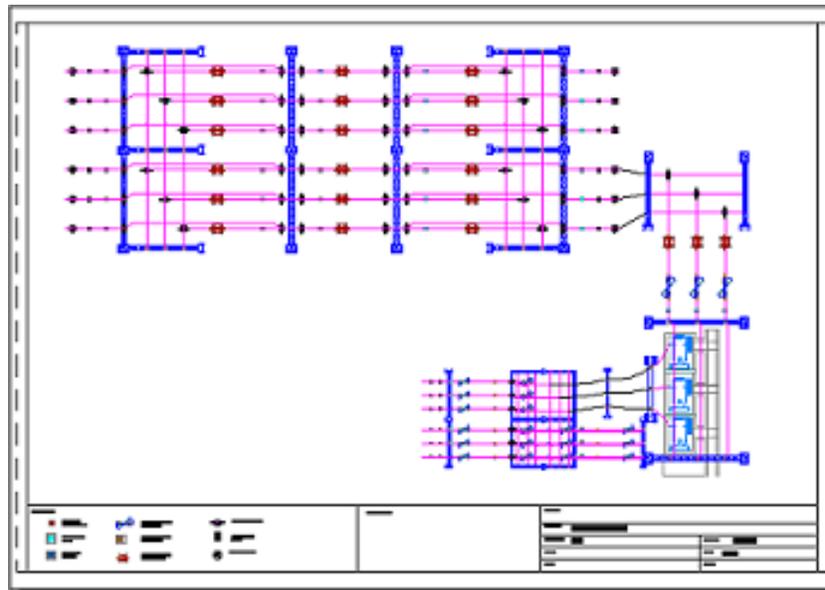


Figura 5.33: PLANO VISTA DE PLANTA



Figura 5.34: PLANO VISTAS DE PERFIL

- Paso 11:

El manejo de escalas se realiza a través de la personalización de las mismas. Si la escala de ventana que aparece no es una escala normalizada, se presiona el icono de sincronización y se hace el encuadre de la imagen.

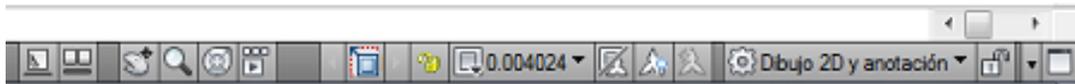


Figura 5.35: AJUSTE DE ESCALA

5.5.3. Guardar y abrir un proyecto a través de la herramienta Subdesing.

- Para salvar un proyecto creado en Subdesing.

Para guardar el proyecto completo, se debe utilizar el icono que aparece en la ficha "Subestaciones Eléctricas" en el grupo "Proyecto"; ya que aquí no solamente se guardan los dibujos, también se guardan las variables internas del programa que dependen inicialmente de los niveles de tensión seleccionados junto con sus respectivos niveles de aislamiento y la corrección de ellos por la altura sobre el nivel del mar.

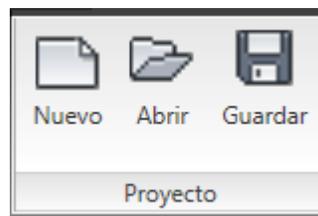


Figura 5.36: BARRA DE HERRAMIENTAS- SUBESTACIONES- GRUPO PROYECTOS

Se crean dos archivos:

1. El primero archivo contiene los dibujos de AUTOCAD y utiliza el formato .dwg
2. El segundo archivo es un documento de texto con el mismo nombre del archivo anterior; que contiene datos para ser leídos por la aplicación, es de aclarar que este no debe ser modificado manualmente.

- **Para abrir un proyecto creado en Subdesign**

Abrir un proyecto existente en Subdesign, se ubica la "pestaña de la aplicación en Autocad" y se utiliza el icono de "Abrir" que se encuentra dentro del grupo Proyecto; allí se deben ubicar los dos archivos guardados, Se debe abrir primero el archivo de formato ".dwg" y después el archivo ".txt", recordando que éstos tienen el mismo nombre.

Capítulo 6

Herramienta computacional GROUNDGRID, pruebas y resultados

6.1. Introducción

La herramienta computacional GROUNDGRID, es una aplicación informática desarrollada en Visual Basic 2010 para aplicaciones en AUTOCAD, la cual integra la metodología de cálculo de malla de puesta a tierra para subestaciones eléctricas contemplada en la IEEE 80 de 2000. Esta herramienta es un aplicativo anexo a la herramienta SUBDESING ya implementada anteriormente.

6.2. Programa de cálculo y estudio de caso tipo - Malla de puesta a tierra

- Para ver el desarrollo del procedimiento establecido en la herramienta, se considerara un caso de ejemplo, en el que se calcula la malla de puesta a tierra de una subestación; teniendo en cuenta los siguientes datos técnicos para su diseño:

Rectangular	Geometría de la malla
80	Largo [m]
84	Ancho [m]
Cobre comercial	Tipo del conductor de la malla
3170	Corriente de falla asimétrica [A]
¿Dato a calcular?	Resistividad del terreno $\left[\Omega\cdot m\right]$
2500	Resistividad Gravilla $\left[\Omega\cdot m\right]$
40	Temperatura ambiente [°C]
0.102	Espesor grava [m]
0.5	Profundidad de enterramiento de la malla [m]
0.5	Tiempo duración falla [s]
1.125	Factor de decremento
1.5	Factor de crecimiento
7	Separación entre Conductores [m]
Si	Con varillas de puesta a tierra
45	Nº de varillas
2.4	Sin divisor de corriente

Cuadro 6.1: EJM - CASO TIPO - REQUERIMIENTOS SUBESTACIÓN PARA CÁLCULO DE MALLA DE PUESTA A TIERRA

- Para calcular la resistividad del terreno se planteó el supuesto de 5 medidas que se realizaron al terreno aplicando el método Wenner, a una profundidad de 0,6 [m], obteniéndose los datos que se muestran en la siguiente tabla

Medida	Separación a [m]	Medida Voltímetro [V]	Medida Amperímetro [A]
1	2	160,1057	5
2	4	74,5534	5
3	6	53,7177	5
4	8	37,237	5

Cuadro 6.2: DATOS OBTENIDOS - EJM CÁLCULO DE RESISTIVIDAD

- Una vez instalado el programa en el equipo de cómputo, se accede al mismo a través del programa de AUTOCAD, en la cinta de opciones "Subestaciones Eléctricas", icono "Malla", aparece una ventana como la que se muestra en la figura 6.1.

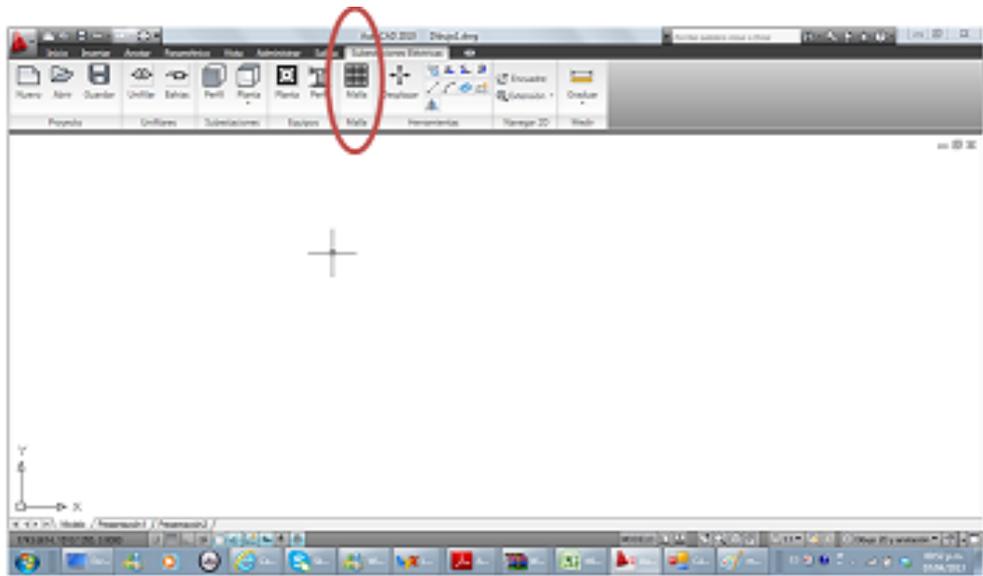


Figura 6.1: FORMA DE ACCEDER A LA HERRAMIENTA COMPUTACIONAL GROUNDGRID

- En la siguiente ventana el usuario selecciona el modo de ingresar los datos, automáticamente o manualmente.



Figura 6.2: INGRESO DE DATOS

Para este caso se estableció la opción manual.

- En la ventana siguiente se escoge la geometría del terreno de la malla; al seleccionar uno de los tipos geométricos, el programa pide al usuario las dimensiones necesarias.

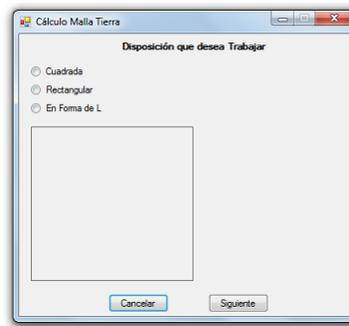


Figura 6.3: SELECCIÓN DE LA GEOMETRÍA DE LA MALLA

Para este caso se estableció la disposición rectangular.

- En la ventana siguiente, se ingresan los datos geométricos de la malla dispuesta

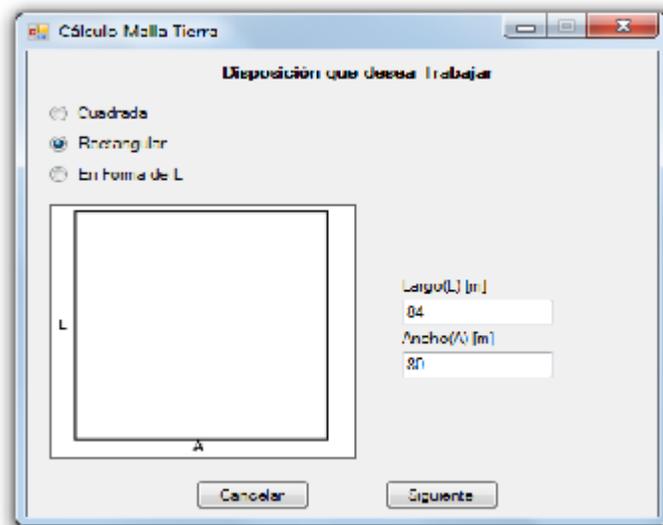


Figura 6.4: DIMENSIONES DE LA MALLA

-Ya ingresados los datos geométricos de la malla y después de haber hecho "Click" en "Siguiente" aparecerá una ventana en la cual el usuario selecciona si desea previamente antes del diseño, calcular la resistividad del terreno aplicando alguno de los dos métodos dispuestos en el programa.

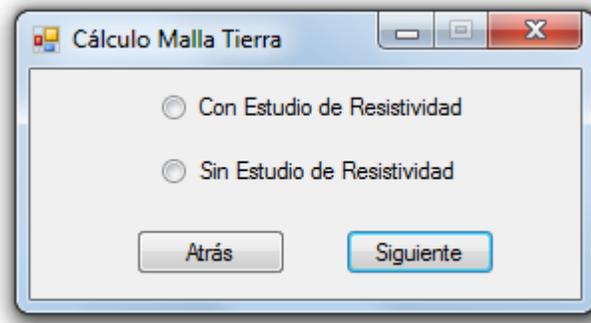


Figura 6.5: CON ESTUDIO O SIN ESTUDIO DE RESISTIVIDAD

-Para el ejemplo se considera que se va a realizar "Con estudio de resistividad", en la ventana siguiente se escoge por cual método se va realizar el estudio, el usuario podrá elegir entre el método Wenner o el metodo Schlumberger-Palmer, para este ejemplo se realiza con Wenner.

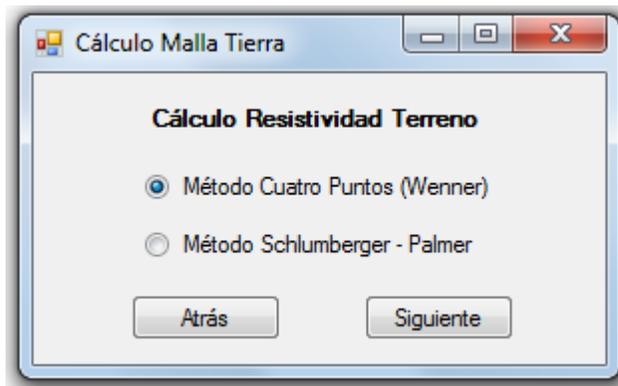


Figura 6.6: SELECCIÓN DEL MÉTODO DE CÁLCULO DE RESISTIVIDAD DEL TERRENO

- En la figura siguiente se muestra la ventana en la que se calcula la resistividad aplicando el método Wenner.

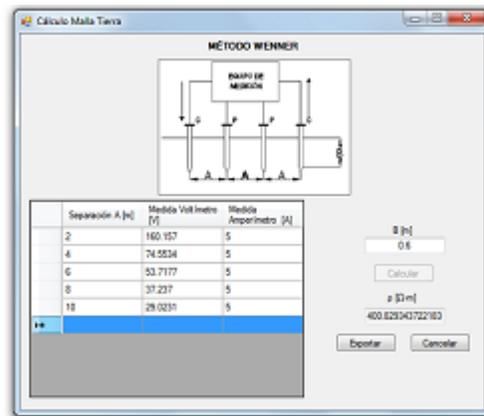


Figura 6.7: CALCULO RESISTIVIDAD DEL TERRENO - MÉTODO WENNER

- Una vez calculada la resistividad del terreno, este valor se exporta con el botón de “Exportar” que aparece en la ventana.
- Ya exportado se muestra otra ventana en la que el usuario selecciona el tipo de material a utilizar.

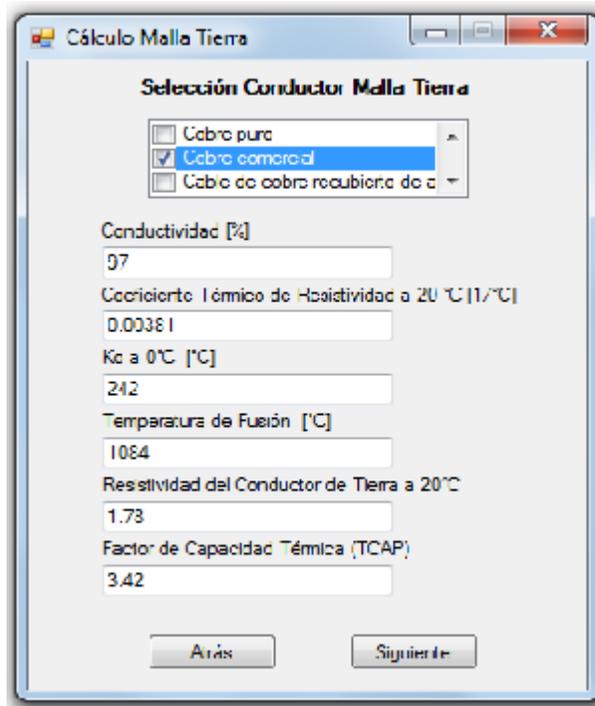


Figura 6.8: SELECCIÓN DEL TIPO DE MATERIAL DEL CONDUCTOR A UTILIZAR PARA LA MALLA

- Ya seleccionado el material de conductor, en la siguiente ventana se procede a ingresar los datos tal como se muestran en la figura 6.9

The screenshot shows a software window titled "Cálculo Malla Tierra" with the following input fields and options:

Corriente [A]	3170
ρ Terreno [Ω -m]	400.8293
ρ Gravilla [Ω -m]	2500
Temperatura Ambiente [$^{\circ}$ C]	40
Profundidad Malla [m]	0.5
Espesor Grava [m]	0.102
Tiempo Duración Falla [s]	0.5
Factor de Decremento	1.125
Factor de Crecimiento	1.5
Espaciamiento entre Conductores [m]	7

Selección Electrodo

- Con Varillas de Puesta a Tierra
- Sin Varillas de Puesta a Tierra

División de Corriente

- Sin Divisor de Corriente
- Con Divisor de Corriente
- Con Conductores de Guarda

Buttons: Atrás, Siguiente

Figura 6.9: DATOS ADICIONALES PARA EL CALCULO DE LA MALLA

Además en esta ventana, se escoge si el diseño contiene o no electrodos de puesta a tierra, si va aplicar factor de división de corriente y como lo va a hacer, conociendo el valor del factor o calculando con los datos de los cables de guarda de la subestación.

- En la ventana siguiente se introducen los datos de los electrodos y los del factor de división de acuerdo con la selección hecha en la ventana anterior.



The image shows a software window titled "Cálculo Malla Tierra". It contains two sections of input fields:

- Datos Electrodo:**
 - Cantidad de Electrodo: 45
 - Longitud Electrodo [m]: 2.4
- Datos Factor División:**
 - Factor División: [empty field]
 - Cantidad de Lineas Guarda: [empty field]
 - Area Torre [m2]: [empty field]
 - Cantidad de Torres Por Km: [empty field]
 - Impedancia Cable de Guarda [Ω /Km]: [empty field]

At the bottom of the window are two buttons: "Atrás" and "Siguiente".

Figura 6.10: DATOS DE ELECTRODOS

- Ya después de introducidos los datos necesarios se hace click en "siguiente", y el programa muestra una ventana tanto con los datos introducidos por el usuario como los valores calculados. En este formulario se observa si el diseño inicial cumple con los valores permisibles por el cuerpo humano.

The screenshot shows a software window titled "Cálculo Malla Tierra" with two main sections: "DATOS DEL TERRENO" and "DATOS ELÉCTRICOS" on the left, and "DATOS DE LA MALLA" on the right. At the bottom, there is a status message and control buttons.

DATOS DEL TERRENO	
Resistividad del Terreno	400.8293 [Ω·m]
Resistividad de la Gravilla [Ω·m]	2500 [Ω·m]
Temperatura Ambiente	40 [°C]

DATOS ELÉCTRICOS	
Corriente Máxima Faltas	3170 [A]
Tiempo Duración Faltas	0.5 [s]
Factor Decremento	1.125
Factor Crecimiento	1.5
Conductor Utilizado	Cobre comercial
Método de División de Corriente	Sin Factor
Factor Divisor de Corriente	1
Corriente Diseño	5349.375 [A]
Tensión de Paso Admisible para 50 Kg	1992.271 [V]
Tensión de Contacto Admisible para 50 Kg	621.1042 [V]
Tensión de Paso Admisible para 70 Kg	2696.435 [V]
Tensión de Contacto Admisible para 70 Kg	840.6324 [V]
Tensión de Paso Malla	1338.797 [V]
Tensión de Contacto Malla	1806.167 [V]
Elevación de Tensión en la Malla(GPR)	12555.04 [V]
Calibre Seleccionado	2/0

DATOS DE LA MALLA	
Geometría Malla	Rectangular
Largo	84 [m]
Ancho	77 [m]
LRM	- [m]
ARM	- [m]
Area	6720 [m ²]
Perímetro	328 [m]
Profundidad Malla	0.5 [m]
Espesor Gravilla	0.102 [m]
Díámetro Conductor	0.01065 [m]
Cantidad de Varillas	45
Longitud Varillas	2.4 [m]
Espaciamiento entre Conductores	7 [m]
Longitud Total Conductor	2009 [m]
Longitud Total Varillas	108 [m]
Longitud Total	2117 [m]
Factor De Reducción(Ca)	0.7429587
Resistencia de la Malla	2.34701 [Ω]
n	12.25182
Kh	1.224745
Kl	2.45727
Ki	1
Km	0.7470241
Ks	0.4061868

EL DISEÑO NO CUMPLE PARA LAS CONDICIONES DADAS

Redefinir Parámetros

Automático Manualmente Estudio Económico

Figura 6.11: DATOS SUMINISTRADOS Y VERIFICACIÓN DE QUE LA MALLA INICIALMENTE DISPUESTA CUMPLE CON LOS REQUERIMIENTOS DE SEGURIDAD ESTABLECIDOS POR LA NORMA IEEE 80 DE 2000

- Como se puede observar, este diseño no cumple con las condiciones mínimas recomendadas, en este punto el usuario decide de qué manera desea re-definir los parámetros si de manera manual o automática.

1. Si selecciona "Manual", el programa lleva al usuario a la ventana donde seleccionó la geometría del terreno y sus dimensiones, de ahí en adelante se pueden realizar los cambios que se deseen.
2. Por el contrario si selecciona "Automática", el programa volverá a cargar los datos de la ventana con el diseño que cumple con las condiciones; de no ser así, el programa recomendará al usuario cambiar la resistividad del terreno como se explicó anteriormente en la sección de ingreso de datos manual.

Para el ejemplo, seleccionamos la opción "automática" para redefinir los parámetros de la malla de puesta a tierra

- En la ventana siguiente la herramienta propuesta le solicita al usuario la definición del valor mínimo de espaciamiento de la retícula esperada y el calibre máximo del conductor requerido para la malla según criterio del diseñador.

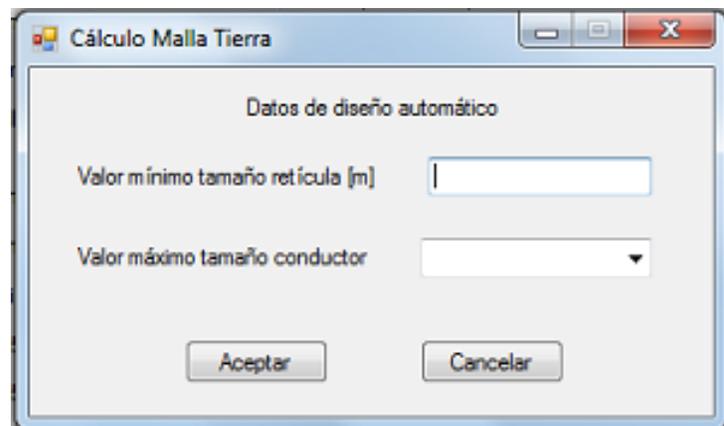


Figura 6.12: DATOS PARA REDIFINIR LA MALLA DE PUESTA A TIERRA

Para el ejemplo; se estableció que el valor mínimo de la retícula sería de 3 m y el máximo calibre del conductor 4/0 AWG

- Después de introducidos los datos solicitados para re-definir la malla de puesta a tierra, se selecciona "aceptar" y el programa muestra una ventana tanto con los datos introducidos por el usuario como los valores calculados. En este formulario se observa si el re-diseño cumple con los valores permisibles por el cuerpo humano.

DATOS DEL TERRENO

Resistividad del Terreno	400.8293	[Ω-m]
Resistividad de la Gravilla [Ω-m]	2500	[Ω-m]
Temperatura Ambiente	40	[°C]

DATOS ELÉCTRICOS

Corriente Máxima Falso	3170	[A]
Tiempo Duración Falso	0.5	[s]
Factor Decremento	1.125	
Factor Crecimiento	1.5	
Conductor Utilizado	Cable comercial	
Método de División de Corriente		
Factor Divisor de Corriente		
Corriente Diseño		
Tensión de Paso Admisible para 50 Kg		
Tensión de Contacto Admisible para 50 Kg		
Tensión de Paso Admisible para 70 Kg	2696.435	[V]
Tensión de Contacto Admisible para 70 Kg	840.6324	[V]
Tensión de Paso Malla	1357.551	[V]
Tensión de Contacto Malla	1825.205	[V]
Elevación de Tensión en la Malla(GPR)	12774.76	[V]
Calibre Seleccionado	2/0	

DATOS DE LA MALLA

Geometría Malla	Rectangular	
Largo	84	[m]
Ancho	77	[m]
LRM	-	[m]
ARM	-	[m]
Área	6468	[m ²]
Perímetro	322	[m]
Profundidad Malla	0.5	[m]
Espesor Gravilla	0.102	[m]
Conductor	0.01065	[m]
de Varillas	45	
Longitud Varillas	2.4	[m]
Conductores	7	[m]
Conductor	2009	[m]
Total Varillas	108	[m]
Longitud Total	2117	[m]
Factor De Reducción(Ce)	0.7429587	
Resistencia de la Malla	2.388085	[Ω]
n	12.48417	
Kh	1.224745	
Ki	2.491657	
Kj	1	
Km	0.7444799	
Ka	0.4061923	

SE DEBE MEJORAR LA RESISTIVIDAD DEL TERRENO

Aceptar

EL DISEÑO NO CUMPLE PARA LAS CONDICIONES DADAS

Redefinir Parámetros

Automático Manualmente Estudio Económico

Figura 6.13: VENTANA DE DATOS SUMINISTRADOS Y DE VERIFICACIÓN, DE QUE LA MALLA INICIALMENTE DISPUESTA Y AJUSTADA, CUMPLE CON LOS REQUERIMIENTOS DE SEGURIDAD ESTABLECIDOS POR LA NORMA IEEE 80 DE 2000

- Si el rediseño 1, no cumple con los valores permisibles, la herramienta le solicita al usuario nuevamente los parámetros de la malla dispuesta inicialmente, para volver a cargar los datos de la ventana con el diseño que cumple con las condiciones.

The figure displays two screenshots of the 'Cálculo Malla Tierra' software interface. The left screenshot shows the input parameters for the calculation, and the right screenshot shows the calculated results for the electrode and division data.

Left Screenshot: Input Parameters

Parameter	Value
Corriente [A]	3170
ρ Terreno [$\Omega\cdot m$]	400.8293
ρ Gravilla [$\Omega\cdot m$]	2500
Temperatura Ambiente [$^{\circ}C$]	40
Profundidad Malla [m]	0.5
Espesor Grava [m]	0.102
Tiempo Duración Falla [s]	0.5
Factor de Decremento	1.125
Factor de Crecimiento	1.5
Espaciamiento entre Conductores [m]	7

Selección Electrodo

- Con Varillas de Puesta a Tierra
- Sin Varillas de Puesta a Tierra

División de Corriente

- Sin Divisor de Corriente
- Con Divisor de Corriente
- Con Conductores de Guarda

Right Screenshot: Calculated Results

Datos Electrodo

Cantidad de Electrodo	45
Longitud Electrodo [m]	2.4

Datos Factor División

Factor División	
Cantidad de Lineas Guarda	
Area Torre [m ²]	
Cantidad de Torres Por Km	
Impedancia Cable de Guarda [Ω/Km]	

Figura 6.14: DATOS REGISTRADOS REDISEÑO 2

Se selecciona "siguiente" y el programa muestra una ventana tanto con los datos introducidos por el usuario como los valores calculados. En este formulario se observa si el rediseño 2 (espaciamiento entre conductores 3 m), cumple con los valores permisibles por el cuerpo humano.

The screenshot shows a software window titled "Cálculo Malla Tierra" with two main sections: "DATOS DEL TERRENO" and "DATOS ELÉCTRICOS" on the left, and "DATOS DE LA MALLA" on the right. At the bottom, there is a confirmation message and several buttons.

DATOS DEL TERRENO	
Resistividad del Terreno	400.8293 [Ω·m]
Resistividad de la Gravilla [Ω·m]	2500 [Ω·m]
Temperatura Ambiente	40 [°C]

DATOS ELÉCTRICOS	
Corriente Máxima Falso	2000 [A]
Tiempo Duración Falso	0.5 [s]
Factor Decremento	1.125
Factor Crecimiento	1.5
Conductor Utilizado	Cobre comercial
Método de División de Corriente	Sin Factor
Factor Divisor de Corriente	1
Corriente Diseño	3375 [A]
Tensión de Paso Admisible para 50 Kg	1992.271 [V]
Tensión de Contacto Admisible para 50 Kg	621.1042 [V]
Tensión de Paso Admisible para 70 Kg	2696.435 [V]
Tensión de Contacto Admisible para 70 Kg	840.6324 [V]
Tensión de Paso Malla	975.8861 [V]
Tensión de Contacto Malla	572.7863 [V]
Elevación de Tensión en la Malla(GPRI)	7820.578 [V]
Calibre Seleccionado	2/0

DATOS DE LA MALLA	
Geometría Malla	Rectangular
Largo	84 [m]
Ancho	75 [m]
LRM	-
ARM	-
Area	6300 [m²]
Perímetro	318 [m]
Profundidad Malla	0.5 [m]
Espesor Gravilla	0.102 [m]
Diámetro Conductor	0.01065 [m]
Cantidad de Varillas	45
Longitud Varillas	2.4 [m]
Espaciamiento entre Conductores	3 [m]
Longitud Total Conductor	4359 [m]
Longitud Total Varillas	108 [m]
Longitud Total	4467 [m]
Factor De Reducción(Cs)	0.7429587
Resistencia de la Malla	2.317208 [Ω]
n	27.4371
Kh	1.224745
Ki	4.704691
Kl	1
Km	0.4076153
Ka	0.5153589

EL DISEÑO CUMPLE PARA LAS CONDICIONES DADAS

Redefinir Parámetros

Automática Manualmente Estudio Económico Finalizar

Figura 6.15: VENTANA DE DATOS SUMINISTRADOS Y DE VERIFICACIÓN, DE QUE LA MALLA INICIALMENTE DISPUESTA, AJUSTADA, CUMPLE CON LOS REQUERIMIENTOS DE SEGURIDAD ESTABLECIDOS POR LA NORMA IEEE 80 DE 2000

- Después que el diseño "cumple con los requerimientos de seguridad", aparece el botón de "finalizar"; al hacer "Click" en él, se muestra la ventana final del programa, aquí se ve la geometría de la malla con los conductores paralelos y los electrodos de puesta a tierra en el perímetro de ésta.

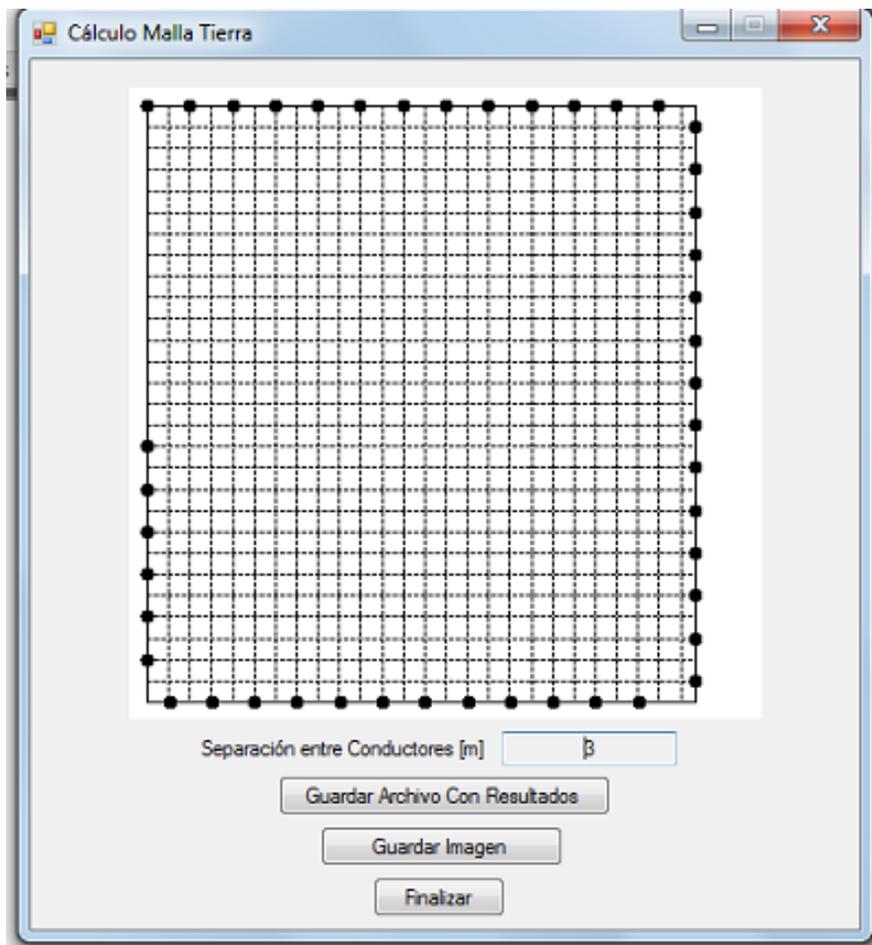
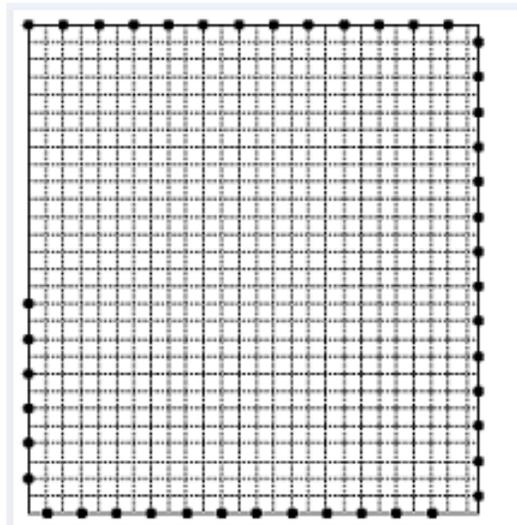


Figura 6.16: GEOMETRÍA DE LA MALLA FINAL

- La anterior ventana le permite al usuario guardar los resultados del diseño de la malla obtenida en un archivo de texto que debe ser guardado y ubicado donde el usuario así lo decida, además le permite guardar la imagen de la malla en un archivo png.



RESULTADOS MALLA TIERRA	
DATOS DE DISEÑO	DATOS CALCULADOS
Largo [m]: 84	Área [m²]: 6300
Ancho [m]: 75	L _g [m]: 518
Conductor Seleccionado: Cobre comercial	Factor de Reducción(Cs): 0.7429587
Conductividad [N]: 97	Tensión de Paso Para 50Kg [V]: 1992.271
Coefficiente Térmico de Resistividad a 20 °C [1/°C]: 0.00381	Tensión de Contacto Para 50Kg [V]: 621.1042
Ko a 0°C [°C]: 242	Tensión de Paso Para 70Kg [V]: 2696.435
Temperatura de Fusión [°C]: 1084	Tensión de Contacto Para 70Kg [V]: 840.6224
Resistividad del Conductor de Tierra a 20°C: 1.78	Longitud del Conductor [m]: 4359
Factor de Capacidad Térmica(TCAP): 3.42	Longitud Total de las varillas [m]: 108
Corriente [A]: 2000	Longitud Total [m]: 4467
Resistividad Terreno: 400.8293	Resistencia de la Malla: 2.317208
Resistividad Gravel: 2500	Factor División: 1
Temperatura Ambiente [°C]: 40	Corriente que Circulará por la Malla: 3275
Profundidad Malla [m]: 0.3	Elevación de Tensión en la Malla [V]: 7820.578
Espesor Grava [m]: 0.102	Sección del Conductor Calculado [mm²]: 8.54143
Tiempo Duración Falla [s]: 0.5	Calibre Conductor Seleccionado: 2/0
X/R: 0	Sección Conductor Seleccionado [mm²]: 67.4
Factor de Decremento: 1.125	Diámetro Conductor Seleccionado [m]: 0.01065
Factor de Crecimiento: 1.5	α: 27.41509
Espaciamiento entre Conductores [m]: 3	α0: 1.000803
Cantidad de Electrodo: 45	α1: 1
Longitud Electrodo [m]: 2.4	α2: 1
	n: 27.4871
	Kb: 1.224745
	Kj: 4.704691
	Kl: 1
	Lm: 4529.208
	Lz: 3361.05
	Km: 0.4076163
	Kx: 0.5153589
	Tensión de Paso [V]: 975.8861
	Tensión de Contacto [V]: 672.7863
	Corriente de Ajuste del Raíz [A]: 22308.62

Figura 6.17: ARCHIVOS FINALES DE LA MALLA DE TIERRA CALCULADA

Capítulo 7

Conclusiones

7.1. Conclusiones

- La metodología de diseño de subestaciones establecida, se presenta como un producto de interés académico e incluso para los profesionales del sector, que podrán encontrar en esta metodología una importante aplicación para el diagnóstico, caracterización y diseño de las subestaciones eléctricas. Sus resultados están asociados al mejoramiento en la gestión de planeación, contribuyendo a una mejor confiabilidad y calidad en los estudios de consultoría para el diseño de subestaciones eléctricas.
- Como resultado de esta metodología se establece la herramienta SUBDESIGN la cual:
 - Permite a los ingenieros diseñadores adelantar el proceso de diseño y la elaboración de diagramas unifilares, vistas de planta y perfil de las subestaciones eléctricas convencionales, de una manera más fácil, ya que este aplicativo es fácil de utilizar y tiene como base de diseño el software Autocad. Igualmente podrá usarse como soporte didáctico ya que permite adelantar diseños que contengan un alto nivel de complejidad.
 - Calcula la distancia fase - fase y la distancia fase - tierra, con su respectiva corrección por altura sobre el nivel del mar en que sea planeada la subestación (cuando sobrepase los 1000 m de altura sobre el nivel del mar); y se acoge a los reglamentos técnicos establecidos por la normatividad colombiana .

- Propone una separación de los equipos de patio típica [C.F.Ramírez [1991a,b]], que podrá ser modificadas por el usuario en cualquier momento en cada una de las plantillas presentadas para la elaboración de los planos. Se deja igualmente a opción del usuario crear sus propias plantillas con otros elementos de la biblioteca de equipos con sus diferentes vistas, tomados igualmente de catálogos de fabricantes.
- Está en capacidad de guardar los proyectos no finalizados en la primera sesión, para ello utiliza un sistema de lectura de variables a través de un archivo de texto guardado desde la ficha de "Subestaciones Eléctricas"
- Todos los bloques y plantillas están hechos a escala en unidades de milímetros, por ello es mejor utilizar las herramientas de medida especificadas como: distancias, área y perímetro, necesarias para cualquier modificación posterior y también para tener en cuenta en el diseño de la malla de puesta a tierra
- Permite el acceso al aplicativo GROUNDGRID, para el adelanto del cálculo de la malla de puesta a tierra requerida para cualquier subestación, dependiendo de la forma geométrica de su lote
- Como resultado de la metodología a seguir. se establece igualmente la herramienta GROUNDGRID, la cual :
 - Permite adelantar el cálculo de la malla de puesta a tierra, de una forma más sencilla para el diseñador. Siguiendo la metodología IEEE 80-2000, y a partir de los datos iniciales estimados para el diseño respectivo, la herramienta realiza todos los cálculos necesarios hasta que se obtenga la malla de puesta a tierra adecuada que cumpla con los requisitos de seguridad establecidos; evitándole al usuario el trabajo largo y tedioso, con respecto al adelanto de una gran cantidad de iteraciones para encontrar el diseño apropiado que cumpla con los valores de seguridad.
 - En la aplicación se observa que al aumentar el calibre del conductor o al disminuir el espaciamiento entre los conductores de la rejilla, la resistencia de la malla disminuye. Esto establece un factor importante a la hora de realizar un diseño óptimo, puesto que entre menor sea la impedancia de la malla, mejor será el camino para evacuar las corrientes de falla.
 - Un sistema de puesta a tierra dentro de una subestación eléctrica tiene como objetivos primordiales el salvaguardar la vida de las personas que puedan

transitar o permanecer allí, de tal forma que no estén sometidos a tensiones de paso, de contacto o transferidas, que superen los umbrales de soportabilidad del ser humano y la de proteger los equipos que la conforman en el momento de ocurrencia de una falla, disipando las corrientes de falla.

- Las herramientas propuestas mostraron ser efectivas, al lograrse con ellas una buena estimación en el resultado obtenido en el diseño de subestaciones eléctricas; lo anterior evidencia la viabilidad y la necesidad de continuar con los temas pendientes no cubiertos en esta investigación.
- Este trabajo fue resultado de los requerimientos investigativos del grupo GISEL de la UIS y se toma como aporte al desarrollo de la línea investigativa: Operación, Control y Expansión de Sistemas de Energía Eléctrica, estableciéndolo como un aplicativo de uso para la ingeniería en el área de las subestaciones eléctricas.

7.2. Trabajos futuros a desarrollar

- Desarrollo de herramientas software que permitan adelantar los temas de la coordinación de aislamiento, análisis de flujo de carga y de corto circuito, selección de equipos y diseño de barras para la etapa de diseño de una subestación eléctrica; dentro del marco establecido por el Reglamento Técnico de Instalaciones Eléctricas RETIE.

7.3. Proyectos adelantados

- Proyecto de investigación «Sistema de gestión para el diseño de subestaciones eléctricas a partir de los requerimientos técnicos establecidos por el Reglamento Técnico de Instalaciones Eléctricas – RETIE”». Grupo Investigación en Sistemas Eléctricos. Universidad Industrial de Santander. Investigador principal: Dr. Hermann Raul Vargas Torres.
- S.A. Gualdrón, A.M Ortiz y A.D. Caceres. «Diseño de planos de planta y perfil de subestaciones eléctricas asistidos por computador». Universidad Industrial

de Santander. Tesis de pregrado. Director Hermann Raul Vargas Torres. Codirector Fernando Gómez Tapias. Agosto de 2011.

- F. Gómez y J. Gómez. « Diseño de la subestación eléctrica general del Campus Universitario Central de la Universidad industrial de Santander». Proyecto de extensión. Director Hermann Raul Vargas Torres. Diciembre de 2011.

7.4. Publicaciones realizadas

- **Publicaciones en eventos del sector eléctrico:**

- F. Gómez, H. A. Vargas «Guía de pautas técnicas para el diseño de subestaciones eléctricas», Semana Técnica de Ingenierías Eléctrica, Electrónica y Afines, del 19 al 22 de octubre de 2010, Bucaramanga, Colombia.

- Y.J. Torres, L.P. Samanca, J. Gómez, F. Gómez y H.A. Vargas. «Elaboración de herramienta software para el diseño de apantallamiento en subestaciones eléctricas », VI Simposio Internacional sobre Calidad de la Energía Eléctrica SICEL, del 2 al 4 de Noviembre de 2011, Asunción, Paraguay.

- **Publicaciones en revistas:**

- F. Gómez, H. A. Vargas «Planeamiento del diseño de subestaciones eléctricas». Revista de las facultades de ingeniería - Epsilon. Universidad de la Salle. Vol N° 16 , enero-junio 2011. pp. 79-112. ISSN: 1692-1259

Bibliografía

- A.D. Caceres y S.A. Gualdron A.M. Ortiz. *Diseño de planos de planta y perfil de subestaciones eléctricas asistidos por computador*. Tesis de pregrado en Ing eléctrica, UIS, dirigida por HR Vargaz y codirigida por F.Gómez, 2011.
- C.F.Ramírez. *Subestaciones de alta y extra alta tensión*. Mejia Villegas SA, 1st. edition, 1991a.
- C.F.Ramírez. *Subestaciones de alta y extra alta tensión*. Mejia Villegas SA, 2st. edition, 1991b.
- CREG. Comisión de regulación de energía y gas: Resolución 094 de 2008. [en línea]: www.creg.gov.co, 2008a.
- CREG. Comisión de regulación de energía y gas: Resolución 097 de 2008. [Modificada por la Resolución 67 de 2010]:www.creg.gov.co, 2008b.
- Ministerio de Minas y de Energía. *Reglamento técnico de Instalaciones Eléctricas RETIE*. Resolución N° 181294 / Agosto de 2008, 4st. edition, 2008.
- H R Vargas F. Gómez. Planeamiento del diseño de subestaciones eléctricas. *Revista Epsilon*. Universidad de la Salle. ISSN: 1692-1259, [N° 16], 2011.
- Gilberto Enrique HARPER. *Elementos de Diseño de Subestaciones Eléctricas*. Limusa, 1st. edition, 1993.
- ICONTEC. *Código Eléctrico Colombiano*. ICONTEC, 1st. edition, 1998.
- IEC. *International Standard . International Electrotechnical Commission. IEC 60071-1*. IEC. Insulation co-ordination. Parte I. Definitions, principles and rules, 7st. edition, 1993.

- IEC. *International Standard . International Electrotechnical Commission. IEC 60071-2. IEC. Insulation co-ordination. Parte II. Aplicate guide, 3st. edition, 1996.*
- IEC. *International Standard . International Electrotechnical Commission. IEC 60038. IEC. standart voltages, 1st. edition, 2002.*
- IEEE80. *IEEE Guide for safety in ac substation grounding. IEEE 80, 1st. edition, 2000.*
- EA Cano JS Ramirez. *Sistemas de puestas a tierra diseñado con ieee-80 y evaluado con el metodo de los elementos finitos.mef. [en línea], 2010.*
- EA Cano JS Ramírez. *Sistemas de puestas a tierra. Diseñado con IEEE-80 y evaluado con MEF; ISBN: 978-958-8280-38-7. Universidad Nacional de Colombia. Sede Manizales, 1st. edition, 2010.*
- J. R. Martin. *Diseño de subestaciones electricas. Mc GRAW HILL, 1st. edition, 1992.*
- H. E. Olovsson and S. A. Lejdeby. *Evolución de las subestaciones: El diseño de subestaciones a principios del siglo xx y en la actualidad. Revista ABB, [en línea], 2008.*
- H. R. Vargas. *Material de apoyo asignatura Subestaciones Eléctricas UIS. 2009 edition, 2009.*

Apéndice A

Cómo crear un documento para ingreso de datos automáticamente - GROUNDGRID

En este apéndice se da a conocer al usuario las formas de crear un archivo de texto, el cual puede utilizarse en el programa, cuando se selecciona la opción "automática" de ingreso de datos, para que este pueda ser leído correctamente por el programa.[A.M. Ortiz [2011]]

A.1. Cómo crear el archivo de texto

Para crear el archivo de texto se tienen dos alternativas:

1. Se dirige a Inicio, después a "Todos Los Programas", seguido a "Accesorios" y finalmente hacer click en "Bloc de notas", como se muestra en la figura:

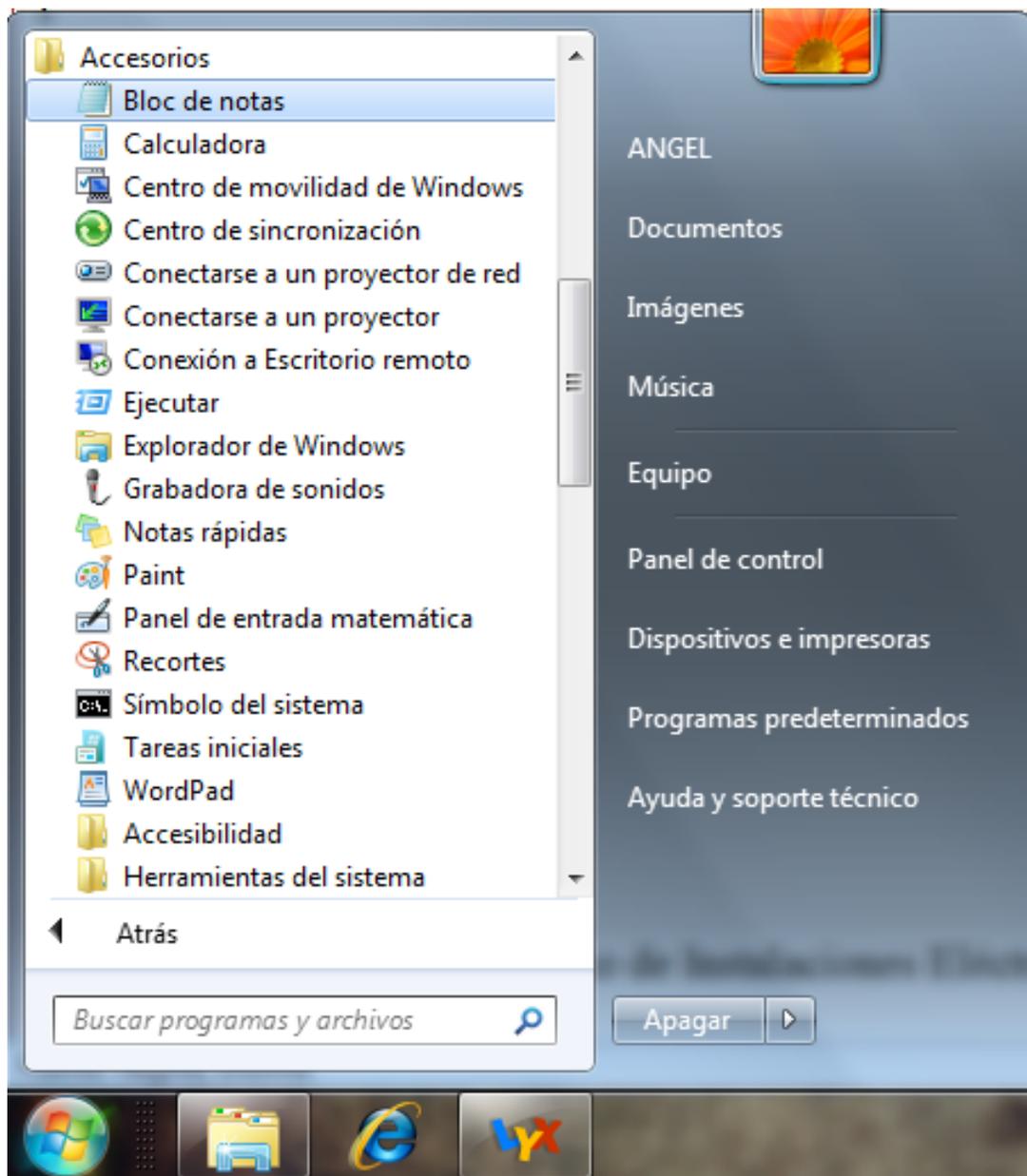


Figura A.1: BLOC DE NOTAS

2. Se busca la ubicación donde se desee crear el archivo, se da click derecho sobre cualquier parte de la carpeta y selecciona "Nuevo"; luego hacer click en "Documento de Texto", como se observa a continuación:

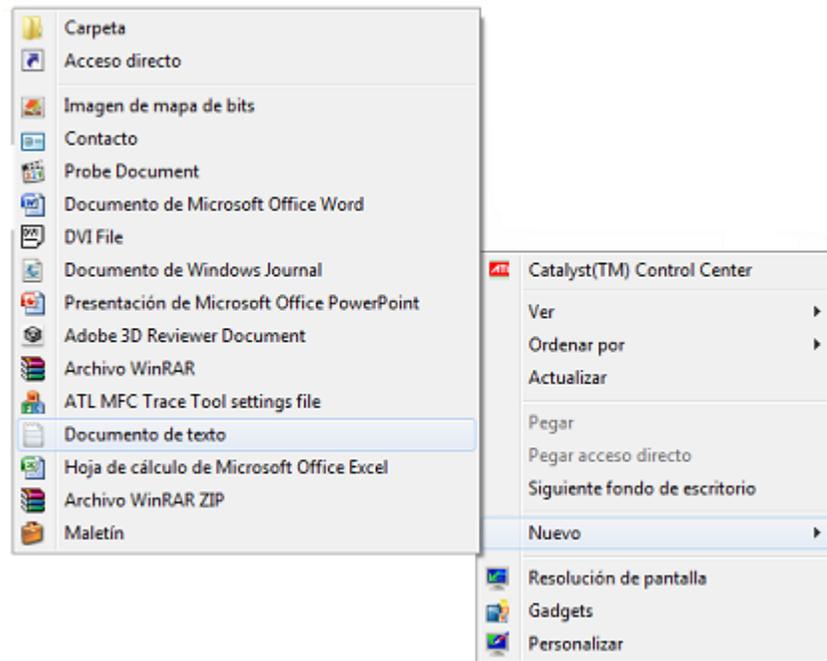


Figura A.2: DOCUMENTO DE TEXTO

- Ya creado y abierto el archivo "editor de texto"; se procede a insertar cada una de las líneas (datos de diseño de la malla), que deberán ser leídas por el programa.

- El formato que debe contener el archivo de texto línea a línea es el siguiente:

La primera línea contiene la selección de la geometría de la malla a trabajar (Los valores que se encuentran dentro de los paréntesis, son los valores que van seguidos línea a línea después de seleccionar la geometría de la malla).

- A continuación se muestra el número correspondiente a cada disposición que deberá se anotado en el documento; y el orden respectivo de sus características:

N°	Geometría de la malla
1	Cuadrada
2	Rectangular
3	En L

Figura A.3: GEOMETRÍA DE LA MALLA A SELECCIONAR

- Cuadrada (Largo)



Figura A.4: CUADRADO

- Rectangular (Largo, Ancho)

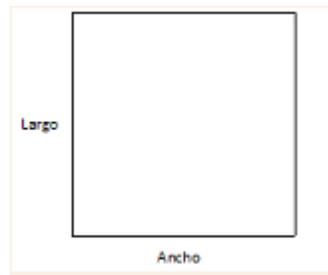


Figura A.5: RECTANGULAR

- En forma de L (Largo, Ancho, LRM, ARM)

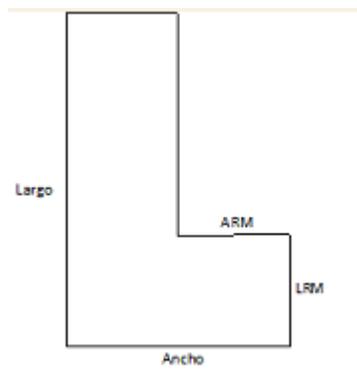


Figura A.6: EN FORMA DE L

Tomando como ejemplo la malla de la Figura A.6, las primeras líneas del archivo de Texto serian así:

- Tipo de geometría
- Largo
- ancho
- longitud del rectángulo pequeño
- Ancho del rectángulo pequeño

Habiendo seleccionado la geometría de la malla se procede a seleccionar el material del conductor de la malla de puesta a Tierra. Seguido de las líneas anteriores se identifica con un numero el tipo de material que desea el usuario, para lo anterior se presenta el cuadro A.1, donde se establece una lista de referencia con el número que le corresponde a cada material.

NÚMERO	MATERIAL
1	Cobre Recocido
2	Cobre Estirado en Frío
3	Acero Cobrizado
4	Acero Cobrizado
5	Acero Cobrizado
6	Aluminio Comercial EC
7	Aleación de Aluminio 5005
8	Aleación de Aluminio 6201
9	Acero Aluminizado
10	Acero 1020
11	Acero revestido Inoxidable
12	Acero galvanizado
13	Acero Inoxidable

Cuadro A.1: MATERIAL CONDUCTOR DE PUESTA A TIERRA - CUADRO REFERENTE

Después de haber seleccionado el material del conductor a utilizar se procede a escribir línea a línea cada uno de los siguientes datos (solo valores):

- Corriente [A]
- Resistividad terreno [$\Omega - m$]
- Resistividad Gravilla [$\Omega - m$]
- Temperatura ambiente [$^{\circ}C$]
- Espesor grava [m]

- Profundidad Malla [m]
- Tiempo duración falla [s]
- Factor de decremento
- Factor de crecimiento
- Espaciamiento entre conductores [m]

Después de introducidos los datos anteriores, la siguiente línea del archivo de texto contiene la información acerca de las varillas de Puesta a Tierra, a continuación se muestran los números que corresponden a cada caso y los valores que se deben introducir en las líneas siguientes, si el caso lo amerita.

- Selección de Varillas:
 1. Con Varillas de Puesta a Tierra
 - Cantidad de varillas
 - Longitud de Varilla)
 2. Sin Varillas de Puesta a Tierra

Para finalizar el archivo de texto, se debe introducir las líneas que corresponden a la División de Corriente a aplicar en la malla a diseñar, así pues se muestra el valor que corresponde a cada caso y dentro de los paréntesis los valores que deben ser introducidos en las líneas siguientes.

- División de corriente:
 1. Sin Divisor de Corriente
 2. Con Divisor de Corriente
 - Factor de División
 3. Con Efecto de Conductores de Guarda
 - Cantidad de Líneas de guarda
 - Área de la Torre [m²],
 - Cantidad de Torres por kilómetro
 - Impedancia de Cable de Guarda. [$\Omega - m$]

Después de escrita la última línea, se guarda el archivo de texto y se cierra. Teniendo el archivo listo para ser cargado por el programa cuando se requiera, para mayor claridad se referencian tres ejemplos para que el usuario verifique cómo debe ser escrito correctamente el archivo de Texto.

A.2. Ejemplo 1

Se desea construir una malla en un terreno cuadrado $70\text{ m} \times 70\text{ m}$, el terreno presenta una resistividad de $400\text{ }[\Omega - m]$. A la malla se le pretende instalar 20 varillas con una longitud de $7,5\text{ [m]}$ cada una.

- **Datos iniciales:**

- Largo = $70[m]$
- Ancho = $70[m]$

- **Datos adicionales:**

- Corriente de falla = $3180[A]$
- Separación entre Conductores = $7[m]$
- Resistividad Gravilla = $2500[\Omega - m]$
- Temperatura ambiente = $40[^\circ C]$
- Profundidad Malla = $0,5[m]$
- Espesor grava = $0,102[m]$
- Tiempo duración falla = $0,5[s]$
- Factor de decremento = 1
- Factor de crecimiento = 1
- Material de Conductor de la malla = *Cobre Estirado en Frio*
- Con factor de División de Corriente = 0,6

- **De acuerdo con lo establecido el archivo de texto tendrá la siguiente información:**

	* Esta plantilla se referencia como guía para crear el archivo de texto
1	N° de referencia de la geometría de la malla seleccionada
70	Largo [m]
2	Identificación tabla referente conductor de la malla= CobreEstiradoenFrio
3180	Corriente [A]
400	Resistividad del terreno $\left[\Omega\text{-m}\right]$
2500	Resistividad Gravilla $\left[\Omega\text{-m}\right]$
40	Temperatura ambiente [°C]
0.102	Espesor grava [m]
0.5	profundidad de enterramiento de la malla [m]
0.5	Tiempo duración falla [s]
1	Factor de decremento
1	Factor de crecimiento
7	Separación entre Conductores [m]
1	Con varillas de puesta a tierra
20	N° de varillas
7.5	Longitud de la varilla [m]
2	Con divisor de corriente
0.6	Factor de División de Corriente

Cuadro A.2: ARCHIVO DE TEXTO - EJM 1

A.3. Ejemplo 2

Se desea construir una malla en un terreno rectangular de $80\text{ m} \times 84\text{ m}$, el terreno presenta una resistividad de $400\text{ }[\Omega - m]$. A la malla se le pretende instalar 5 varillas con una longitud de $2,4\text{ [m]}$ cada una.

■ **Datos iniciales:**

- Largo = $80[m]$

- Ancho = $84[m]$

■ **Datos adicionales:**

- Corriente de falla = $6000[A]$

- Separación entre Conductores = $7[m]$

- Resistividad Gravilla = $2500[\Omega - m]$

- Temperatura ambiente = $40[^\circ\text{C}]$
- Profundidad Malla = $0,5[m]$
- Espesor grava = $0,102[m]$
- Tiempo duración falla = $0,5[s]$
- Factor de decremento = 1
- Factor de crecimiento = 1
- Material de Conductor de la malla = *Cobre Estirado en Frio*
- Sin factor de División de Corriente = 1

- De acuerdo con lo establecido el archivo de texto tendrá la siguiente información:

	* Esta plantilla se referencia como guía para crear el archivo de texto
2	N° de referencia de la geometría de la malla seleccionada
80	Largo [m]
84	Identificación tabla referente conductor de la malla= CobreEstiradoenFrio
2	Corriente [A]
6000	Resistividad del terreno $\left[\Omega\cdot m\right]$
400	Resistividad Gravilla $\left[\Omega\cdot m\right]$
2500	Temperatura ambiente $[^\circ\text{C}]$
40	Espesor grava [m]
0.102	profundidad de enterramiento de la malla [m]
0.5	Tiempo duración falla [s]
0.5	Factor de decremento
1	Factor de crecimiento
1	Separación entre Conductores [m]
7	Con varillas de puesta a tierra
1	N° de varillas
5	Longitud de la varilla [m]
2.4	Con divisor de corriente
1	Factor de División de Corriente

Cuadro A.3: ARCHIVO DE TEXTO - EJM 2

A.4. Ejemplo 3

Se desea construir una malla en un terreno en forma de L de $105\text{ m} \times 70\text{ m} \times 35\text{ m} \times 35\text{ m}$, el terreno presenta una resistividad de $300\text{ }[\Omega - m]$. A la malla se le pretende instalar 5 varillas con una longitud de 20 m cada una.

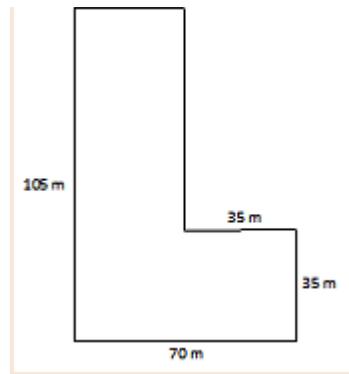


Figura A.7: EJM GEOMETRÍA DE MALLA DE PUESTA A TIERRA EN L

■ Datos iniciales:

- Largo = $105[m]$
- Ancho = $70[m]$
- LRM = $35[m]$
- ARM = $35[m]$

■ Datos adicionales:

- Corriente de falla = $3180[A]$
- Separación entre Conductores = $7[m]$
- Resistividad Gravilla = $2000[\Omega - m]$
- Temperatura ambiente = $40[^\circ C]$
- Profundidad Malla = $0,5[m]$
- Espesor grava = $0,102[m]$

- Tiempo duración falla = 0,5[s]
- Factor de decremento = 1
- Factor de crecimiento = 1,2
- Material de Conductor de la malla = *Cobre Estirado en Frio*
- Con factor de División de Corriente = 0,5

- De acuerdo con lo establecido el archivo de Texto tendrá la siguiente información:

	* Esta plantilla se referencia como guía para crear el archivo de texto
3	Nº de referencia de la geometría de la malla seleccionada
105	Largo [m]
70	Ancho [m]
35	LRM (largo del rectángulo pequeño) [m]
35	ARM (ancho del rectángulo) [m]
2	Identificación tabla referente conductor de la malla= CobreEstiradoenFrio
3180	Corriente [A]
300	Resistividad del terreno [$\Omega - m$]
2000	Resistividad Gravilla [$\Omega - m$]
40	Temperatura ambiente [$^{\circ}C$]
0.102	Espesor grava [m]
0.5	profundidad de enterramiento de la malla [m]
0.5	Tiempo duración falla [s]
1	Factor de decremento
1.2	Factor de crecimiento
7	Separación entre Conductores [m]
1	Con varillas de puesta a tierra
5	Nº de varillas
20	Longitud de la varilla [m]
2	Con divisor de corriente
0.5	Factor de División de Corriente

Cuadro A.4: ARCHIVO DE TEXTO - EJM 3

A.5. Plantilla guía general para crear el archivo de texto

Para determinar la plantilla se toma como referente los datos establecidos para el diseño de la malla del ejemplo 3

* Esta plantilla se referencia como guía para crear el archivo de texto		
3	Referencia de la geometría de la malla seleccionada	1 Cuadrada (* Largo)
		2 Rectangular (* Largo, ancho)
		3 En L (* Largo, ancho, LRM, ARM)
105	Largo [m]	
70	Ancho [m]	
35	LRM (largo del rectángulo pequeño) [m]	
35	ARM (ancho del rectángulo) [m]	
2	Identificación tabla referente conductor de la malla= CobreEstiradoenFrio	* Ver <Cuadro A.1>referente
3180	Corriente [A]	
300	Resistividad del terreno [Ω -m]	
2000	Resistividad Gravilla [Ω -m]	
40	Temperatura ambiente [$^{\circ}$ C]	
0.102	Espesor grava [m]	
0.5	profundidad de enterramiento de la malla [m]	
0.5	Tiempo duración falla [s]	
1	Factor de decremento	
1.2	Factor de crecimiento	
7	Separación entre Conductores [m]	
1	Con ó sin varillas de puesta a tierra	1 Con varillas
5		Nº de varillas
20		Longitud de la varilla [m]
2	Con ó sin divisor de corriente	2 Sin varillas
		1 Sin divisor
		2 Con divisor
0.5	Factor de División de Corriente	
Con efectos de cable de guarda	3	Con efectos de conductores de guarda
		Cantidad de líneas de cable de guarda
		Área de torre m^2
		Cantidad de torres por km
		Impedancia cable de guarda [Ω -m]

Cuadro A.5: PLANTILLA GUÍA ARCHIVO DE TEXTO

Apéndice B

Ejemplo de cálculo de la corriente de falla en una subestación eléctrica

B.1. Corriente de falla simétrica[JS Ramirez [2010]],[Martin [1992]],[C.F.Ramírez [1991b]]

Por razones prácticas, se recomienda hallar los siguientes tipos de falla:

- Falla polifásica (línea – línea – tierra), ignorando la resistencia de la falla y la resistencia de puesta a tierra de la subestación:

$$(I_{F_{L-L-T}}) = 3 * I_0 = \frac{3 * E * Z_2}{Z_1(Z_0 + Z_2) + Z_2 Z_0} \quad (B.1)$$

Donde:

I_0 : Valor RMS de secuencia cero de la corriente simétrica de falla en A.

E : Tensión fase – neutro RMS en V.

Z_1 : Impedancia equivalente de secuencia (+) del sistema en el punto de falla.

Z_2 : Impedancia equivalente de secuencia (-) del sistema en el punto de falla.

Z_0 : Impedancia equivalente de secuencia (0) del sistema en el punto de falla.

- Falla monofásica (línea – tierra), ignorando la resistencia de la falla y la resistencia de puesta a tierra de la subestación:

$$(I_{F_{L-T}}) = 3 * I_o = \frac{3 * E}{(Z_1 + Z_0 + Z_2)} \quad (B.2)$$

Donde:

I_o : Valor RMS de secuencia cero de la corriente simétrica de falla en A.

E : Tensión fase – neutro RMS en V.

Z_1 : Impedancia equivalente de secuencia (+) del sistema en el punto de falla.

Z_2 : Impedancia equivalente de secuencia (-) del sistema en el punto de falla.

Z_0 : Impedancia equivalente de secuencia (0) del sistema en el punto de falla.

- En una ubicación dada:
 - Una falla simple línea – tierra será la peor si:
 $(Z_1 * Z_0 > Z_2)$, en el punto de la falla
 - Una falla línea – línea – tierra será la peor si:
 $(Z_1 * Z_0 < Z_2)$, es común que en un sistema dado $Z_1 = Z_2$.

B.2. Ejemplo de cálculo de las corrientes de falla para una subestación[JS Ramirez [2010]]

Considérese el sistema mostrado en la Figura:

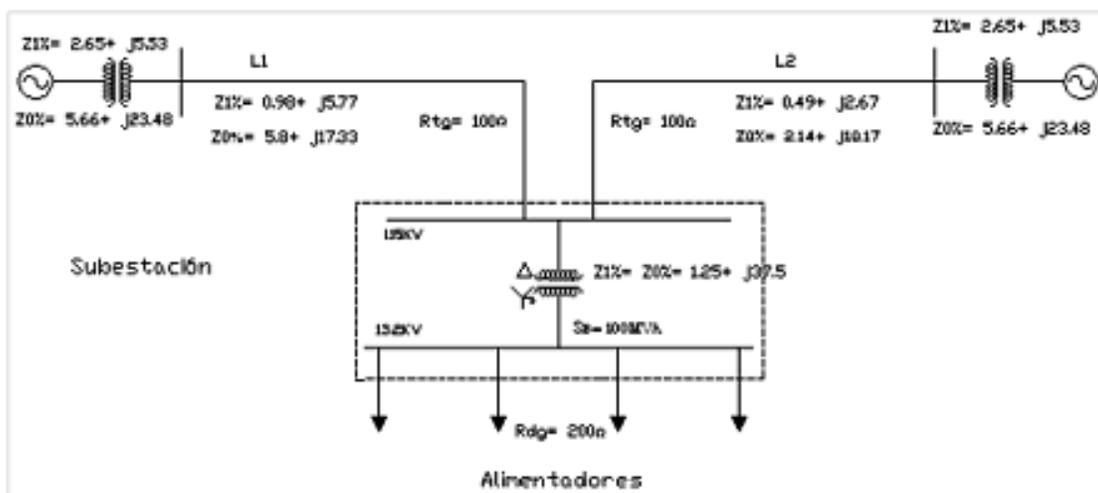


Figura B.1: SISTEMA ELÉCTRICO A ANALIZAR

Con los datos indicados en la figura anterior, se requiere calcular las impedancias de secuencia y las corrientes simétricas de falla en las barras de 115 kV y 13.2 kV.

■ **Cálculo de la impedancia equivalente de secuencia positiva del sistema $Z_{1_{AT}}$ (Barra de 115 kV)**

- Para $L_1 =$

$$(Z_1)_{L_1\%} = (2,65 + j5,53) + (0,98 + j5,77) = 3,63 + j11,3$$

- Para $L_2 =$

$$(Z_1)_{L_2\%} = (2,65 + j5,53) + (0,49 + j2,67) = 3,14 + j8,2$$

- Cálculo de $Z_{1_{AT}} =$

$$Z_{1\%_{AT}} = \frac{(Z_1)_{L_1\%} * (Z_1)_{L_2\%}}{(Z_1)_{L_1\%} + (Z_1)_{L_2\%}} = \frac{-81,2618 + j65,248}{6,77 + j19,5} = 1,695 + j4,756$$

- Cálculo de la impedancia base $Z_{base_{AT}} =$

$$Z_{base_{AT}} = \frac{(V_B/\sqrt{3})^2}{(S_B/3)} = \frac{(115/\sqrt{3})^2}{(100*10^6/3)} = 132,25 \Omega$$

- Cálculo de la impedancia equivalente de secuencia positiva del sistema $Z_{1_{AT}}$

$$Z_{1_{AT}} = \frac{Z_{1\%_{AT}}}{100} * Z_{base_{AT}} = \left(\frac{1,695 + j4,756}{100} \right) * 132,25 = (2,242 + j6,29) \Omega$$

■ **Cálculo de la impedancia equivalente de secuencia cero del sistema $Z_{0_{AT}}$ (Barra de 115 kV)**

- Para $L_1 =$

$$(Z_0)_{L_1\%} = (5,66 + j23,48) + (5,8 + j17,33) = 11,46 + j40,81$$

- Para $L_2 =$

$$(Z_0)_{L_2\%} = (5,66 + j23,48) + (2,14 + j10,17) = 7,8 + j33,65$$

- Cálculo de $Z_{0_{AT}} =$

$$Z_{0\%_{AT}} = \frac{(Z_0)_{L_1\%} * (Z_0)_{L_2\%}}{(Z_0)_{L_1\%} + (Z_0)_{L_2\%}} = \frac{-1283,862 + j703,947}{19,26 + j74,46} = 4,681 + j18,453$$

- Cálculo de la impedancia base $Z_{base_{AT}}$

$$Z_{base_{AT}} = 132,25 \Omega$$

- Cálculo de la impedancia equivalente de secuencia positiva del sistema $Z_{0_{AT}}$

$$Z_{0_{AT}} = \frac{Z_{0\%_{AT}}}{100} * Z_{base_{AT}} = \left(\frac{4,681 + j18,453}{100} \right) * 132,25 = (6,191 + j24,404) \Omega$$

- **Cálculo de la impedancia equivalente de secuencia positiva del sistema Z_{1BT} (Barra de 13.2 kV)**

$$(Z_{1\%BT}) = Z_{1\%AT} + Z_{1\%TRANSF} = (1,695 + j4,756) + (1,25 + j37,5) = 2,945 + j42,256$$

- Cálculo de la impedancia base $Z_{baseBT} =$

$$Z_{baseBT} = \frac{(V_B/\sqrt{3})^2}{(S_B/3)} = \frac{(13,2/\sqrt{3})^2}{(100 \cdot 10^6/3)} = 1,742 \Omega$$

- Cálculo de la impedancia equivalente de secuencia positiva del sistema Z_{1BT}

$$Z_{1BT} = \frac{Z_{1\%BT}}{100} * Z_{baseBT} = \left(\frac{2,945 + j42,256}{100}\right) * 1,742 = (0,051 + j0,736) \Omega$$

- **Cálculo de la impedancia equivalente de secuencia cero del sistema Z_{0BT} (Barra de 13.2 kV)**

$$(Z_{0\%BT}) = Z_{0\%TRANSF} = (1,25 + j37,5)$$

- Cálculo de la impedancia base $Z_{baseBT} =$

$$Z_{baseBT} = \frac{(V_B/\sqrt{3})^2}{(S_B/3)} = \frac{(13,2/\sqrt{3})^2}{(100 \cdot 10^6/3)} = 1,742 \Omega$$

- Cálculo de la impedancia equivalente de secuencia positiva del sistema Z_{1BT}

$$Z_{0BT} = \frac{Z_{0\%BT}}{100} * Z_{baseBT} = \left(\frac{1,25 + j37,5}{100}\right) * 1,742 = (0,022 + j0,653) \Omega$$

- **Cálculo de la corriente simétrica de falla en la barra de 115 kV:**

$$(I_{F_{L-T}}) = 3 * I_o = \frac{3 * V_{AT}}{((2 * Z_{1AT}) + Z_{0AT})} = \frac{3 * (115000/\sqrt{3})}{(2 * (2,242 + j6,29) + (6,191 + j24,404))} = 1434,977 + j4971,541$$

$$\therefore I_F = :1434,977 + j4971,541: = 5174,5 \text{ A.}$$

$$\text{Relación: } \frac{X}{R} = \frac{36,984}{10,675} = 3,465$$

■ **Cálculo de la corriente simétrica de falla en la barra de 13.2 kV:**

Las impedancias equivalentes de falla en la barra de 115 kV deben ser transferidas al lado de 13.2KV del transformador. Debe notarse que debido a la conexión ($\Delta - Y$) del transformador, sólo la impedancia de secuencia positiva del lado 115 kV es transferida.

$$Z_{1_{TRANSF}} = \frac{Z_{1\%TRANSF}}{100} * Z_{base_{AT}} = \frac{(1,25+j37,5)}{100} * 1,742 = 0,022 + j0,653 \Omega$$

$$Z_{1_{BT}} = \left(\frac{V_{BT}}{V_{AT}}\right)^2 * (Z_{1_{AT}}) + (Z_{1_{TRANSF}}) = \left(\left(\frac{13,2}{115}\right)^2 * (2,242 + j6,29)\right) + (0,022 + j0,653) = 0,052 + j0,736 \Omega$$

$$(Z_{0_{TRANSF}}) = \frac{Z_{0\%TRANSF}}{100} * Z_{base_{AT}} = \frac{(1,25+j37,5)}{100} * (132,25) = 0,052 + j0,736 \Omega$$

$$Z_{0_{BT}} = \left(\frac{V_{BT}}{V_{AT}}\right)^2 * (Z_{0_{AT}}) + (Z_{0_{TRANSF}}) = \left(\left(\frac{13,2}{115}\right)^2 * (4,681 + j18,453)\right) + (0,052 + j0,736) = 0,022 + j0,653 \Omega$$

$$(I_{F_{L-T}}) = 3 * I_o = \frac{3 * V_{BT}}{((2 * Z_{1_{AT}}) + Z_{0_{AT}})} = \frac{3 * (13200 / \sqrt{3})}{(2 * (0,052 + j0,736) + (0,022 + j0,653))} = 635,716 - j10721,398$$

$$:I_F: = :635,716 - j10721,398: = 10740,2 A.$$

$$\text{Relación: } \frac{X}{R} = \frac{2,125}{0,126} = 16,87$$

Apéndice C

Uso del editor de bloques de Autocad

C.1. Métodos de acceso al editor de bloques [A.M. Ortiz [2011]].

- Cinta de opciones:

Inicio → ficha → Bloque grupo → Editar. 

- Barra de herramientas:

Normal 

- Menú contextual:

Seleccione una referencia a bloque. Haga clic con el botón derecho en el área de dibujo. Haga clic en Editor de bloques.

- Menú:

Herr. Editor de bloques

- Comando:

editar bloque

C.2. Editor de bloques [A.M. Ortiz [2011]].

1. Se utiliza para definir el comportamiento dinámico de una definición de bloque.
2. Se añaden parámetros y acciones que definen las propiedades personalizadas y el comportamiento dinámico.
3. Contiene un área de creación especial en la que se puede dibujar y editar geometría del mismo modo que en el área de dibujo.
4. También proporciona una barra de herramientas del Editor de bloques, así como las Paletas de creación de bloques que contienen herramientas para crear bloques dinámicos. La ventana Paletas de creación de bloques incluye las fichas siguientes:

- Ficha Parámetros
- Ficha Acciones
- Ficha Conjuntos de parámetros
- Ficha Restricciones

Editor de Bloques

5. Cuando la variable de sistema BLOCKEDITLOCK se establece en 1, no se puede abrir el Editor de bloques.
6. Los siguientes comandos se utilizan para crear bloques dinámicos y sólo están disponibles en el Editor de bloques:
 - ACCIONBLOQUE
 - BARRAACCIONESBLOQUE
 - CONJUNTOACCIONBLOQUE
 - HERRACCIONBLOQUE
 - ASOCIARBLOQUE
 - ORDENATRIBLOQUE
 - PALCREARBLOQUE
 - CERRARPALCREARBLOQUE

- CERRARBLOQUE
- PARAMRESTRICBLOQUE
- CICLOPINZABLOQUE
- CONSTRUCBLOQUE
- CONJUNTOPINZABLOQUE
- TABCONSULTABLOQUE
- PARAMBLOQUE
- GUARDARBLOQUE
- GUARDARBLOQUECOMO
- TABLABLOQUE
- VERIFICARBLOQUE
- OCULTARVISBLOQUE
- MOSTRARVISBLOQUE
- ESTADOVISBLOQUE

Apéndice D

Directorio de Instalación de Archivos: SUBDESIGN[A.M. Ortiz [2011]]

Los archivos y carpetas necesarias para la correcta ejecución del programa quedarán instalados en las siguientes direcciones:

- BASEDEDATOS (Carpeta que contiene todas las plantillas y el software de Malla de puesta a tierra):
Directorio instalación AUTOCAD\BASEDEDATOS
- acad.dvb
(Archivo que contiene la programación):Directorioinstalaciónautocad\acad.dvb
- acad.cuix (Archivo necesario para la pestaña de Subestaciones Eléctricas dentro de Autocad):
C:\Users\usuario(Nombre Sesión)\AppData\Roaming\Autodesk\
AUTOCAD Structural Detailing 2010\enu\Support\acad.cuix
(Ejemplo para sistema operativo Win XP)
- acad.cuix (Archivo necesario para la pestaña de Subestaciones Eléctricas dentro de Autocad):
C:\Documents and settings\usuario(Nombre Sesión)\Aplicacion Data\Autodesk\
AUTOCAD Structural Detailing 2010\A.18\Support\acad.cuix
(Ejemplo para sistema operativo Win XP)

- subestaciones.dwt (Plantilla de Subestaciones):
C:\Users\usuario(Nombre Sesión)\Configuración local\Autodesk\AUTOCAD
Structural Detailing 2010\enu\Template\subestaciones
(Ejemplo para sistema operativo Win 7)

- subestaciones.dwt (Plantilla de Subestaciones):
C:\\Documents and settings\usuario(Nombre Sesión)\Configuración local\Datos
de programa\Autodesk\AUTOCAD Structural Detailing 2010\A.18
\Template\subestaciones
(Ejemplo para sistema operativo Win XP)