

**UNIVERSIDAD DE ORIENTE**  
**NÚCLEO DE ANZOÁTEGUI**  
**ESCUELA DE INGENIERÍA Y CIENCIAS APLICADAS**  
**DEPARTAMENTO DE INGENIERÍA QUÍMICA**



**“ESTUDIO Y CÁLCULO ELÉCTRICO PARA EL DISEÑO DE UNA  
SUBESTACIÓN ELÉCTRICA 115KV DE DOS TRANSFORMADORES DE 36  
MVA EN GUACA, CARUPANO - ESTADO SUCRE”**

**REALIZADO POR:  
ADGELMIR JOSÉ MÁRQUEZ ORTIZ**

**TRABAJO DE GRADO PRESENTADO ANTE LA UNIVERSIDAD DE  
ORIENTE COMO REQUISITO PARCIAL PARA OPTAR AL TÍTULO DE  
INGENIERO ELÉCTRICO.**

**BARCELONA, MAYO DE 2010**

**UNIVERSIDAD DE ORIENTE**  
**NÚCLEO DE ANZOÁTEGUI**  
**ESCUELA DE INGENIERÍA Y CIENCIAS APLICADAS**  
**DEPARTAMENTO DE INGENIERÍA QUÍMICA**



**“ESTUDIO Y CÁLCULO ELÉCTRICO PARA EL DISEÑO DE UNA  
SUBESTACIÓN ELÉCTRICA 115KV DE DOS TRANSFORMADORES DE 36  
MVA EN GUACA, CARUPANO - ESTADO SUCRE”**

**ASESORES**

---

**Ing. Suárez, Luis**  
**Asesor Académico**

---

**Ing. Cova, Orlando**  
**Asesor Industrial**

**BARCELONA, MAYO DE 2010**

**UNIVERSIDAD DE ORIENTE**  
**NÚCLEO DE ANZOÁTEGUI**  
**ESCUELA DE INGENIERÍA Y CIENCIAS APLICADAS**  
**DEPARTAMENTO DE INGENIERÍA QUÍMICA**



**“ESTUDIO Y CÁLCULO ELÉCTRICO PARA EL DISEÑO DE UNA  
SUBESTACIÓN ELÉCTRICA 115KV DE DOS TRANSFORMADORES DE 36  
MVA EN GUACA, CARUPANO - ESTADO SUCRE”**

**JURADO CALIFICADOR**

---

**Ing. Suárez, Luis**  
**Asesor Académico**

---

**Ing. Parra, Hernán**  
**Jurado Principal**

---

**Ing. Maza, Manuel**  
**Jurado Principal**

**BARCELONA, MAYO DE 2010**

## **RESOLUCIÓN**

De acuerdo con el artículo 41 del reglamento de trabajo de grado:

“Los trabajos de grado son de exclusiva propiedad de la universidad y solo podrán ser utilizados para otros fines con el consentimiento del Consejo de Núcleo respectivo, el cual lo participará al Consejo Universitario”

## DEDICATORIA

A DIOS por poner un sol nuevo en mi ventana cada mañana que me renueva día a día. Mi mayor y principal amor eres TU.

A mis padres por cuidarme y enseñarme los valores morales sobre los cuales debemos vivir y los que hacen de mí la persona que soy hoy en día. Los amo!

A mis abuelos Evelio y Josefa (Q.E.P.D.) ustedes fueron ejemplo fiel de paciencia, amor y sonrisa, a mi abuela Librada por los versos de cumpleaños.

A mi hermano, sigamos brindándonos apoyo y defendiéndonos hasta con la respiración. Te quiero!

A María Lourdes Ortiz, María Auxiliadora Ortiz, Carmen Elena Ortiz (Q.E.P.D), Carmen Rosario Ortiz, Mirna Ortiz, Betty Ortiz, Omaira Márquez, Hernan Márquez, Alfredo Márquez, Elys Márquez, Morela Marquez, Carmen Marquez, Jesus Márquez, Ana Salazar, Gregorio Medina, José Martinez, Antonio Chirinos y demás tíos que me faltan por nombrar, porque la familia siempre cuenta y con ellos siempre se cuenta.

A mis padrinos Maritza de quien siempre tengo atenciones, buenos tratos y apoyo, y Maíque (Q.E.P.D.) de quien recuerdo ser su hija hembra y que a pesar de las circunstancias me aferro a pensar que siempre forme parte de sus pensamientos, no son mi sangre pero me han querido como si lo fuera.

A mis primos Margreg Medina (me diste la dicha de tener un ahijado hermoso y lleno de mucha gracia), María Martínez (tú y Margreg fueron mis hermanas hembras durante la infancia, adolescencia y hoy en día que disfruto de mi juventud lo siguen siendo, personas que siempre lloran por mis tristezas, ríen mis alegrías, alientan mis metas y me ayudan a levantarme en mis penas, las quiero muchísimo), Rosana Orozco, Lesmar Ortiz, Anmir Chirinos, Jessica Ortiz, Jesús Márquez, Angel René (mi príncipe encantado), Tomás Castro, Oswaldo Franco, Greg Medina, Elias Medina, Hermarys Márquez, Ana Marquez, Ramón Ortiz, Antonio Chirimos, Gabriela Gómez (mi hija en el sentimiento), Alexander Gómez . . .

si sigo nombrando harían de mi tesis el doble de gruesa de lo que es, jejejeje! Pero me satisface que sea así porque es muestra de que no han dejado que el significado de familia se quede sólo en cinco personas.

A mis amigas Katherine Rivera (te amo, tus apalabras y acciones me han hecho quererte como si fueras parte de mi), Adriana Ruiz (quien es el lado loco en mi vida) y Arisleida (fuiste mi amiga de la infancia, junto a ti aprendí que no para todos la vida tiene el mismo tono color rosa, pero que aun así no es razón para dejar de sonreír)

A mis amigos José Estevez (como disfruto de tus llamadas telefónicas, son las conversaciones más largas y que mas disfruto) Harut (el enfermero, siempre buscando alguna forma de verme sonreír, eres un gran apoyo en mi vida, ni te imaginas el gran cariño y amor que siento por ti, tu amistad es muy valiosa para mí) Gilberto Mejías (mi maracuchito lindo que siempre me hace reír con sus ocurrencias).

A mi familia adoptiva Josefina Ferrer, Eumir Pérez Ferrer, Yarnila Pérez Ferrer y Cristina Pérez Ferrer. Cris de seguro cuando no te viste entre las amigas te sorprendiste, pero sabes que tú y tu familia siempre me han hecho sentir parte de ustedes y es una de las cosas más lindas que me han pasado en la vida. Ah! Me he esmerado en colocar los nombres con los apellidos, porque me acorde ti y las ocasiones cuando nos jugábamos con eso, jejejeje!

A mi sobrina que me hace reír cada mañana y a mi cuñada por engendrar un ser tan maravilloso. Sigue luchando por construir tu paraíso cuñada, construye un paraíso donde la mayor felicidad te la de tu hija, tu trabajo y tu familia.

A Siria mi compañera fiel, ella me hace saber que siempre va a ver alguien en casa que me reciba y se alegre por mi llegada.

A mi tipito que me hace sentir muchosa con todas su tonticidades. Jejejeje!!

A Mariangela Ruiz que aunque eres alguien a quien conozco desde hace muy poco tiempo se que va a durar mucho tiempo en mi vida, nuestra amistad perdurará en tiempo, porque sin saberlo éramos amigas antes de conocernos y antes de nacer (lo

digo porque nuestros padres eran amigos, jejejeje! Como siempre digo lo nuestro es algo natural. Jejeje!)

A la tipita por estar siempre al pendiente de mi, eres muestra de que hay personas q no olvidan a las amistades a pesar de que las circunstancias cambien. Me has hecho sentir que cuento con tu apoyo y que mi opinión para ti vale. Te quiero tipis, Dios te bendiga (si Edenia Gallardo, es contigo. Jejejeje!)

## AGRADECIMIENTOS

Le agradezco a DIOS todopoderoso por colocar en mi camino a las personas idóneas para prestarme apoyo en esta etapa de mi carrera universitaria y por darme el tiempo justo y necesario, una vez más he confirmado que tu tiempo es perfecto.

Al profesor Luis Suarez por aceptar ser mi tutor

Al Ing Orlando Cova por aceptar ser mi tutor en la empresa, sin ti el comienzo de esta etapa no hubiese sido posible, empezar algo como esto no es algo fácil, se debe contar con mucha orientación y eso lo recibí todo el tiempo de tu parte, muchísimas gracias por eso.

Al Ing Melquiades Bermúdez, por brindarme su apoyo y sus conocimientos para desarrollar mi tesis.

A los profesores Santiago Escalante, Luis Parraguez y Melquiades Bermúdez por cumplir con su rol de profesores como se debe y haberle brindado a mi intelecto el privilegio de absorber los conocimientos transmitidos.

A todas aquellas personas que sin esperar nada a cambio compartieron pláticas, conocimientos y diversión. A todos aquellos que durante los años q duró este sueño lograron hacerlo realidad.

A los que creen que ni siquiera el cielo es el límite

A la Universidad De Oriente por confiar en mí e invertir en el desarrollo de una de las etapas de mi vida profesional.

¡Gracias! A todos muchísimas gracias...



## RESUMEN

El crecimiento constante de la carga y del consumo de energía eléctrica, motivadas principalmente por el desarrollo industrial y la elevación del nivel de vida de las poblaciones requiere la ampliación periódica de los sistemas eléctricos de generación y de distribución. Con el fin de obtener mejoras en los sistemas de distribución de energía eléctrica, y así, satisfacer las necesidades del crecimiento de los consumos eléctricos y mejorar la continuidad y calidad en el suministro de energía eléctrica en los suscriptores, se ha decidido la realización del diseño, de la subestación de Guaca de 115/34,5/13,8kV de 2 x 36MVA, ubicada en la ciudad de Carúpano. En la realización del diseño de subestaciones para una función determinada, es necesario realizar estudios para determinar la carga que va alimentar, el esquema eléctrico más apropiado, determinar el número de circuitos, la ubicación geográfica y tamaño del terreno, etc. Además la selección de las normas o criterios de la empresa que apliquen al diseño. Para este proyecto ELEORIENTE ha seleccionado para sus subestaciones por su costo reducido y fácil operación el arreglo radial simple, la subestación tendrá capacidad de 2x36MVA, con una relación de transformación 115kv/34.5Kv/13.8kV y cuatro circuitos de alimentación para cada transformador.

## TABLA DE CONTENIDO

RESOLUCIÓN .....	iv
DEDICATORIA .....	v
AGRADECIMIENTOS.....	viii
RESUMEN .....	ix
INTRODUCCIÓN.....	23
OBJETIVOS.....	26
Objetivo General.....	26
Objetivos Específicos .....	26
Capítulo 1 .....	27
1.1 INTRODUCCIÓN.....	27
1.2 EVENTUALIDADES QUE IMPIDEN LA CALIDAD DEL SUMINISTRO DE ENERGÍA ELECTRICA EN GUACA.....	27
1.3 LAS SUBESTACIONES ELECTRICAS .....	29
1.3.1 TIPOS DE SUBESTACIONES.....	29
1.3.2 CLASIFICACIÓN DE LAS SUBESTACIONES.....	31
1.4 ESQUEMA O ARREGLOS DE LAS SUBESTACIONES.....	32
1.4.1 Esquema de Principio de un Juego de Barras.....	33

1.4.2 Esquema de un Juego de Barras Seccionadas .....	34
1.4.3 Seccionadores en Derivación.....	36
1.4.4 Sistema con Doble Juego de Barras .....	36
1.4.5 Esquema de Doble Juego de Barras con Duplicación de Interruptores .....	37
1.4.6 Esquema de Doble Juego de Barras con Interruptor y Medio por Salida.....	39
1.4.7 Esquema de Barras Principal y de Transferencia .....	40
1.4.8 Sistema de Tres Juegos de Barras.....	41
1.4.9 Esquema del Tipo Poligonal.....	42
1.5 EQUIPOS QUE INTEGRAN UNA SUBESTACIÓN .....	44
1.5.1 Transformador de Potencia.....	44
1.5.2 Equipos de Maniobra.....	47
1.5.3 Transformadores de Medida.....	48
1.5.4 Servicios Auxiliares.....	50
1.5.5 Equipos de Medición .....	50
1.5.6 Equipos de Protección (Reles).....	50
1.5.7. Sistema de Protección.....	51

1.5.8 Barras y Estructuras.....	51
1.5.9 Aislador y Pararrayos .....	52
1.5.10 Sistema de Puesta a Tierra.....	52
Capítulo 2 .....	54
2.1 INTRODUCCIÓN.....	54
2.2 PARAMETROS DE DISEÑO DE BARRAS COLECTORAS.....	55
2.2.1 Criterios para el Cálculo Eléctrico.....	55
2.2.2 Capacidad Térmica de los Conductores Bajo Cortocircuito.....	59
2.2.3 Criterios para el Cálculo Mecánico .....	60
2.3 CONSIDERACIONES DE LAS CARGAS QUE INTERVIEN EN EL DISEÑO DE LOS PORTICOS.....	60
2.3.1 Fuerza Longitudinal.....	61
2.3.2 Fuerza Transversal.....	63
2.3.3 Fuerza Vertical .....	64
2.3.4 Fuerza durante el Cortocircuito .....	64
2.4 PARÁMETROS PARA EL DISEÑO DE UNA MALLA DE PUESTA TIERRA. ....	66
2.4.1 Sistema de Tierra .....	66

2.4.2 Resistividad del Suelo .....	67
2.4.3 Métodos Para Medir la Resistividad del Suelo.....	69
2.4.4 Procedimiento para medir la resistividad del Suelo .....	74
2.4.5 Determinación de la Máxima Corriente de la Malla de Tierra.....	75
2.4.6 Selección del Conductor .....	77
2.4.7 Tensiones de Paso y de Toque Permisibles Para el diseño de Malla de Puesta a Tierra.....	78
2.4.8 Tensiones en la Periferia de la Malla.....	80
2.4.9 Cálculo de la Longitud del Conductor.....	84
2.4.10 Cálculo de la Resistencia de la Malla de Puesta Tierra .....	84
2.3.11 Cálculo del Máximo Valor del Potencial de la Malla .....	87
2.5 Distancia de Diseño .....	87
2.5.1 Distancias entre Fases y Distancias entre Fase y Tierra.....	88
2.5.2 Altura de los Equipos sobre el Nivel del Suelo ( $h_s$ ).....	88
2.5.3 Altura de las Barras Colectoras sobre el Nivel del Suelo.....	89
2.5.4 Altura de remate de las Líneas de Transmisión en la Subestación...	89
2.5.5 Distancia de Seguridad .....	89
2.6 Servicios Auxiliares.....	91

2.6.1. Servicios Auxiliares de Corriente Directa .....	92
2.6.2 Servicios Auxiliares de Corriente Alterna .....	99
2.6.3 Tableros para Servicios Auxiliares .....	100
2.6.5 Protección de los Servicios Auxiliares .....	102
2.6.6 Cálculos Mínimos de los Servicio Auxiliares .....	102
2.6.7 Cálculo de la Carga Alimentada por el Transformador de Potencia .....	102
2.7 Coordinación de Aislamiento .....	103
2.8 Blindaje.....	104
2.8.1 Método Electrogeométrico .....	105
2.9 Parámetros para el Cálculo de las Corrientes de Cortocircuitos .....	111
Capítulo 3 .....	114
3.1 INTRODUCCIÓN.....	114
3.2 CÁLCULO DE LA CORRIENTE NOMINAL EN LA ENTRADA Y LA SALIDA DE CADA LÍNEA DE LA SUBESTACION. ....	114
3.3 CÁLCULO DE LOS NIVELES DE CORTOCIRCUITO .....	116
3.3.1 Niveles de Cortocircuito en la Barra 115 kV.....	117

3.3.2 Cálculos de las Impedancias de Secuencia Positiva, Negativa y Cero de la Línea.....	117
3.3.3 Cálculo de las Impedancias del Sistema Externo .....	124
3.3.4 Cálculo de la Impedancia Equivalente de los Transformadores $T_1$ : 115/13,8 KV y $T_2$ : 115/34,5 kV de la subestación Guaca. ....	126
3.3.5 Cálculo de la Impedancia Equivalente de los Transformadores de la subestación Casanay (230/115 kV).....	127
3.3.6 Cálculos de las Corrientes de Cortocircuitos.....	128
3.4 DISEÑO DE UNA MALLA DE PUESTA A TIERRA SEGURA.....	133
3.4.1 Cálculo de la Máxima Corriente de la Malla.....	133
3.4.2 Selección del Conductor.....	134
3.4.3 Cálculo de las Tensiones de Paso y de Toque Permisible Para el Diseño de la Malla de Puesta a Tierra.....	135
3.4.4 Cálculo de la Longitud del Conductor.....	136
3.4.5 Cálculo de la Resistencia de la Malla ( $R_M$ ) .....	137
3.4.6 Cálculo de la Máxima Tensión en la Malla.....	138
3.4.7 Cálculo de la Tensión de Paso y de Toque en la Periferia de la Malla .....	139
3.5 DISEÑO DE LAS BARRAS COLECTORAS .....	141

3.5.1 Verificación de la Barra Colectora de 115 kV en Condiciones Normales del Operación.....	142
3.5.2 Verificación de las Barras Colectoras de 115 kV en Condiciones de Emergencia.....	147
3.5.3 Cálculo de Capacidad Térmica de los Conductores bajo Cortocircuito de la barra de 115 kV .....	151
3.5.4 Cálculo Mecánico Para las Barras Colectoras de 115 kV .....	152
3.5.5 Verificación de la Barra Colectora de 34,5 kV en Condiciones Normales del Operación.....	161
3.5.6 Verificación de las Barras Colectoras en 34,5 kV en Condiciones de Emergencia.....	163
3.5.7 Cálculo Mecánico Para las Barras Colectoras de 34,5 kV .....	165
3.5.8 Verificación de la Barra Colectora de 13,8 kV en Condiciones Normales del Operación.....	171
3.5.9 Verificación de las Barras Colectoras en 13,8 kV en Condiciones de Emergencia.....	173
3.5.10 Cálculo Mecánico Para las Barras Colectoras de 13,8 kV .....	175
3.6 DISTANCIA DE DISEÑO.....	181
3.6.1 Distancias Entre Fases y Distancia entre Fase y Tierra.....	181
3.6.2 Altura de los Equipos Sobre el Nivel del Suelo ( $h_s$ ) .....	182



3.6.3	Altura de las Barras Colectoras Sobre el Nivel del Suelo $h_b$ .....	183
3.6.4	Altura de Remate de las Líneas de Transmisión en la Subestación	184
3.6.5	Distancia de Seguridad .....	184
Capítulo 4	.....	187
4.1	INTRODUCCIÓN.....	187
4.2	SERVICIOS AUXILIARES DE CORRIENTE CONTINUA .....	188
4.2.1	Cálculo de Banco de Baterías .....	188
4.2.2	Voltaje Mínimo por Celda.....	188
4.2.3	Capacidad del Banco de Baterías .....	189
4.2.4	Capacidad del Cargador de la Baterías.....	191
4.2.5	Servicios Auxiliares de Corriente Alterna.....	192
4.2.6	Cálculo de la Carga Alimentada por el Transformador de Potencia .....	192
4.3	CALCULO DE BLINDAJE DE LA SUBESTACIÓN.....	194
4.3.1	Altura Máxima del Cable de Guarda .....	196
4.4	COORDINACIÓN DEL NIVEL DE AISLAMIENTO .....	197
4.4.1	Objetivo de la Coordinación de Aislamiento .....	197
4.4.2	Protección Contra Sobretensiones .....	198

4.4.3 Descargas Atmosféricas .....	198
4.4.4 Pararrayos .....	199
4.5 SELECCIÓN DE LOS PARARRAYOS Y COORDINACIÓN DEL AISLAMIENTO DE LA SUBESTACIÓN GUACA.....	209
4.5.1 Tensión Nominal .....	209
4.5.2 Corriente de Descarga Nominal .....	209
4.5.3 Datos del Pararrayos.....	211
4.5.4 Cálculo del Margen de Protección por Rayo.....	211
Capítulo 5 .....	215
5.1 INTRODUCCIÓN.....	215
5.2 CARACTERÍSTICAS ELÉCTRICAS DE LOS EQUIPOS SELECCIONADOS PARA EL DISEÑO DE LAS SUBESTACIONES ELÉCTRICAS .....	215
5.2.1 Transformador de Potencia.....	215
5.2.2 Interruptor Principal de Potencia (Disyuntor) .....	218
5.2.3 Reconectores.....	219
5.2.4 Transformador de Corriente .....	220
5.2.5 Transformadores de Tensión .....	222

5.2.6 Pararrayos .....	222
5.2.7 Seccionadores .....	226
5.2.8 Cortacorriente .....	227
5.2.8. Transformador de Distribución para Servicios Auxiliares .....	227
CONCLUSIONES .....	229
RECOMENDACIONES .....	230
BIBLIOGRAFÍA .....	231
ANEXOS .....	233
METADATOS PARA TRABAJOS DE GRADO, TESIS Y ASCENSO: .....	243

## LISTA DE FIGURAS

Fig. 1.1 Esquema unifilar de un juego de barras .....	27
Fig. 1.2 Esquema de un juego de barras seccionables .....	27
Fig. 1.3 Esquema de 1 juego de barras con seccionador ‘‘Bv-pass’’ .....	27
Fig. 1.4 Esquema de doble juego de barras .....	27
Fig. 1.5 Esquema de doble juego de barras con doble interruptor .....	27
Fig. 1.6 esquema de doble juego de barras con interruptor y medio por salida	27
Fig. 1.7 Esquema con 1 barra principal y 1 barra de transferencia .....	27
Figura 1.8. Esquema de doble juego de barras principales y uno de transferencia .....	42
Fig. 1.10 Esquema de principio del tipo poligonal o en anillo .....	27
Figura 2.1. Métodos de los dos puntos. ....	70
Figura 2.2 Método de los tres puntos .....	71
Figura 2.3 Configuración Wenner .....	73
Figura 2.4 Configuración Schlumberger .....	74
Figura 2.5 Direcciones para efectuar la medición de Resistividad.....	75

Figura 2.6 Factor de reducción $C_s$ en función del factor de reflexión $K$ y el espesor de la piedra picada $h_s$ .....	80
Figura 2.7 Diagrama de los Servicios Auxiliares de Corriente Alterna .....	100
Figura 2.8 Protección de un Cable de Fuerza .....	107
Figura 2.9 Protección por Zonas.....	108
Figura 2.10 Alturas entre dos soportes de cables. ....	111
Figura 2.10 Diagrama de una red de distribución.....	112
Figura 3.1 Diagrama unifilar para el estudio de cortocircuito de la Subestación Guaca .....	117
Figura 3.2 Diagrama de impedancia de secuencia positiva.....	118
Figura 3.3 Diagrama de impedancia de secuencia negativa .....	119
Figura 3.4 Diagrama de impedancia de secuencia cero.....	119
Figura 3.5 Disposición geométrica de la línea .....	122
Figura 3.6 Diagrama de Impedancia de Conectadas en Serie .....	129
Figura 4.1 Factor de conexión $K_T$ .....	202

## LISTA DE TABLAS

Tabla 2.1 Valores de Resistividad del Terreno Según su Naturaleza.....	68
Tabla 2.2 Factores de Decrementos.....	76
Tabla 2.3 Distancias Mínimas de Fase a Fase y Fase a Tierra .....	88
Tabla 2.4 Tipos de Baterías Ventajas y Desventajas.....	98
Tabla 3.1 Corriente Nominal de Subestación.....	116
Tabla 3.2 Niveles de Corto Circuito en la Barra 115 kV de la Subestación Guaca .....	117
Tabla 3.3 Niveles de Cortocircuito en la Barra 13,8 kV .....	131
Tabla 3.3 Niveles de Cortocircuito en la Barra 34,5 kV .....	132
Tabla 3.4 Distancias Mínimas de Fase a Fase y Fase a Tierra .....	181
Tabla 3.5 Altura de los Equipos Sobre el Nivel del Suelo $h_s$ .....	182
Tabla 3.6 Altura de las Barras Colectoras Sobre el Nivel del Suelo ( $h_b$ ) .....	183
Tabla 3.7 Altura de remate de las líneas de transmisión.....	184
Tabla 3.8 Distancia horizontal y vertical para la circulación del personal.....	186
Tabla 3.9 Distancia horizontal y vertical para la circulación de vehículos .....	186

Tabla N° 5.1 Características Técnicas del Transformador de 115/34,5 kV.....	216
Tabla N° 5.2 Características Técnicas del Transformador de 115/13,8 kV.....	217
Tabla N° 5.3 Características Técnicas Garantizadas del Interruptor de Potencia .....	218
Tabla 5.4 Especificaciones Técnicas del Reconectores de 13,8 kV .....	219
Tabla 5.5 Especificaciones Técnicas del Reconectores de 34,5 kV .....	220
Tabla 5.6 Especificaciones Técnicas de los Transformadores de Corriente 13,8 kV .....	220
Tabla 5.7 Especificaciones Técnicas de los Transformadores de Corriente 34,5 kV .....	221
Tabla 5.8 Especificaciones Técnicas de los Transformadores de Corriente 115 kV .....	221
Tabla 5.9 Especificaciones Técnicas requeridas de los Transformadores de Tensión.....	222
Tabla 5.10 Especificaciones Técnicas requeridas de los Pararrayos de 13,8 kV .....	223
Tabla 5.11 Especificaciones Técnicas requeridas de los Pararrayos de 34,5 kV .....	224
Tabla 5.12 Especificaciones Técnicas requeridas de los Pararrayos de 115 kV .....	225

Tabla 5.14 Especificaciones Técnicas Requeridas de los Seccionadores.....	226
Tabla 5.15 Especificaciones Técnica Requeridas de los Cortacorrientes.....	227
Tabla N° 5.16 Características de los Transformadores de Servicios Auxiliares .....	227
Tabla A.1 Efecto Piel.....	234
Tabla A. 2 Constantes de Materiales .....	235
Tabla A.3 Constantes.....	236
Tabla A.4. Parámetro para el dimensionamiento del Banco de Baterías.....	238
Tabla A.5. Características del Conductor de Aluminio Comercial EC desnudo .....	239
Tabla B.1 Factores de demanda y simultaneidad .....	240
Tabla C.1 Característica de protección de pararrayos tipo subestación .....	242



## INTRODUCCIÓN

El crecimiento progresivo de la carga y del consumo de la energía eléctrica, motivados principalmente por el desarrollo industrial y la elevación del nivel de vida de las poblaciones requieren la ampliación periódica de los sistema eléctricos de generación y de distribución.

Un sistema eléctrico de potencia está compuesto por cuatro partes claramente diferenciadas que son: generación, transmisión, sub transmisión y distribución. Unos de los elementos constituidos en los sistema de transmisión son las subestaciones, que se define como un conjunto de elementos que tienen como función transformar o manejar la energía eléctrica en un sistema de potencia, la cual es el objeto de nuestro estudio.

La normalización de subestaciones persigue cubrir las necesidades de las unidades de la empresa que tienen relación con este tipo de instalaciones de alta tensión, tanto en el aspecto de desarrollo, como de explotación. El criterio básico de la empresa es que una subestación debe funcionar con regularidad, debe ser económica, segura y lo más sencilla posible.

Al disponer de diseños tipos es posible, agilizar programas de construcción, tener uniformidad de criterios de diseños, lo cual trae como consecuencia inmediata la unificación de criterios de operación y mantenimiento, con lo que se logra economía, y lo que es aún más importante, seguridad en la explotación de las instalaciones, facilitar las extensiones futuras, ya que los diseños tipos contemplan las previsiones necesarias para el crecimiento futuro.

El diseño de una subestación consta básicamente de tres partes: proyecto civil, proyecto electromecánico y proyecto eléctrico. Adicionalmente hay algunos diseños complementarios, como son el diseño de los servicios auxiliares, el diseño de la malla

a tierra, el diseño de apantallamiento contra las descargas atmosféricas. Para iniciar el proyecto lo primero que debe definirse es el esquema eléctrico de la subestación y dentro de este el esquema de barra a utilizar.

El proyecto electromecánico implica el dimensionamiento físico de la subestación y aquí debe tomarse en cuentas las normas.

La finalidad de este trabajo es realizar un diseño para una subestación futura, a través de normas e informaciones relacionado con el tema, para obtener mejoras en los sistemas de distribución de energía eléctrica, logrando economía, seguridad, simplicidad y flexibilidad, y así, satisfacer las necesidades del crecimiento de los consumos eléctricos y obtener mejoría en el suministro de energía eléctrica a los suscriptores.

El trabajo de grado está compuesto por cinco (5) capítulos:

El Capítulo 1, presenta los conceptos de una forma muy general, acerca de las subestaciones eléctricas.

El Capítulo 2, trata de todos los parámetros de diseño que se debe tomar en cuenta para la realización de este trabajo.

El Capítulo 3, es referente a todos los cálculos eléctricos que intervienen en el diseños de la subestación Guaca, como son los cálculo de los niveles de cortocircuito, el diseño de la malla de puesta a tierra, el diseño de barras colectoras, las distancias de diseño y todos los cálculos necesarios para realizar el diseño.

El Capítulo 4, se realiza el cálculo de los servicios auxiliares tanto de corriente alterna como continua, además del cálculo del blindaje de la subestación y un estudio de la coordinación de aislamiento, para proteger el transformador de las ondas

entrantes producidas por las descargas atmosféricas, y se utilizará como equipo de protección el pararrayos.

El Capítulo 5, se presenta las especificaciones técnicas de los equipos que se pondrán en servicio en la subestación.

Luego de haber terminado los capítulos, se indican las conclusiones y recomendaciones, que se deben tomar en consideración, para que este trabajo de investigación se realice sin ningún tipo de inconvenientes.

## **OBJETIVOS**

### **Objetivo General**

“Realizar un estudio y cálculos eléctricos para el diseño de una subestación eléctrica 115kv de dos transformadores de 36 MVA en Guaca, Carúpano – Estado Sucre”

### **Objetivos Específicos**

Estudiar las eventualidades que impidan la calidad de suministro de energía eléctrica en la comunidad de Guaca.

Seleccionar el esquema eléctrico de la subestación de Guaca, ubicada en la ciudad de Carúpano, que cumpla con los preceptos de seguridad.

Realizar el diseño electromecánico de la subestación para que cumpla con los criterios del esquema eléctrico de subestación seleccionado y la normativa de CADAFE – ELEORIENTE.

Calcular el sistema de puesta a tierra para que la subestación sea segura al personal que laborará en dichas instalaciones.

Determinar los niveles máximos de cortocircuito y la corriente nominal a ser tolerados por los equipos de la subestación.

## **CAPÍTULO 1**

### **EL PROBLEMA**

#### **SUBESTACIÓN DE DISTRIBUCIÓN ELÉCTRICA**

##### **1.1 INTRODUCCIÓN**

El crecimiento constante de la carga y del consumo de energía eléctrica, motivadas principalmente por el desarrollo industrial y la elevación del nivel de vida de las poblaciones requiere la ampliación periódica de los sistemas eléctricos de generación y de distribución. Es por eso que PDVSA tomada de la mano con ELEORIENTE, empresa filial de CADAPE y a la cual corresponde resolver este problema, ha decidido la realización del diseño, de la subestación de Guaca de 115/34,5/13,8kV de 2 x 36MVA, ubicada en la ciudad de Carúpano, con el fin de obtener mejoras en los sistemas de distribución de energía eléctrica, y así, satisfacer las necesidades del crecimiento de los consumos eléctricos y mejorar la continuidad y calidad en el suministro de energía eléctrica en los suscriptores. No obstante, es necesario tener claro los conceptos relacionados con el diseño de las subestaciones eléctricas. Por lo tanto el propósito de este capítulo es realizar un resumen de las eventualidades que impidan la calidad del suministro de energía eléctrica en la comunidad de Guaca y de los conocimientos relacionados con el estudio y calculo para el diseño de una subestación eléctrica.

##### **1.2 EVENTUALIDADES QUE IMPIDEN LA CALIDAD DEL SUMINISTRO DE ENERGÍA ELECTRICA EN GUACA.**

El Gobierno Nacional, apoyándose con diferentes entes integrados por el Ministerio del Poder Popular para la Energía y Petróleo, PDVSA E y P Costa Afuera, ELEORIENTE y su filial CADAPE, se encuentran ejecutando en conjunto varios

obras estructurales en el sistema eléctrico del estado Sucre, con la finalidad de mejorar el suministro de energía y brindarle un óptimo y confiable servicio a la población oriental.

Dentro de los proyectos eléctricos que se están desarrollando en el estado Sucre destaca: la construcción de la subestación Guaca de 115/34,5/13,8kV con dos transformadores de potencia de 36 MVA cada uno, la cual vendría a fortalecer el sistema eléctrico en el estado Sucre y nuevos desarrollos en la zona.

Estos proyectos se desarrollan ya que el creciente consumo de energía eléctrica a nivel nacional ha ocasionado que las empresas de servicio público interrumpan con cierta frecuencia el suministro de dicha energía por lo que afectan la calidad de vida de los pobladores de la zona, la producción de las empresas del sector primario en general y por ende la productividad de las mismas.

Así como el creciente consumo se convierte en la eventualidad principal que impide el suministro de energía eléctrica en la zona, también existen otros factores que influyen como lo son:

El uso irracional del servicio eléctrico, se debe concientizar a la población a utilizar los equipos y artefactos eléctricos más indispensables, sustituir los bombillos incandescentes por ahorradores, apagar los bombillos que no se utilicen, utilizar conscientemente el aire acondicionado y contribuir con el uso adecuado de la energía, para así poder cubrir las necesidades básicas eléctricas.

La construcción de viviendas no planificadas que hacen uso del suministro de energía eléctrica de manera ilegal, ocasionando sobrecarga en los transformadores existentes en la zona.

No respetar de los planes de mantenimientos de los equipos que proporcionan energía eléctrica por falta de capital, generando el desgaste paulatino de los mismos.

El incumplimiento del pago de servicio eléctrico por parte de los usuarios, así como las conexiones ilegales que alteran las lecturas de los medidores de consumo de energía eléctrica, ocasionando la falta de capital que se podría disponer para optimizar la calidad del servicio eléctrico.

### **1.3 LAS SUBESTACIONES ELECTRICAS**

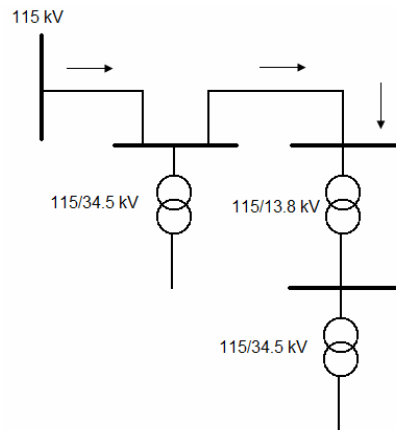
Es un conjunto de dispositivos eléctricos, que forman parte de un sistema eléctrico de potencia; sus funciones principales son: transformar tensiones y derivar circuitos de potencia.

Las subestaciones de distribución son subestaciones de interconexión o de transformación, cuyos niveles de tensión son menores o igual a 115 kV, en sí, son subestaciones reductoras de tensión (115/34,5/13,8 kV), estas son prácticamente el inicio de la distribución de la energía a nivel del consumidor y se le debe dar un tratamiento especial para mantenerla operativa durante el mayor tiempo posible sin que haya una interrupción del servicio.

#### **1.3.1 TIPOS DE SUBESTACIONES**

##### **1.3.1.1. Tipo Radial**

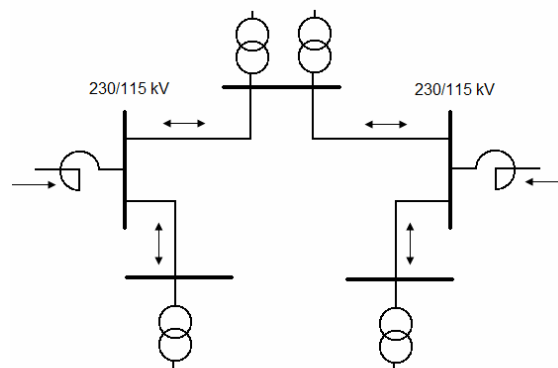
Es una subestación con una sola llegada de línea 115 o 34.5 kV con transformadores reductores al voltaje de 34.5, 13,8 kV y, eventualmente a 24 kV. En esta subestación el flujo de energía es en un solo sentido.



Subestación Radial

### 1.3.1.2. Tipo Nodal:

Es aquella subestación que interconectada con otra, conforman un anillo en el sistema de transmisión tal como se observa en la siguiente figura, y en la cual, el flujo de energía puede ser en uno u otro sentido, dependiendo de las condiciones del sistema



Subestación Nodal



## **1.3.2 CLASIFICACIÓN DE LAS SUBESTACIONES**

Las subestaciones se pueden clasificar de manera general y de acuerdo a su función, en los siguientes grupos:

### **1.3.2.1 De Acuerdo a la Función que Desempeñan**

Subestaciones Elevadoras: son las que interconectan las centrales eléctricas con las líneas de transmisión. Estas instalaciones tienen una parte que opera a media tensión y que conecta los generadores a los primarios de los transformadores de potencia con circulación de elevadas intensidades de corriente y una parte en alta o muy alta tensión que conecta los secundarios de los transformadores con las líneas de transmisión.

Subestaciones de Interconexión: son las que aseguran la unión entre las diferentes líneas de transmisión en alta tensión de servicio.

Subestaciones Reductoras: son las que enlazan el sistema eléctrico de alta tensión con los sistemas de distribución o con los servicios de consumidores especiales a media tensión.

### **1.3.2.2 DE Acuerdo al Tipo de Instalación**

Subestaciones tipo Intemperie: Cuando los elementos constituyentes (transformadores, disyuntores, etc.) están instalados al aire libre.

Subestaciones tipo Interior: Cuando los elementos constituyentes están instalados en el interior de edificios acondicionados adecuadamente para su operación.

### **1.3.2.3 Según su Forma Constructiva**

De bajo perfil: Cuando el crecimiento de la instalación se produce horizontalmente.

De alto perfil: Cuando el crecimiento de la instalación se produce verticalmente.

### **1.3.3.4 Según el Nivel de Tensión**

De acuerdo a los niveles de potencia y tensión que manejan las subestaciones se pueden agrupar en:

- ✓ Subestaciones de transmisión: Son aquellas que manejan tensión por encima de 230Kv.
- ✓ Subestaciones de sub-transmisión: Manejan tensión entre 230Kv y 115Kv.
- ✓ Subestaciones de distribución primaria: Manejan tensión entre 115Kv y 23Kv.
- ✓ Subestaciones de distribución secundaria: Manejan tensión por debajo de 23Kv.

## **1.4 ESQUEMA O ARREGLOS DE LAS SUBESTACIONES**

Existen diferentes esquemas para la configuración de las subestaciones eléctricas. Sin embargo el esquema eléctrico y la solución constructiva de una subestación quedan determinados por todos o algunas de los siguientes factores:

Importancia de la instalación (tensión y potencia del suministro).

Costos de inversión.

Característica y ubicación del terreno.

Importancia y continuidad de servicio.

Facilidad de mantenimiento de los aparatos.

Grado de seguridad para el personal.

Posibilidades de ampliación de las instalaciones.

Tipo de operación, permanentemente atendida, a control remoto, etc.

De acuerdo a los principios indicados, la subestación puede constar de un simple juego o de un doble juego o triple juego de barras; de un esquema consistente en un interruptor o doble interruptor por salida; de transformadores trifásicos con una reserva trifásica, o de bancos trifásicos de transformadores monofásicos con una unidad de reserva, etc.

A continuación mencionaremos algunos de los diferentes esquemas existentes, así como las ventajas y desventajas que ellas poseen:

#### **1.4.1 Esquema de Principio de un Juego de Barras**

Esta disposición, ilustrada en la figura 1, es la mas simple y económica de todas las soluciones posibles en el proyecto de subestaciones (S.E.) y se utiliza preferentemente en las instalaciones de menor importancia y donde se admiten cortes de corrientes con alguna frecuencia.

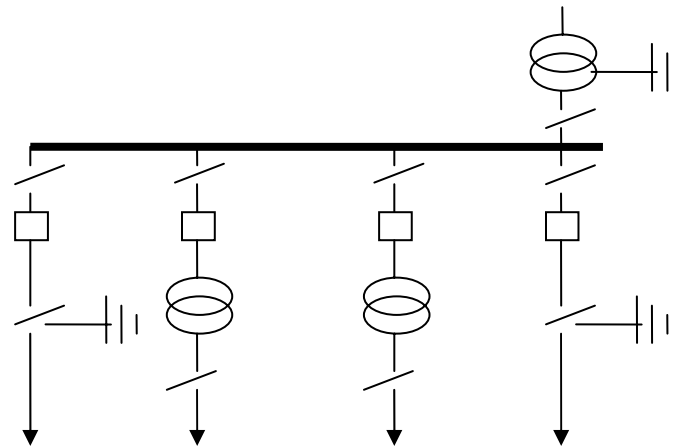


Fig. 1.1 Esquema unifilar de un juego de barras

#### Ventajas

- ✓ Instalación simple y de fácil operación.
- ✓ Complicación mínima en las conexiones de los equipos y del esquema de las protecciones.
- ✓ Costos reducidos.

#### Desventajas

- ✓ Una falla en barras interrumpe totalmente el suministro de energía.
- ✓ La revisión de cualquier interruptor elimina del servicio la salida asociada.
- ✓ Es imposible la alimentación separada de una o varias salidas.
- ✓ Es imposible ampliar la S.E. sin ponerla fuera de servicio.

### 1.4.2 Esquema de un Juego de Barras Seccionadas

En caso de fallas en las barras, se abre el interruptor de acoplamiento y la avería queda confinada solamente al sector afectado.

Esta disposición permite mayor flexibilidad para la operación y para la realización de trabajo de mantenimiento. Si la instalación tiene varias líneas de transmisión que alimenta una misma carga, estas pueden disponerse alternativamente en cada sección de barras para mantener más seguro el suministro de energía.

#### Ventajas

- ✓ Se asegura una mayor continuidad del servicio.
- ✓ Se facilita el trabajo de mantenimiento.
- ✓ Se puede operar el sistema con dos fuentes distintas de alimentación.
- ✓ Fallas en barras eliminan únicamente las salidas de la sección averiada.

#### Desventajas

- ✓ No se puede transferir una salida de una a otra sección.
- ✓ Revisiones de interruptores dejan fuera de servicio las celdas correspondientes.
- ✓ Fallas en barras pueden obligar a reducciones en el suministro.
- ✓ Se complica el esquema de las protecciones.

El esquema de principio se representa en la figura 1.2.

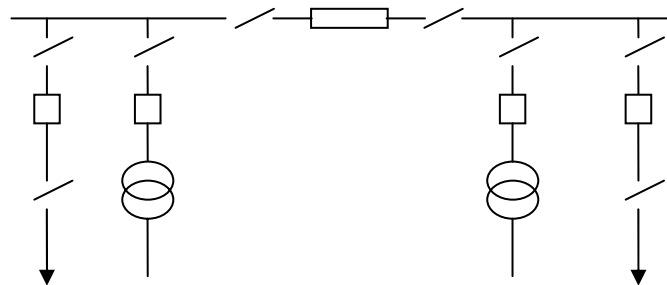


Fig. 1.2 Esquema de un juego de

### 1.4.3 Seccionadores en Derivación

Para subsanar los inconvenientes producidos por la necesidad de poner fuera de servicio las líneas por trabajos de mantenimiento de los interruptores, se recurre a veces a instalar seccionadores en derivación con los disyuntores (figura 1.3), de manera que la línea permanezca en servicio mientras que el interruptor está separado del circuito.

El inconveniente de esta disposición radica en el hecho de que si durante el periodo que el interruptor está en mantenimiento se produce una falla en la línea, provocará el disparo simultáneo de los interruptores de las líneas restantes.

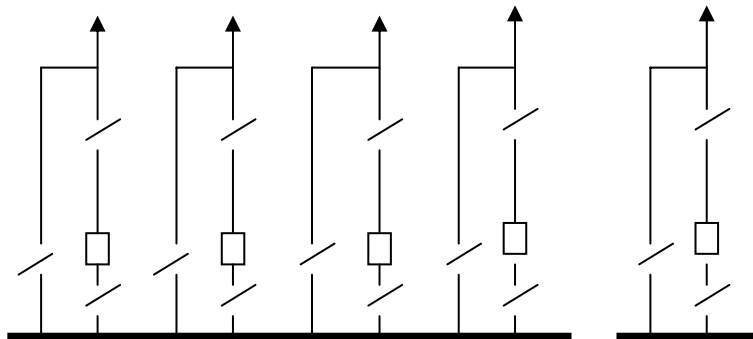


Fig. 1.3 Esquema de 1 juego de barras con seccionador "Bv-pass".

### 1.4.4 Sistema con Doble Juego de Barras

La disposición más simple y convencional con doble juego de barras se indica en la figura 1.4. Con este esquema cada línea puede ser alimentada de cualquiera de los juegos de barras y por lo tanto es posible dividir las salidas en dos grupos separados si lo exigen razones de operación.

También es posible conectar todos los alimentadores en un solo juego de barras mientras se hace el servicio de mantenimiento de los seccionadores y la limpieza de los aisladores asociados al segundo juego de barras.

Para transferir las líneas de uno a otro juego de barras sin necesidad de suspender el servicio, se requiere agregar un interruptor de acoplamiento.

El interruptor de acoplamiento de barras puede utilizarse también como reserva para caso de mantenimiento de los interruptores de líneas.

Los esquemas de doble juego de barras se complican a medida que se le incorporan otros elementos para asegurar una mayor flexibilidad en la operación y cuando se exige reducir el mínimo los riesgos utilizados por fallas.

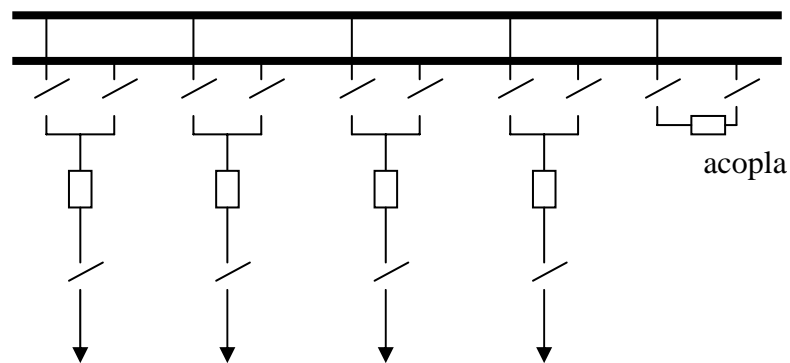


Fig. 1.4 Esquema de doble juego de barras

#### 1.4.5 Esquema de Doble Juego de Barras con Duplicación de Interruptores

Este esquema es el más completo pero el más costoso de todos. Su campo de aplicación se circunscribe preferentemente a subestaciones de centrales eléctricas de muy grande capacidad o en instalaciones muy importantes donde la continuidad del servicio es el criterio fundamental del proyecto.

En la figura 1.5 se indica el esquema de principio para esta solución.

El sistema opera con dos interruptores automáticos conectados a cada una de las barras y asociados a cada línea de salida.

En caso de producirse una avería en uno de los interruptores de líneas o sobre uno de los juegos de barras colectoras, el sistema de protección provoca la conmutación automática sobre el otro juego de barras sin que se produzca ninguna interrupción de servicio. Los seccionadores de barras deben estar permanentemente cerrados.

Con esta disposición no se necesita ningún interruptor de acoplador de barras.

En este esquema se duplican los elementos básicos: interruptores, transformadores de medición, etc. con respecto a la disposición convencional de doble juego de barras.

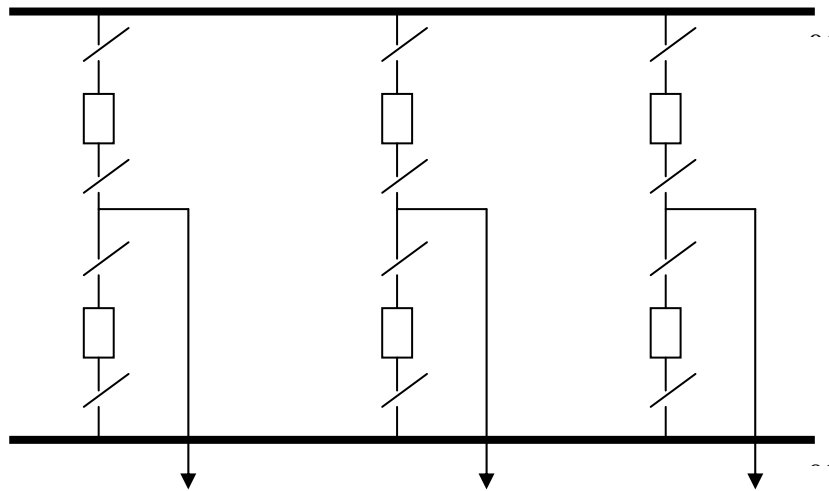


Fig. 1.5 Esquema de doble juego de barras con doble interruptor



### 1.4.6 Esquema de Doble Juego de Barras con Interruptor y Medio por Salida

Esta disposición permite casi la misma flexibilidad y seguridad de operación que el esquema de doble interruptor con una sustancial economía, por cuyo motivo es usado en instalaciones muy importantes.

El único inconveniente que presenta esta solución es que el sistema de protección es más complicado debido a que la protección debe asociar correctamente al interruptor central con el del alimentador.

Se puede también disminuir el número de transformadores de corriente instalándolos en las salidas de las líneas pero esta solución ofrece la desventaja de que debe dejarse la línea fuera de servicio por fallas en el transformador o por trabajos de mantenimiento. El esquema de principio se representa en la figura 1.6.

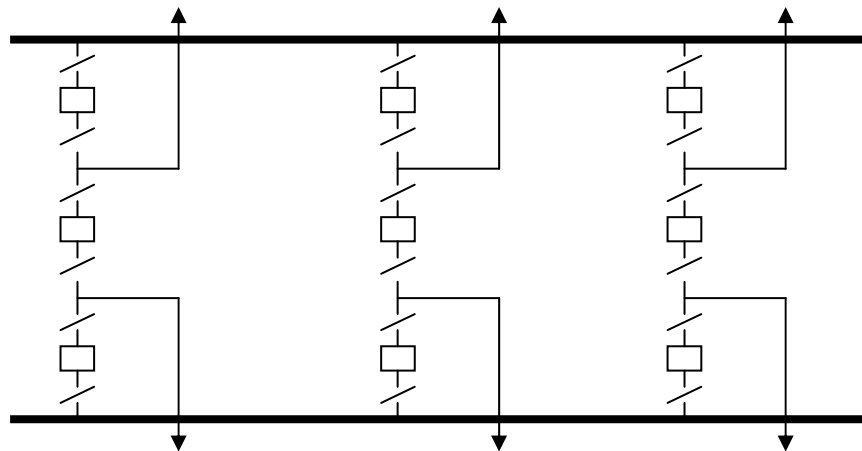


Fig. 1.6 esquema de doble juego de barras con interruptor y medio por salida

### **1.4.7 Esquema de Barras Principal y de Transferencia**

Este esquema permite varias variantes de acuerdo al número de seccionadores que se utilice.

La variante más simple se reduce al de un juego de barra principal y un juego de transferencia, cuyo esquema está indicado en la figura 1.7.

Con esta configuración se puede efectuar el mantenimiento de cualquier interruptor sin quitar de servicio las líneas o los transformadores. Además se puede proteger la salida usando el interruptor de acoplamiento transfiriendo a este la protección de la línea.

Este sistema es practico para aquellos casos en que hay numerosos interruptores en la subestación y requieran un mantenimiento frecuente; es muy utilizado en tensiones medias y medianamente altas.

La inspección o trabajos en los seccionadores obliga a dejar fuera de servicio la barra correspondiente.

Si se produce un defecto en la barra principal, el sistema queda fuera de servicio. La operación con la barra de transferencia es a su vez peligrosa por quedar las salidas sin interruptores.

Debe disponerse un sistema de bloqueos de la operación de los seccionadores con el interruptor de acoplamiento de barras como medida de seguridad.

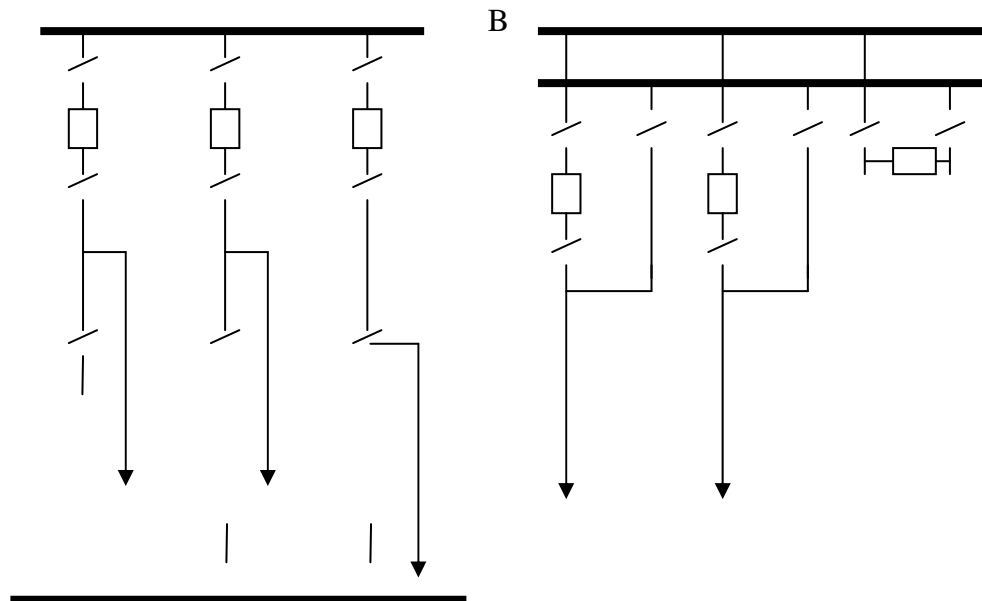


Fig. 1.7 Esquema con 1 barra principal y 1 barra de transferencia

#### 1.4.8 Sistema de Tres Juegos de Barras

Este tipo de instalación se usa frecuentemente en el campo de las muy altas tensiones. El esquema incluye dos juegos de barras colectoras principales y un juego de barras auxiliares simples o dispuesta en forma de U, de acuerdo al o que se indica en la figura 1.8 y 1.9.

La disposición física del esquema de principio de la figura 1.8 requiere un espacio considerable de terreno debido a que no pueden instalarse celdas de salidas sobre un mismo eje, por cuyo motivo le da preferencia al esquema de la figura 1.9.

La conexión ultima fue desarrollada en Suecia para sus instalaciones a 380KV y permite una gran flexibilidad para la ejecución de los trabajos de mantenimiento, revisión de los equipos y realización de pruebas.

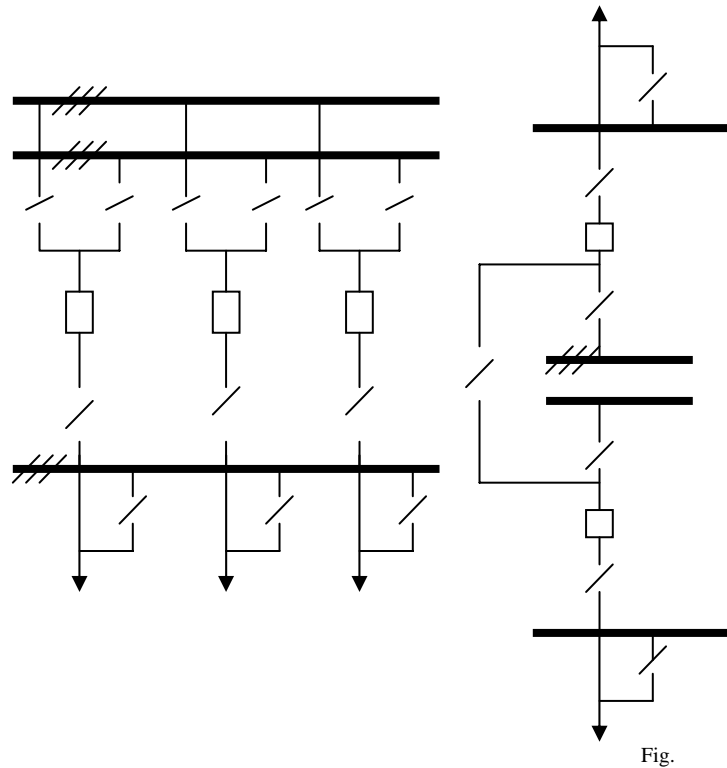


Figura 1.8. Esquema de doble juego de barras principales y uno de transferencia

#### 1.4.9 Esquema del Tipo Poligonal

Esta conexión ha sido utilizada en los EE.UU. con bastante frecuencia. El esquema de principio se indica en la figura 1.10.

Este esquema conocido también bajo la denominación de “barras en anillo” presenta muchas desventajas desde el punto de vista de la operación y de la continuidad de servicio y normalmente se limita a un máximo de cuatro a seis celdas de salida.

### Ventajas

- ✓ La apertura de un interruptor no afecta la continuidad del servicio
- ✓ No se requiere protección de zona de barras.

### Desventajas

- ✓ La apertura simultánea de dos interruptores puede dejar fuera de servicio a más de una salida.
- ✓ Se complica los esquemas de medición y de protección.
- ✓ Es imposible ampliar las instalaciones sin serias interrupciones en el servicio.

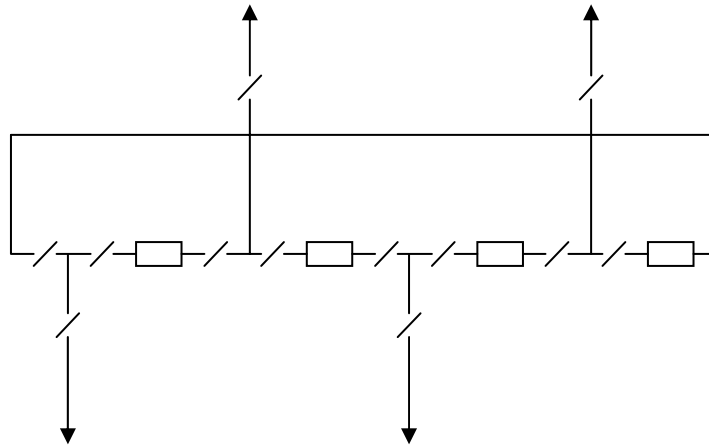


Fig. 1.10 Esquema de principio del tipo poligonal o en anillo

## **1.5 EQUIPOS QUE INTEGRAN UNA SUBESTACIÓN**

Se mencionaran los elementos o componentes más importante de una subestación y se hará una breve descripción de ellos.

### **1.5.1 Transformador de Potencia**

Es un aparato estático el cual mediante inducción electromagnética transfiere la energía eléctrica, a otro conectado a la carga, variando de un punto a otro del sistema conectado a la fuente de energía, a otra conectado a la carga, variando generalmente, parámetros de entrada (voltaje y corriente) para adaptarlos al centro de consumo.

En su forma mas simple, un transformador está constituido por un circuito magnético, formado por chapas afiladas de material ferromagnético sobre el cual se enrollan las bobinas.

#### **1.5.1.1 Componentes Básicos del Transformador de Potencia**

Los componentes básicos de un transformador de potencia son:

- ✓ Parte Activa [Núcleo, Arrollados y Aislamiento Interno]
- ✓ Tanque principal y Cubierta Superior
- ✓ Conexiones Externas
- ✓ Sistema de Enfriamiento
- ✓ Sistema de Expansión
- ✓ Sistema de Regulación

#### **1.5.1.2 Parte Activa**

Es formada por un conjunto de elementos separados del tanque principal y que agrupa los siguientes elementos:

Núcleo: Constituye el circuito magnético, formado por laminas de acero con granos de silicio orientados y revistadas por un material aislante.

Arrollados: Conforman el cuerpo eléctrico del transformador y están constituidos por los devanados de alta y baja tensión. Estos devanados son hechos de material conductor (cobre) y recubiertos por material aislante, generalmente de papel Kraft impregnado en aceite.

Aislamiento Interno: En lo que se refiere al aislamiento interno cabe distinguir aislamiento entre:

Espiras (papel alrededor del conuctor)

Capas de espiras (capas de papel)

Bobinas (tubo de papel aislantes baquelizado)

Arrollados y masa (aceite mineral)

### **1.5.1.3 Tanque Principal y Cubierta Superior**

El tanque y la cubierta superior forman el elemento de encubamiento de la parte activa del transformador. Sus formas generalmente son ovaladas y rectangulares y están construidas de laminas de acero.

### **1.5.1.4 Conexiones Externas**

Las conexiones de los terminales de línea y neutro de los arrollados se realizan por medio de aisladores pasantes (bushing), los cuales pueden ser del tipo llenos en aceite y condensador

#### **1.5.1.5 Sistema de Enfriamiento**

Tiene por finalidad transferir el calor desde las partes activa del transformador al medio ambiente, y puede ser:

- ✓ Natural (radiadores)
- ✓ Por aire forzado (ventiladores)
- ✓ Aceite forzado (bombas)
- ✓ Combinación de los tres

#### **1.5.1.6 Sistema de Expansión**

Este sistema tiene por finalidad compensar las variaciones de nivel de aceite en el tanque principal por cambios de temperatura, así como evitar la oxidación prematura del aceite por contacto directo con el aire externo.

Este sistema está constituido por:

- ✓ El tanque de expansión
- ✓ Membrana
- ✓ Deshidratador

#### **1.5.1.7 Sistema de Regulación**

*Este sistema tiene como función mantener constante la tensión en una de las barras, a la cual se encuentra conectado el transformador. Sus componentes son:*



- ✓ Cambiador de tomas [Bajo carga y en Vacío]
- ✓ Mecanismo de mando a motor
- ✓ Relé de regulación de voltaje
- ✓ Selectores y equipos de indicación

#### **1.5.1.8 Accesorios**

Los accesorios de un transformador son un conjunto de partes y dispositivos que auxilian en la operación y facilitan las labores de mantenimiento. Entre estos elementos encontramos:

Indicadores de:

- ✓ Nivel de aceite
- ✓ Temperatura de aceite y de devanado
- ✓ Relés de:
- ✓ Sobrepresión (válvulas)
- ✓ Detector de gas (Buchholz)
- ✓ Tubo explosor
- ✓ Cubículo
- ✓ Válvulas de llenado y drenaje
- ✓ Ruedas, frenos y Baquelita aislante
- ✓ Elementos para:
- ✓ Elevar el transformador por eslinga
- ✓ Elevar el transformador por gatos hidráulicos
- ✓ Halar el transformador

#### **1.5.2 Equipos de Maniobra**

Son todos aquellos equipos de potencia instalados en la subestación para abrir o cerrar un circuito eléctrico. Entre ellos tenemos los Disyuntores, Seccionadores y Reconectadores.

#### **1.5.2.1 Disyuntor (Interruptor de Potencia)**

Es un equipo de potencia diseñado para abrir o cerrar uno o más circuitos eléctricos, bajo condiciones normales de operación o de falla.

El disyuntor es, junto al transformador, el dispositivo mas importante de una subestación. Su comportamiento determina el nivel de confiabilidad que se puede tener en un sistema de potencia

#### **1.5.2.2 Seccionador**

Es un equipo de maniobra diseñado solo para abrir o cerrar un circuito eléctrico en condiciones energizadas o no, pero sin circulación de corriente de carga o cortocircuito.

#### **1.5.2.3 Reconectador**

Es un equipo diseñado para abrir o cerrar un circuito eléctrico bajo condiciones normales de operación o de falla y realizar la conexión automática del circuito. Si la falla es permanente, abre definitivamente después de un ciclo de operaciones establecidos.

#### **1.5.3 Transformadores de Medida**

Es un equipo cuya función es reducir a valores no peligrosos y normalizados las corrientes y tensiones de una red eléctrica a objeto de alimentar instrumentos de

medición, protección y otros aparatos análogos. Entre los tipos de transformadores de medida existen: transformador de corriente y transformador de tensión

### **1.5.3.1 Transformador de Corriente**

Es aquel en el cual la intensidad secundaria es en condiciones normales de uso, prácticamente proporcional a la intensidad primaria y desfasada con relación a la misma, un ángulo próximo a “cero”, para una conexión adecuada.

El primario de un transformador de corriente consta de una o varias espiras, que se conecta en serie con el circuito cuya intensidad se desea medir.

El secundario alimenta a los circuitos de intensidad de uno o varios aparatos de medida conectados en serie.

El arrollado primario puede tener una, dos o tres intensidades nominales primarias. Puede tener uno o varios arrollamientos secundarios bobinados cada uno sobre su circuito magnético.

El núcleo del transformador de corriente, normalmente es de forma toroidal con el arrollamiento secundario repartido, para reducir al mínimo el flujo de dispersión.

### **1.5.3.2 Transformador de Tensión**

Es aquel en el cual la tensión secundario es en condiciones normales de uso, prácticamente proporcional a la tensión primaria y desfasada con relación a la misma, un ángulo próximo a “cero”, para una conexión adecuada.

El primario de un transformador de tensión se conecta a los bornes entre los cuales se desea medir la tensión.

El secundario se conecta a los circuitos de tensión de uno o varios instrumentos de medición, protección y otros aparatos análogos.

#### **1.5.4 Servicios Auxiliares**

Son todos aquellos equipos que permiten suministrar la energía necesaria para el control, mando, señalización, protección, registros, mediciones, etc., de los equipos de potencia, tanto en condiciones normales de funcionamiento de la fuente de energía principal, como en condiciones de emergencia por desconexión o falla de la misma.

#### **1.5.5 Equipos de Medición**

Estos equipos se dividen en instrumentos indicadores y registradores.

##### **1.5.5.1 Instrumentos Indicadores**

Es un instrumento que indica en cualquier momento el valor instantáneo, efectivo, promedio, o pico de la cantidad medida, encontramos los siguientes: Voltímetros, Amperímetros, Vatímetros, Varímetros, Frecuencímetros y Posición de Taps.

##### **1.5.5.2 Instrumento Registrador**

Es un instrumento que generalmente inscribe o registra el valor instantáneo, efectivo o promedio que sucesivamente toma la cantidad que se está midiendo. En las subestaciones encontramos: Voltímetro, Vatímetro. Varímetro, Frecuencímetro, Oscilos y Contadores de energía.

#### **1.5.6 Equipos de Protección (Reles)**

Son aquellos que tiene por función medir continuamente los valores característicos del circuito (equipo) protegido y desconectarlos del circuito inmediatamente (por medios de disyuntores) cuando dichos valores son anormales. Estos valores pueden ser: corriente, tensión, frecuencia, temperatura, presión, etc., o combinación de ellos.

### **1.5.7. Sistema de Protección**

Consiste en un grupo de relés que protegen una zona determinada (línea, transformador, generador, etc.) de un tramo.

### **1.5.8 Barras y Estructuras**

#### **1.5.8.1 Barras**

Es el conjunto de conductores principales por nivel de tensión, a partir de los cuales se derivan las conexiones de los diferentes equipos que integran una Subestación eléctrica.

#### **1.5.8.2 Tipos de Barras**

*Barras Tendidas:* Son aquellas formadas por conductores flexibles y desnudos, sostenidos por cadenas de aisladores de amarre y suspensión.

*Barras Soportadas:* Son aquellas formadas por conductores tubulares soportados mediante aisladores, soportes o equipos tales como Seccionadores, Transformadores, Disyuntores, etc.

#### **1.5.8.3 Estructuras**

Son los elementos de soporte de la mayor parte de los equipos tipo intemperie que conforman una Subestación, y conjuntamente con los medios de aislamiento, permiten mantener las distancias mínimas requeridas de separación, entre las partes energizadas y el personal que acceda al patio de la Subestación.

#### **1.5.8.4 Tipos de Estructuras**

*Pórticos:* Estos se destinan al amarre de líneas de transmisión y distribución y al soporte de barras tendidas y soportadas.

*Soportes de Equipos:* Estos se utilizan para soportar en forma separada a los equipos principales de la subestación, tales como Seccionadores, Transformadores de Medida, Aisladores, Soportes. Condensadores de Acoplamiento, etc.

#### **1.5.9 Aislador y Pararrayos**

##### **1.5.9.1 Aislador**

Como su nombre lo indica es un elemento no conductor que tiene como función aislar eléctricamente a las estructuras metálicas de las barras y conexiones sometidas a tensión. En una subestación los tipos de aisladores que podemos encontrar son: de Suspensión/Amarre y de Soporte.

##### **1.5.9.2 Pararrayos**

Son un conjunto de elementos resistivos no lineales encargados de limitar la amplitud de las sobretensiones derivándolas a tierra.

#### **1.5.10 Sistema de Puesta a Tierra**

El sistema de puesta a tierra de una Subestación es diseñado a fin de garantizar las máximas condiciones de seguridad del personal que opera las Subestaciones y de los equipos instalados en la misma.

La puesta a tierra de las instalaciones de Subestaciones, es muy importante, ya que presenta las siguientes funciones principales:

Permite la conexión a tierra del transformador de potencia.

Proporciona el punto de descarga del pararrayo en caso de descargas atmosféricas.

Asegura que la parte sin corriente, tales como: los armazones de los equipos, etc. estén siempre al potencial de tierra aún en caso de que falle el aislamiento.

## **CAPÍTULO 2**

### **PARAMETROS DE DISEÑOS**

#### **2.1 INTRODUCCIÓN**

En la realización del diseño de subestaciones para una función determinada, es necesario realizar estudios para determinar la carga que va alimentar, el esquema eléctrico más apropiado, determinar el número de circuitos, la ubicación geográfica y tamaño del terreno, etc. Además la selección de las normas o criterios de la empresa que apliquen al diseño.

Los criterios son un conjunto de datos básicos que sirven para definir un proyecto y el comportamiento deseado de sus diversos componentes. Es un reagrupamiento de informaciones seleccionadas contenidas en las normas, guías y otros documentos como políticas de operación y de mantenimiento. Es también una ayuda práctica para asegurar el respeto y la continuidad de las normas y políticas de un proyecto a otro así como su actualización cuando ella sea necesaria.

Para este proyecto la empresa ELEORIENTE ha seleccionado para sus subestaciones por su costo reducido y fácil operación el arreglo radial simple, la subestación tendrá capacidad de de 2 x 36MVA, con una relación de transformación de 115kv/34.5Kv/13.8Kv y cuatro circuitos de alimentación para cada transformador. Existen subestaciones como está actualmente, tal vez con unas modificaciones constructivas en los equipos principalmente. Sin embargo es necesario tener claro los conceptos y criterios que intervienen en el diseño de las subestaciones eléctricas. Por eso, el propósito de este capítulo es aplicar los criterios tomando en cuenta las condiciones técnicas o económicas que cubran los aspectos de seguridad, flexibilidad y continuidad de servicio en el sistema de distribución.



## **2.2 PARAMETROS DE DISEÑO DE BARRAS COLECTORAS**

Se llaman barras colectoras al conjunto de conductores eléctricos que se utilizan como conexión común de los diferentes circuitos de que consta una subestación.

Los circuitos que se conectan o derivan de las barras pueden ser generadores, líneas de transmisión, bancos de transformadores, bancos de tierra, etc.

En una subestación se pueden tener uno o varios juegos de barras que agrupen diferentes circuitos en uno o varios niveles de voltaje, dependiendo del propio diseño de la subestación. El diseño de las barras colectoras implica la selección apropiada del conductor en lo referente al material, tipo y forma del mismo, a la selección de los aisladores y sus accesorios, y a la selección de la distancia entre apoyos y entre fases. El diseño se hace con base en los esfuerzos estáticos y dinámicos a que están sometidas las barras, y según las necesidades de conducción de corrientes, disposiciones físicas, etc. la selección final de las barras se hace atendiendo aspectos económicos, materiales existentes en el mercado y normas establecidas. Los tipos de barras normalmente usados son las barras tendidas y las barras soportadas. En este proyecto se utilizarán barras tendidas, las cuales son aquellas formadas por conductores flexibles desnudos suspendidos sobre estructuras.

### **2.2.1 Criterios para el Cálculo Eléctrico**

La sección de los conductores deberá ser tal que su temperatura no exceda la temperatura ambiente de diseño (40°C) en más de 30°C para condiciones normales y 70°C para condiciones de emergencia. También la sección de los conductores deberá ser tal que su temperatura no exceda la temperatura límite del material.

#### **2.2.1.1 Capacidad Térmica de los Conductores a Régimen Permanente.**

El método más general para evaluar la capacidad térmica de los conductores se basa en la ecuación de balance térmico siguiente:

$$I^2 \times Rac = (Wr + Wc - Wi/2) \times A \quad (\text{Ec 2.1})$$

donde:

Wc: Energía térmica por convección (Watt / Pulg<sup>2</sup>)

Wr: Energía térmica por radiación (Watt / Pulg<sup>2</sup>)

Wi: Energía térmica por insolación (Watt / Pulg<sup>2</sup>)

Rac: Resistencia (ac) efectiva a la temperatura del conductor

(ohmios/ pulg)

I: Corriente nominal (A)

#### 2.2.1.1.1 Cálculo del Calor Transmitido por Convección

El calor transmitido por convección se calcula a través de la siguiente expresión:

$$Wc = \left[ \frac{0.0128 \times \sqrt{P \times V \times 3.28}}{(Tm)^{0.123} \times \sqrt{d \times 0.039}} \right] \times \Delta t \quad (\text{Ec 2.2})$$

donde:

P: Presión atmosférica (atm)

V: Velocidad del viento (m / s)

Tm: Temperatura media (°K)

$\Delta t$ : Variación de la temperatura del conductor con respecto a la temperatura ambiente (°C)

d: Diámetro del conductor (mm)

#### **2.2.1.1.2 Cálculo del Calor Perdido por Radiación**

El calor disipado por radiación se calcula a través de la expresión:

$$W_r = 36.8 \times 10^{-12} \times e [ (t_c + 274)^4 - (t_a + 274)^4 ] \quad (\text{Ec 2.3})$$

donde:

e: Coeficiente de emisividad,  $e_{cu} = 0,60$

t<sub>c</sub>: Temperatura del conductor, 70°C

t<sub>a</sub>: Temperatura ambiente, 40°C

#### **2.2.1.1.3 Cálculo del Calor Absorbido por Insolación**

El calor absorbido por insolación se calcula a través de la siguiente expresión:

$$W_i = a \times S \times 6.45 \times 10^{-3} \quad (\text{Ec 2.4})$$

donde :

a : Coeficiente de absorción solar del conductor,  $a_{cu} = 0,60$

S : Intensidad de radiación solar (Watt / pulg<sup>2</sup>)

#### 2.2.1.1.4 Cálculo de la Resistencia Alterna Efectiva a la Temperatura del conductor ( $R_{AC}$ )

Conociendo la resistencia de DC ( $R_0$ ) a una temperatura estándar de 20°C, se obtiene otra resistencia a otra temperatura, que se expresa de la siguiente manera:

$$R_{DC(T_2)} = R_0 \times [1 + \alpha_0 \times (T_2 - 20^\circ C)] \quad (\text{Ec 2.5})$$

Luego hay que considerar el fenómeno de efecto piel que ocurre en los conductores que transportan corrientes cuya intensidad varia rápidamente, pero que no ocurre en corrientes continuas, este fenómeno produce densidades desiguales de corriente en la sección del conductor.

Por lo tanto la el cálculo de la resistencia alterna efectiva a la temperatura del conductor se determina de la siguiente manera:

$$R' = K \times R \quad (\text{Ec. 2.6})$$

Donde K se obtiene de la tabla A.1 de efecto piel del anexo A, en términos de X. El valor de X esta dado por la ecuación 2.6.

$$X = 0,063598 \times \sqrt{\frac{\mu \times f}{R_{DC(milla)}}} \quad (\text{Ec. 2.7})$$

Donde:

f = Frecuencia en ciclos por segundos.

$\mu$  = Permeabilidad magnética del conductor (se asume 1)

### 2.2.2 Capacidad Térmica de los Conductores Bajo Cortocircuito

Mediante la máxima corriente de cortocircuito se calcula la mínima área del conductor a través de la siguiente expresión.

$$A_c = \frac{I_{cc}}{\sqrt{\left(\frac{TCAP \times 10^{-4}}{t \times \alpha_r \times \rho_r}\right) \times \ln\left(\frac{K_o + T_m}{K_o + T_a}\right)}} \quad (\text{Ec 2.8})$$

donde:

$A_c$ : Sección del conductor en  $\text{mm}^2$

$I$ : Corriente rms en kA

$T_m$ : Temperatura máxima que puede soportar el conductor ( $^{\circ}\text{C}$ )

$T_a$ : Temperatura ambiente del conductor ( $^{\circ}\text{C}$ )

$T_r$ : Temperatura de referencia para la constante del material en ( $^{\circ}\text{C}$ )

$\alpha_o$ : Coeficiente térmico de resistividad a  $0^{\circ}\text{C}$

$\alpha_r$ : Coeficiente térmico de resistividad a  $T_r$

$\rho_r$ : Resistividad del conductor de tierra a  $T_r$  en  $\mu\Omega/\text{cm}^3$ .

$K_o$ :  $1/\alpha_o$  ó  $(1/\alpha_r) - T_r$ .

$t$ : Tiempo d flujo de corriente en segundos.

TCAP: Factor de Capacidad Térmica en  $J/cm^3/^\circ C$ .

En la tabla A.2 identificada como “Constante de materiales”, del anexo A, se obtienen los parámetros para la solución de la ecuación planteada anteriormente.

### **2.2.3 Criterios para el Cálculo Mecánico**

Para el cálculo de tensiones y flechas se deberá tomar en cuenta lo siguiente:

La flecha máxima permisible a la temperatura máxima ( $70^\circ C$ ) y sin considerar la acción del viento, no debe exceder el 2% del vano, para vanos menores de 20mts, el 3% del vano, para vanos entre 21 y 80 mts, y 5% del vano para vanos mayores de 81 mts.

La tensión máxima a la cual puede llegar el conductor será el 80% de la tensión de diseño del pórtico, con un viento de 120Km /h y a la temperatura mínima de la zona.

Deberán considerarse además todas las cargas verticales sobre el conductor, debido a las conexiones de los diferentes equipos a la barra y el esfuerzo por cortocircuito.

## **2.3 CONSIDERACIONES DE LAS CARGAS QUE INTERVIEN EN EL DISEÑO DE LOS PORTICOS**

Las cargas consideradas en los pórticos son todas las variables que intervienen en el cálculo y que, de una forma u otra, influyen en el resultado del diseño.

Para el dimensionamiento del pórtico de la subestación, se determina las fuerzas actuantes sobre el, basándose en los siguientes esfuerzos:

### 2.3.1 Fuerza Longitudinal

Es la tensión que ejerce el conductor sobre el pórtico en condiciones de temperatura mínima y viento máximo. Esta fuerza se determina mediante la ecuación de estado:

$$T'^2 \times [T' + A] = B \quad (\text{Ec. 2.9})$$

T' es la tensión máxima en donde se considerará mediante unas condiciones iniciales y finales. Para la determinación de la ecuación (Ec. 2.9) se involucra las siguientes ecuaciones, que se describe a continuación:

$$A = \alpha \times E \times (\theta' - \theta) + \frac{L^2 \times E \times Wc^2}{24 \times T^2} - T \quad (\text{Ec. 2.10})$$

$$B = \frac{Wc'^2 \times L^2 \times E}{24} \quad (\text{Ec. 2.11})$$

En donde:

$\alpha$ : Coeficiente de dilatación térmica.  $\alpha_{cu} = 17 \times 10^{-6} \text{ 1/}^\circ\text{C}$ .

E: Coeficiente de elasticidad.  $E_{cu} = 13.000 \text{ kg/mm}^2$ .

$\theta'$ : Temperatura con viento máximo en  $^\circ\text{C}$ .

$\theta$ : Temperatura de la zona con viento mínimo en  $^\circ\text{C}$ .

L: Vano en metros.

T: Tensión mecánica en unidad de longitud.

$W_c$ : Peso compuesto del conductor por unidad de longitud sin viento ( $W_c = W_o$ )

$W_c'$ : Peso compuesto del conductor por unidad de longitud con viento, se

obtiene a partir de la siguiente ecuación:

$$W_c' = \sqrt{(W_o)^2 + (61 \times dc)^2} \quad (\text{Ec. 2.12})$$

Si embargo es necesario saber la tensión mecánica del conductor a partir de unas condiciones iniciales y unas condiciones finales. Estas se mencionan a continuación:

Condición Inicial	Condición Final
$T_{\min}$ (Kg)	$T_{\max}$ (Kg)
$\theta_{\max}$ (°C)	$\theta_{\min}$ (°C)
$V_{\min}$ (Km/h)	$V_{\max}$ /Km/h)

Donde  $T_{\min}$  representa la tensión mínima del conductor a través de la ecuación (Ec. 2.13) y así obtener la tensión máxima,  $\theta$  es la temperatura en °C se asume por norma para la máxima 70°C y mínima de la zona 15°C y  $V$  es la velocidad del viento que por norma se toma para  $V_{\min}$  0 km/h y para  $V_{\max}$  120Km/h.

$$T_{\min} = \frac{L^2 \times W_o}{8 \times F_{\max}} \quad (\text{Ec. 2.13})$$

Donde:

$L$ : Vano en metros = 10 m



W<sub>0</sub>: Peso del conductor

F<sub>máx</sub>: Flecha Máxima

### 2.3.2 Fuerza Transversal

Es la fuerza del viento sobre el conductor y sobre las cadenas de aisladores. Se calcula mediante las siguientes expresiones:

$$F_{vc} = W_c' \times \frac{L}{2} \quad (\text{Ec. 2.14})$$

Donde:

F<sub>vc</sub>: Fuerza del viento sobre el conductor

L: Vano

W<sub>c</sub>' : Peso compuesto del conductor por unidad de longitud con viento

$$F_t = 0,007 \times 0,6 \times V^2 \times \phi \times L_c \quad (\text{Ec. 2.15})$$

Donde:

F<sub>t</sub>: Fuerza del viento sobre las cadenas aisladores

V: Velocidad del viento.

φ: Diámetro de la cadena de aisladores.

L<sub>c</sub>: Longitud de la cadena de aisladores.

### 2.3.3 Fuerza Vertical

Es el peso vertical de todos los equipos involucrados con el conductor de fase.

### 2.3.4 Fuerza durante el Cortocircuito

Los esfuerzos dinámicos que deben soportar las barras, son producto de la acción de las fuerzas de atracción externa, a las que están sometidas las barras durante una falla de corto circuito, la cual va a depender de las características del conductor y de la magnitud de la corriente de corto circuito.

La fuerza dinámica que actúa sobre la barra durante el corto circuito viene dado por la siguiente ecuación:

$$F_t = F_{st} \times (1 + \varphi \times \Psi) \quad (\text{Ec. 2.16})$$

Donde:

$F_t$ : Es la fuerza dinámica de corto circuito expresada en Newton.

$F_{st}$ : Es la tensión estática del conductor en Newton

$$\varphi = 3 \times \left[ \sqrt{1 + \left( \frac{F'o}{g_n \times m'} \right)^2} - 1 \right] \quad (\text{Ec. 2.17})$$

Donde:

$F'o$ : Fuerza de atracción externa, en los extremos de la barra principal (fase a fase), producido por la corriente de corto circuito y calculado por la ecuación (Ec. 2.18).

$g_n$ : Aceleración de la gravedad = 9,8 m/seg.

m: Masa del conductor en kg.

$$F_o' = 0,15 \times \frac{I_{3F}^2}{a} \quad (\text{Ec. 2.18})$$

$I_{3F}$  es el valor eficaz de la corriente de corto circuito de las tres fases en kA y  $a$  es la distancia desde el centro del conductor de la línea entre conductores.

El factor  $\Psi$  esta en función de  $\xi$  y  $\varphi$ , y se calcula mediante la ecuación (Ec. 2.20) y el factor  $\xi$  se calcula por la siguiente expresión:

$$\xi = \frac{(m' \times l)^2}{F_{st}^3} \times \left[ \frac{400}{\frac{1}{10 \times S \times l} + \frac{100}{E \times A}} \right] \quad (\text{Ec. 2.19})$$

Donde:

l: Vano.

$m'$ : Masa del conductor.

S: Constante de resorte = 100 New / mm.

E: Modulo de elasticidad en New / mm<sup>2</sup>

A: Sección del conductor expresado en mm

$$\xi = \frac{(1 + \varphi \times \Psi)}{2 + \varphi + \varphi \times \Psi} \times \frac{\psi}{(1 - \Psi)} \quad (\text{Ec. 2.20})$$

## **2.4 PARÁMETROS PARA EL DISEÑO DE UNA MALLA DE PUESTA TIERRA.**

Uno de los aspectos principales para la protección contra sobre tensiones en las subestaciones es la de disponer de una malla de puesta a tierra adecuada, a la cual se conectan los neutros de los aparatos, los pararrayos, los cables de guarda, las estructura metálicas, los tanques de los aparatos, los pararrayos y todas aquellas otras partes metálicas que deben estar a potencial de tierra.

### **2.4.1 Sistema de Tierra**

El sistema de tierra de una subestación esta constituido por una malla tierra y una puesta tierra, se diseñara según las normas de CADAFE y las normas de ANSI/IEEE Std 80 – 1986 (según diagrama del anexo B), de manera que se disponga de las máximas condiciones de seguridad para el personal y los equipos de las subestaciones. Por lo que deberá cumplir con lo siguiente:

Asegurar que las partes metálicas que no llevan corriente, tales como armazones de equipos, estructuras metálicas, etc, estén siempre al potencial de tierra; aún en el caso de falla de aislamiento.

Aterramiento para protección contra frentes de ondas debido a operaciones del sistema de potencia y las descargas atmosféricas.

Aterramiento de neutros para estabilizar los potenciales de los circuitos con respecto a tierra.

Reducir a un mínimo que no sea peligroso los gradientes de potencial en la superficie de la subestación, durante las máximas condiciones de fallas.

Durante las máximas condiciones de falla, la red no deberá experimentar un aumento de temperatura que sea peligroso a los conductores uniones o soldaduras del sistema.

#### **2.4.1.1 Puesta Tierra**

Es un elemento conductor o conjunto de elementos conductores que están en contacto íntimo en el suelo, y su función es transportar las corrientes de fallas a tierra.

#### **2.4.1.2 Malla de Tierra**

Es el conjunto de puestas a tierra que permite la disipación a través de ella de la corriente de falla a tierra.

#### **2.4.2 Resistividad del Suelo**

Es la resistencia por unidad de volumen que ofrece el suelo al paso de una corriente eléctrica. Para determinar las características del suelo, normalmente se obtiene muestra hasta una profundidad razonable que pueda permitir juzgar de la homogeneidad y condiciones de humedad o nivel de aguas freáticas. Para determinar la resistividad del eléctrica es conveniente hacer mediciones con métodos y aparatos aceptados para estos fines. El tener un conocimiento de la naturaleza del terreno es importante a la hora de tener una valor aproximad del valor de la resistividad del mismo. Los valores de la resistividad de la naturaleza del terreno se observa en la tabla 2.1

El contenido de sales, ácidos o álcalis afecta en forma muy apreciable la resistividad abatiéndola. La resistividad depende fuertemente del contenido de

humedad. Cuando ésta se reduce abajo del 22% por peso, la resistividad crece bruscamente. En este caso, se imponen el uso de varillas verticales de suficiente longitud para llegar a las capas de mayor humedad e instalar las mallas del sistema de tierras a mayores profundidades a efecto de que queden en contacto con la tierra humedad.

La roca triturada colocada en la superficie ayuda tanto a evitar la evaporación del agua como a reducir la magnitud de los choques eléctricos, dada su alta resistividad.

Tabla 2.1 Valores de Resistividad del Terreno Según su Naturaleza

Naturaleza Del Terreno	Resistividad ( $\Omega$ -m)
Terrenos Planos	De algunas unidades a 30
Limo	20 a 100
Humus	10 a 150
Turba Húmeda	5 a 100
Arcilla Plástica	50
Margas y Arcillas Compactas	100 a 200
Margas del Jurásico	30 a 40
Arena Arcillosa	50 a 500
Arena silíceo	200 a 3.000
Suelo Pedregoso Cubierto de Césped	300 a 500
Suelo Pedregoso Desnudo	1.500 a 3.000
Calizas Blandas	100 a 300
Calizas Compactas	1.000 a 5.000
Calizas Agrietadas	500 a 1.000
Pizarras	50 a 300
Rocas de Mica y Cuarzo	800

Granitos y Gres Procedentes de Alteración	1.500 a 10.000
Granitos y gres muy alterados	100 a 600

### 2.4.3 Métodos Para Medir la Resistividad del Suelo

Existen varios métodos para medir de medición del suelo, a continuación se describe los métodos mas usados para medir el terreno.

Es importante aclarar que para el diseño de la malla de tierra, el valor de la resistividad del suelo no fue medido debido a que la empresa no contaba con el equipo necesario para tal medición. Sin embargo este valor fue estimado debido a la naturaleza del terreno. Por lo tanto se tomo una valor de 300  $\Omega$ -m por ser el terreno de suelo arcilloso y homogéneo.

#### 2.4.3.1 Métodos de Dos Puntos

Con este método se puede realizar medidas de resistividad aproximada del terreno imperturbable. Este consiste de un pequeño electrodo de hierro y otro más pequeño del mismo material, unidos a una barra aislada. El terminal positivo de una batería se conecta a través de un miliamperímetro al electrodo como se muestra en la figura 2.1. El aparato puede ser calibrado para medir ohmio por centímetro para el voltaje nominal de la batería. Con éste método se obtiene mediciones aproximadas para pequeños volúmenes de suelo en un corto tiempo, llevando los electrodos dentro de la tierra, en las paredes o fondo de las excavaciones.

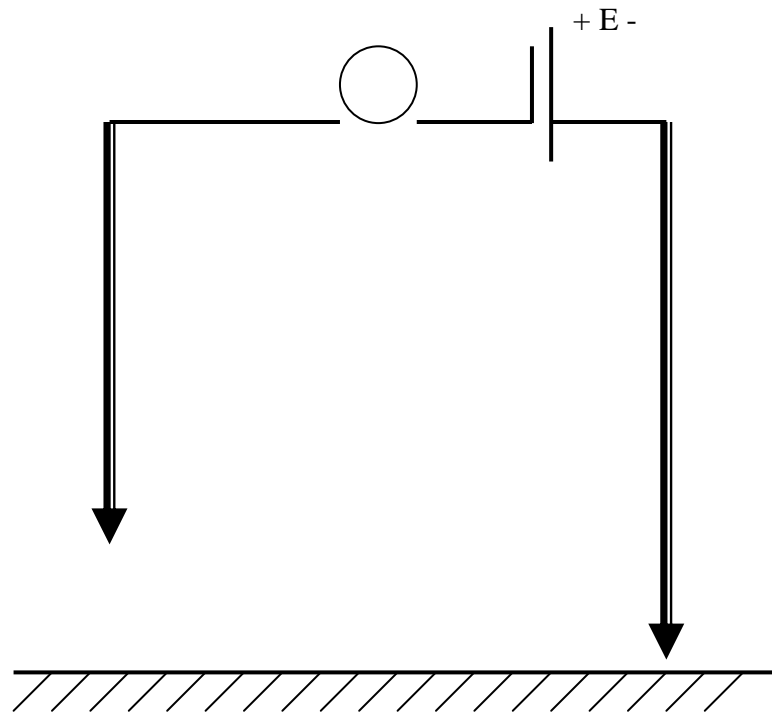


Figura 2.1. Métodos de los dos puntos.

#### 2.4.3.2 Método de los Tres Puntos

Es una prueba de resistencia de tierra realizada varias veces, cada vez la profundidad de enterramiento del electrodo probado se aumenta un incremento dado. El propósito de esto es aumentar más la corriente de prueba a través de la profundidad del suelo.

El valor de la resistencia medido puede entonces reflejar la variación de la resistividad al incrementarse la profundidad. Generalmente el electrodo probado es una barra de dimensiones conocidas y se conecta a dos electrodos adicionales que actúan como electrodos de tensión y de corriente. En la figura 2.2 observamos este método.



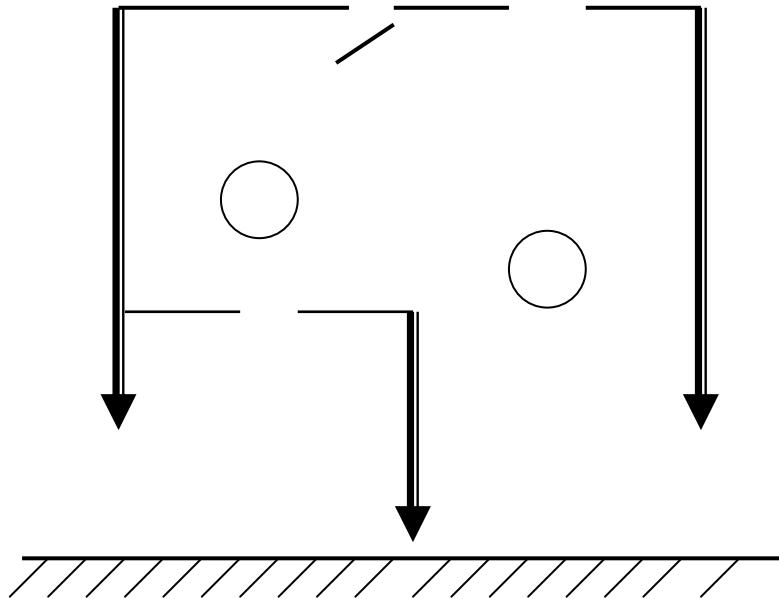


Figura 2.2 Método de los tres puntos

### 2.4.3.3 Métodos de los Cuatro Puntos

El método de los cuatro punto, también llamado el método de los cuatro electrodo, es el método más exacto en la práctica de medición de resistividad promedio de grandes volúmenes de terrenos impermutables. Pequeños electrodos se entierran en cuatro pequeños hoyos en el terreno en línea recta, todos a una profundidad “ $b$ ”. Una corriente de prueba “ $I$ ” es pasada entre los dos electrodos exteriores y el potencial “ $V$ ”, entre los dos electrodos interiores se mide con un potenciómetro o un voltímetro de alta impedancia. Por lo tanto la relación de  $V/I$  da la resistencia en ohmio.

Este método puede ser aplicado utilizando dos configuraciones, la configuración Wenner o la configuración Schlumberger.

### 2.4.3.3.1 Configuración Wenner

Con el método de los cuatro electrodos; Para medir la resistividad del terreno es necesario pasar corriente a través de él. Esto solo se hace insertando electrodos en el suelo para lograr la circulación de corriente. En esta configuración los electrodos están igualmente espaciados como se muestra en la figura 2.3. La resistividad específica del suelo es obtenida por la siguiente expresión:

$$\rho = 2 \times \pi \times a \times R \quad \text{si} \quad b \ll a \quad (\text{Ec. 2.21})$$

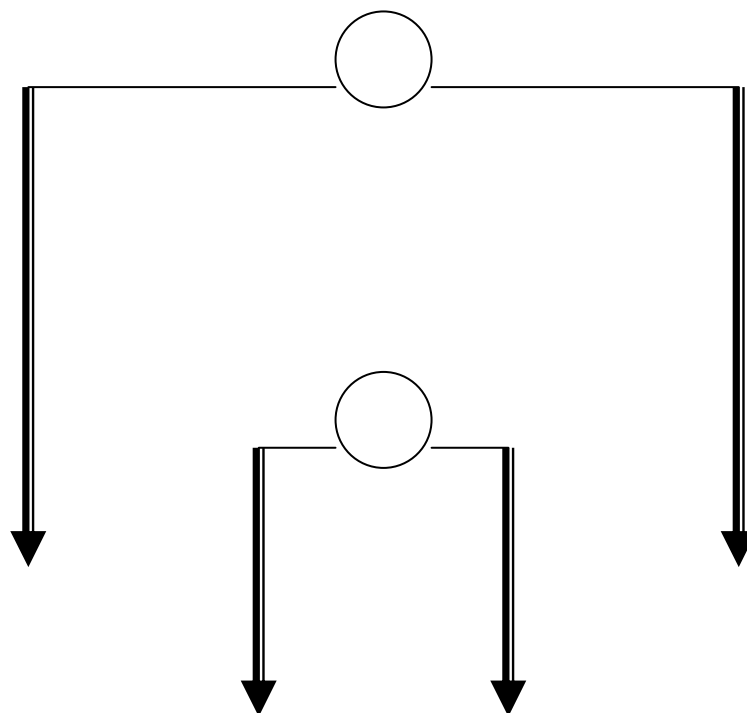
Donde:

$\rho$  : Resistividad del terreno en  $\Omega\text{-m}$ .

R: Resistencia medida en  $\Omega$

a : Distancia entre los electrodos en m.

b : Profundidad de penetración de los electrodos.



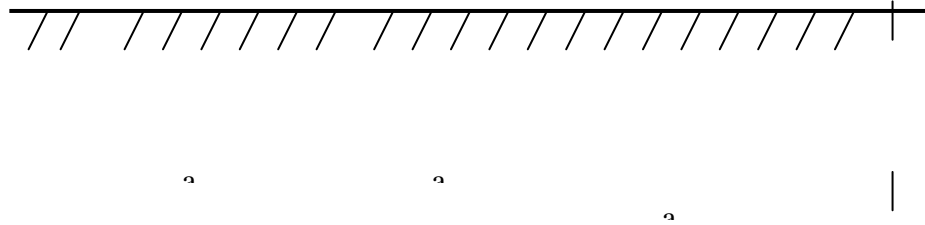


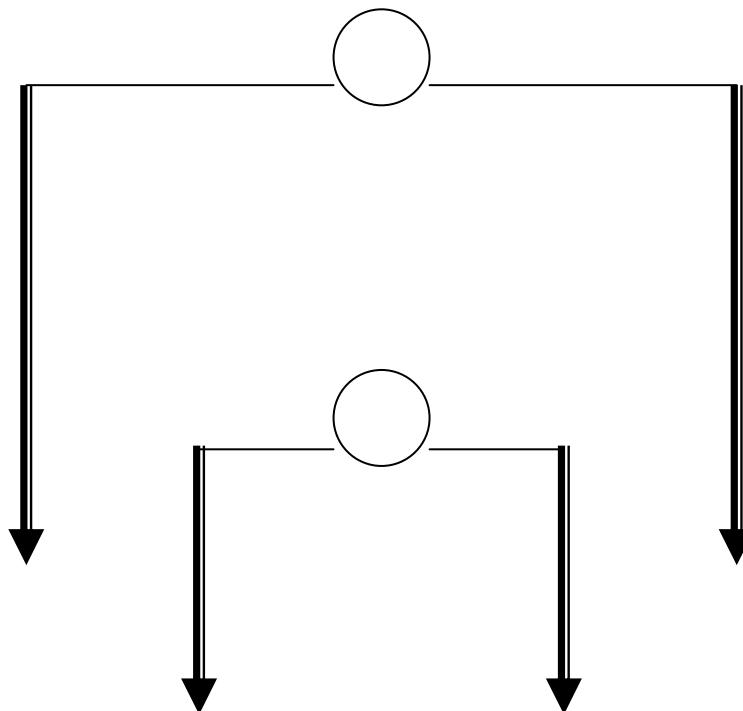
Figura 2.3 Configuración Wenner

#### 2.4.3.3.2 Configuración Schlumberger

La configuración Schlumberger los electrodos se ubican en líneas rectas simétricamente con respecto a un centro de medición. Los electrodos de potencial permanecen fijos a una distancia de 1 a 2 metros trasladándose solo los de corriente. En la figura 2.4 observamos esta configuración

El valor de la resistividad es calculado por la siguiente expresión:

$$\rho = \frac{\pi \times c \times (c + d) \times R}{d} \quad \text{si } c \ll b \quad (\text{Ec. 2.22})$$



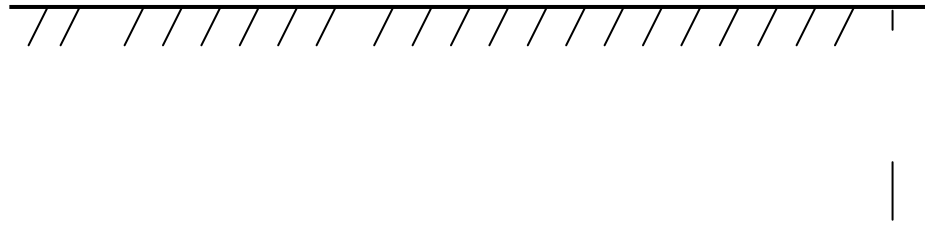


Figura 2.4 Configuración Schlumberger

#### 2.4.4 Procedimiento para medir la resistividad del Suelo

Para determinar la resistividad del suelo se deben efectuar mediciones sobre el terreno ya acondicionado, donde va a estar situada la subestación. El método a utilizar es el de los cuatros electrodos en configuración Wenner. El procedimiento a seguir es el siguiente:

Se divide el terreno en varias direcciones tal como se muestra en la figura 2.5 y se hacen las medidas sobre las mismas direcciones.

La separación inicial entre electrodos será de tres (3) a cinco (5) metros con una profundidad de 60 cm.

Los electrodos a medida que se vayan tomando mediciones se irán separando en pasos de dos (2) metros.

Se dibujará un gráfico de la resistividad medida ( $\rho$ ) contra la separación entre electrodos (a), a fin de determinar el punto donde la curva se vuelve asintótica.

La separación entre electrodos se aumentará hasta cubrir una longitud de tres (3) a cinco (5) veces la profundidad de interés o hasta que la curva de resistividad tenga tendencia a estabilizarse.

Cuando exista tuberías u objetos metálicos así como líneas energizadas, las mediciones deberán hacerse en dirección perpendicular a las mismas.

Cuando no haya buen contacto entre los electrodos y el terreno se recomienda humedecer y compactar el contorno del terreno alrededor de los electrodos.

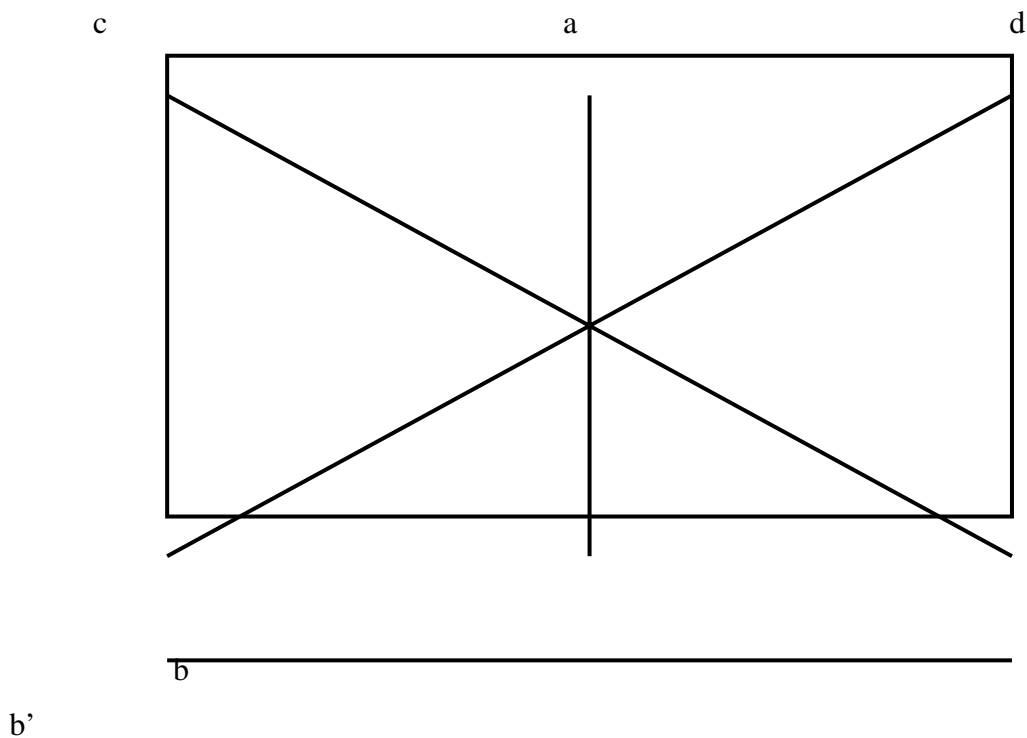


Figura 2.5 Direcciones para efectuar la medición de Resistividad

#### 2.4.5 Determinación de la Máxima Corriente de la Malla de Tierra

La corriente máxima que disipa la instalación de puesta a tierra es la responsable de la elevación de potencial de la instalación de la malla de tierra.

La selección de la máxima corriente de falla debe ser la más idónea, debido a que el sistema de puesta a tierra se diseña para derivar a tierra en forma segura y

eficaz corrientes de magnitudes importantes, con el fin de evitar la formación de tensiones peligrosas entre cualquier parte de la instalación y tierra.

La máxima corriente de falla se determina mediante la siguiente expresión:

$$I_M = Dq \times Cq \times I_{cc} \quad (\text{Ec. 2.23})$$

Donde:

$I_M$  : Corriente máxima de la malla.

$I_{cc}$  : Corriente de falla simétrica.

$Cq$  : Factor de corrección para tomar en cuenta el crecimiento futuro del sistema.

$Dq$  : Factor de decremento para la duración de la falla, calculada para el tiempo

de despeje de la falla (t). Ver tabla 2.2.

Tabla 2.2 Factores de Decrementos

Duración de la Falla (seg)	Factor de Decremento (Dq)
0.08	1.65
0.10	1.25
0.20	1.20
0.25	1.10
0.50 o más	1.00

El tiempo de duración de falla seleccionado permitirá determinar escoger el factor “Dq” utilizado para determinar la máxima corriente de falla “I<sub>M</sub>”. Según criterios el tiempo de despeje requerido será de 0.5 seg, con un Dq = 1 y factor de corrección (Cq) también será igual a uno (1) en vista de que no se observa cambio en el futuro del sistema.

#### 2.4.6 Selección del Conductor

La ecuación para determinar el calibre del conductor que será utilizado en el diseño de la malla de tierra, es la siguiente:

$$I = A \times \sqrt{\left( \frac{TCAP \times 10^{-4}}{t \times \alpha_r \times \rho_r} \right) \times \ln \left( \frac{Ko + Tm}{Ko + Ta} \right)} \quad (\text{Ec. 2.24})$$

Donde:

I : Corriente de rms en kA.

A : Sección transversal del conductor en mm<sup>2</sup>.

T<sub>m</sub> : Máxima temperatura permisible en el conductor en °C.

T<sub>a</sub> : Temperatura ambiente en °C.

T<sub>r</sub> : Temperatura de referencia para la constante del material en °C.

α<sub>0</sub> : Coeficiente térmico de resistividad a 0°C.

α<sub>r</sub> : Coeficiente térmico de resistividad a T<sub>r</sub>.

ρ<sub>r</sub> : Resistividad del conductor de tierra a T<sub>r</sub> en μΩ/cm<sup>3</sup>.

$K_0$  :  $1/\alpha_0$  ó  $(1/\alpha_r) - T_r$ .

$T$  : Tiempo de flujo de corriente en segundos.

TCAP : Factor de capacidad Térmica en  $J/cm^3/^\circ C$ .

En la tabla A.2 identificada como “Constante de Materiales”, del anexo A, se obtienen los parámetros para la solución de la ecuación anterior (Ec. 2.24).

#### **2.4.7 Tensiones de Paso y de Toque Permisibles Para el diseño de Malla de Puesta a Tierra**

Para el cálculo de las tensiones de paso y de toque permisible para el diseño de la malla de tierra, se utilizará según las normas de CADAFE las siguientes ecuaciones, a continuación:

*Tensión de paso permisible*

$$E_{PP} = (1000 + 6 \times Cs(hs, K) \times \rho_s) \times \frac{0,157}{\sqrt{t}} \quad (\text{Ec. 2.25})$$

*Tensión de toque permisible*

$$E_{TP} = (1000 + 1.5 \times Cs(hs, K) \times \rho_s) \times \frac{0,157}{\sqrt{t}} \quad (\text{Ec. 2.26})$$

Donde:

$E_{PP}$  : Voltaje de paso máximo permisible para un peso aproximado del cuerpo de



70kg.

$E_{TP}$  : Voltaje de toque máximo permisible para un peso aproximado del cuerpo de 70kg.

$K$  : Factor de reflexión

$h_s$  : Espesor del estrato superficial de la piedra picada en metros.

$C_s$  : Factor de reducción por dimensión del valor nominal de la resistividad de la capa superficial, en función de  $h_s$  y  $K$

$\rho_s$  : Resistividad superficial en  $\Omega$ -m.

$t$  : Duración de la corriente de falla en segundos.

El factor de reflexión  $K$ , es la relación existente entre la resistividad de dos estratos de suelos, y se determina mediante la siguiente ecuación:

$$K = \frac{\rho_{Suelo} - \rho_{Superficie}}{\rho_{Suelo} + \rho_{Superficie}} \quad (\text{Ec. 2.27})$$

Donde:

$\rho_{Suelo}$ : Resistividad del terreno en  $\Omega$ -m.

$\rho_{Superficie}$ : Resistividad del material superficial en  $\Omega$ -m.

Según las normas de CADAPE un espesor entre siete (7) y diez (10) centímetros de piedras picadas debe extenderse por fuera de la cerca de una distancia de 1.5 metros. Pero para mejor seguridad tomaremos un espesor de quince (15) centímetros, o sea (0,15 metros), entonces  $h_s = 0,15$  m.

El factor de reducción ( $C_S$ ) se determina a partir de los valores de  $K$  y de  $h_s$ . Con estos valores se entra en la gráfica de la figura 2.6, que muestra algunos valores para determinar el factor  $C_S$  en función de  $h_s$  y  $K$ .

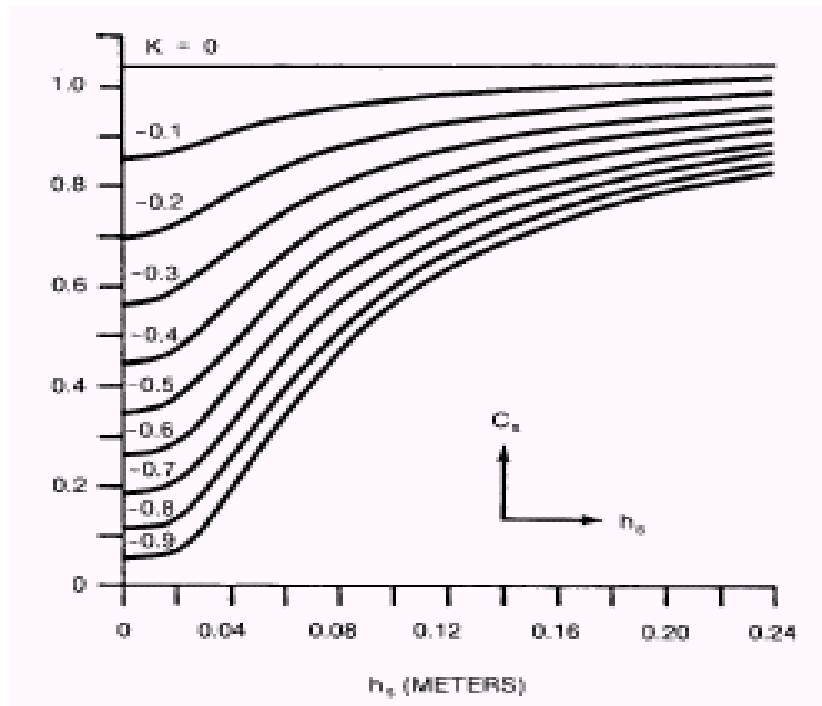


Figura 2.6 Factor de reducción  $C_S$  en función del factor de reflexión  $K$  y el espesor de la piedra picada  $h_s$

#### 2.4.8 Tensiones en la Periferia de la Malla.

Dentro de la malla, es posible reducir los potenciales de contacto y de paso a cualquier valor deseado, haciendo las erogaciones correspondientes, aun llegando al extremo de reducir los valores de tensión a cero, utilizando una placa sólida. Pero el problema de los potenciales peligrosos fuera de la malla, pueden existir aun cuando se use una placa sólida.

Las ecuaciones mas exactas, para calcular los potenciales en la periferia de la malla son las siguientes:

*Voltaje de Paso en la Periferia de la Malla:*

$$E_{PM} = \frac{K_S \times K_i \times \rho \times I_M}{L} \quad (\text{Ec. 2.28})$$

Voltaje de Toque en la Periferia de la Malla

$$E_{TM} = \frac{K_m \times K_i \times \rho \times I_M}{L} \quad (\text{Ec. 2.29})$$

Donde:

$K_S$ : Factor de espaciamento para el voltaje de paso.

$K_m$ : Factor de espaciamento.

$K_i$ : Factor de corrección de irregularidad.

$\rho$ : Resistividad del terreno en  $\Omega$ -m.

$I_M$ : Corriente máxima de malla.

$L$ : Longitud total de los conductores de la malla

El factor de espaciamento  $K_m$  es un coeficiente que toma en cuenta el efecto del números de conductores  $n$ , el espaciamento  $D$ , el diámetro  $d$  y la profundidad de enterramiento  $h$  de los conductores que forman la malla. Su valor en términos de estos parámetros está dado por la siguiente ecuación:

$$K_m = \frac{1}{2 \times \pi} \times \left[ \operatorname{Ln} \left( \frac{D^2}{16 \times h \times d} + \frac{(D + 2 \times h)^2}{8 \times D \times d} - \frac{h}{4 \times d} \right) + \frac{K_{ii}}{Kh} \times \operatorname{Ln} \frac{8}{\pi \times (2 \times n - 1)} \right] \quad (\text{Ec. 2.30})$$

Donde:

D: Espaciamiento entre conductores paralelos en metros (se estima como criterio para los diseño un valor de 2 m).

h: Profundidad de la malla de puesta a tierra en metros (según las normas de CA DAFE el rango de profundidad para efecto de diseño se tomará 0,5m)

d: Diámetro del conductor en metros.

Para mallas con jabalinas en el perímetro, se define como:

$$K_{ii} = 1 \quad (\text{Ec. 2.31})$$

Para mallas sin jabalinas o no ubicadas en el perímetro, se define como:

$$K_{ii} = \frac{1}{(2 \times n)^{\frac{2}{n}}} \quad (\text{Ec.2.32})$$

n: Número de conductores perpendiculares a la mayor dirección.

$$Kh = \sqrt{1 + h} \quad (\text{Ec. 2.33})$$

El factor de corrección  $K_i$  es un factor de irregularidad que toma en cuenta el flujo de corriente no uniforme de partes diversas de la malla. La determinación del valor de  $K_i$ , se obtiene de la siguiente expresión:

$$Ki = 0,656 + 0,172 \times n \quad (\text{Ec. 2.34})$$

donde, n es el número de conductores perpendiculares a la mayor dirección, viene dado por la siguiente expresión:

$$n = \sqrt{(n_1 \times n_2)} \quad (\text{Ec. 2.35})$$

Siendo  $n_1$  y  $n_2$  calculados de la siguiente forma:

$$n_1 = \frac{L_1}{D} + 1 \quad (\text{Ec. 2.36})$$

$$n_2 = \frac{L_2}{D} + 1 \quad (\text{Ec. 2.37})$$

Donde  $L_1$  y  $L_2$  representa el lado mayor y menor, respectivamente de la malla.

El factor de espaciamento  $K_s$  es el coeficiente que toma en cuenta el espaciamento  $D$  y la profundidad de enterramiento  $h$ , de los conductores de la malla.

Su valor se calcula de la siguiente manera:

Para profundidades entre  $0,25 < h < 2,5$  medidos en metros

$$K_s = \frac{1}{\pi} \times \left[ \left( \frac{1}{2 \times h} \right) + \left( \frac{1}{D + h} \right) + \left( \frac{1}{D} \right) \times \left( 1 - (0,5^{n-2}) \right) \right] \quad (\text{Ec. 2.38})$$

Para profundidades de  $h < 0,25$

$$K_s = \frac{1}{\pi} \times \left[ \left( \frac{1}{2 \times h} \right) + \left( \frac{1}{D + h} \right) + \left( \frac{1}{D} \right) \times W \right] \quad (\text{Ec. 2.39})$$

$$W = \left(\frac{1}{2}\right) + \left(\frac{1}{3}\right) + \dots + \left(\frac{1}{n-1}\right) \quad (\text{Ec. 2.40})$$

$$W = \left[ \frac{1}{2 \times (n-1)} \right] + Ln(n-1) - 0,423 \quad (\text{Ec. 2.41})$$

### 2.4.9 Cálculo de la Longitud del Conductor.

La longitud del conductor necesario para mantener la tensión de toque de malla dentro de los límites de seguridad, se calcula de la manera siguiente:

$$L = \frac{Km \times Ki \times \rho \times I_M \times \sqrt{t}}{157 + 0,235 \times Cs(hs, K) \times \rho s} \quad (\text{Ec. 2.42})$$

Estos datos que involucran la ecuación (Ec. 2.42), se describieron en las secciones anteriores.

### 2.4.10 Cálculo de la Resistencia de la Malla de Puesta Tierra

Para el cálculo de la resistencia de malla de tierra, existen varios métodos. Entre los métodos mas usados para determinar la resistencia aproximada de la malla de aterramiento están, el método de Laurent, el método de Severaks y el método de Schwarz.

#### 2.4.10.1 Método de Laurent

Este método permite obtener una estimación aproximada del valor de la resistencia de la malla, aun cuando esta no se haya diseñado. Un valor de la resistencia de malla, en un suelo no uniforme, se puede obtener con este método a través de la siguiente expresión:

$$R_M = \frac{\rho}{4 \times r} \quad (\text{Ec. 2.43})$$

Donde:

$R_M$ : Resistencia de la malla

$\rho$ : Resistividad del terreno.

$r$ : Radio equivalente de la malla. Mostrado en la ecuación (Ec. 2.44)

$$r = \sqrt{\frac{A}{21 \times \pi}} \quad (\text{Ec. 2.44})$$

Un segundo término se le añadió a la ecuación (Ec. 2.44).

$$R_M = \left( \frac{\rho}{4 \times r} \right) + \left( \frac{\rho}{L} \right) \quad (\text{Ec. 2.45})$$

Donde L es la longitud total de los conductores enterrados.

Estas ecuaciones son usadas con exactitud para mallas con una profundidad menores de 0,25 m.

#### 2.4.10.2 Método de Schwarz

Mediante este método permite determinar separadamente la resistencia a tierra del reticulado del conjunto de barras y de la resistencia mutua del reticulado de barra.

La resistencia total de un sistema compuesto por retículas y barras es mas baja que la resistencia de cualquier componente solo, pero es aun mayor que la de su combinación en el paralelo y viene de la siguiente ecuación:

$$R_M = \frac{R_1 \times R_2 - (R_{12})^2}{R_1 \times R_2 - 2 \times R_{12}} \quad (\text{Ec. 2.46})$$

donde:

$R_1$ : Resistencia de los conductores de la malla

$R_2$ : Resistencia de todas las barras de puesta a tierra.

$R_{12}$ : Resistencia mutua entre el grupo de los conductores de la malla y el grupo de barras de puesta a tierra.

chwarz dedujo expresiones para calcular  $R_1$ ,  $R_2$  y  $R_{12}$  en términos de los criterios básicos de diseño y asumiendo condiciones de suelos uniforme.

$$R_1 = \frac{\rho}{\pi \times L} \times \left[ \text{Ln} \left( \frac{2 \times L}{\sqrt{d \times h}} \right) + K_1 \times \left( \frac{L}{\sqrt{A}} \right) - K_2 \right] \quad (\text{Ec. 247})$$

$$R_2 = \left( \frac{\rho}{2 \times N_B \times \pi \times L_B} \right) \times \left[ \text{Ln} \left( \frac{8 \times L_B}{d_B} \right) - 1 + 2 \times K_1 \left( \frac{L_B}{\sqrt{A}} \right) \times (\sqrt{N_B} - 1)^2 \right]$$

(Ec. 2.48)

$$R_{12} = \left( \frac{\rho}{\pi \times L} \right) \times \left[ \text{Ln} \left( \frac{2 \times L}{L_B} \right) + K_1 \times \left( \frac{L_B}{\sqrt{A}} \right) \times K_2 + 1 \right] \quad (\text{Ec. 2.49})$$

Para el calculo de los coeficientes  $K_1$  y  $K_2$ , se tiene dos expresiones que dan un resultado aproximado del valor de dichos coeficientes. Las ecuaciones son:

$$K_1 = 1,43 - \frac{2,3 \times h}{\sqrt{A}} - 0,044 \times \frac{L_1}{L_2} \quad (\text{Ec. 2.50})$$



$$K_2 = 5,50 - \frac{8 \times h}{\sqrt{A}} - \left( 0,15 - \frac{h}{\sqrt{A}} \right) \times \frac{L_1}{L_2} \quad (\text{Ec. 2.51})$$

### 2.4.10.3 Método de Severaks

Para mallas con una profundidad entre 0,25 y 2,5 metros. Se requiere corregir la profundidad de la malla. La resistencia de la malla puede obtenerse a través de la aproximación de Severaks denominada por la siguiente ecuación:

$$R_M = \rho \times \left[ \left( \frac{1}{L} \right) + \left( \frac{1}{\sqrt{20 \times A}} \right) \times \left( 1 + \frac{1}{1 + h \times \sqrt{\frac{20}{A}}} \right) \right] \quad (\text{Ec. 2.52})$$

### 2.3.11 Cálculo del Máximo Valor del Potencial de la Malla

El máximo potencial de la malla sobre una tierra se calcula en la siguiente expresión:

$$E_M = I_M \times R_M \quad (\text{Ec. 2.53})$$

Si el valor obtenido por esta ecuación es mayor que los voltajes de paso y toque tolerables por el cuerpo humano, es necesario la verificación de los voltajes de paso y toque en la periferia de la malla.

## 2.5 Distancia de Diseño

Este punto se refiere al dimensionamiento de las distancias entre partes vivas, que se requieren en instalaciones de tipo convencional, ya sean interiores o intemperie. La separación entre aparatos de una instalación y la disposición físicas de los mismos se efectúan de acuerdo con el diagrama unifilar, seleccionado la

capacidad de la instalación y su tensión nominal. Estos factores no sólo afectan el tamaño de las componentes, sino también las distancias a tierra y entre fases. Entre las distancias de diseño encontramos:

- ✓ Distancia entre fases.
- ✓ Distancia entre fase y tierra.
- ✓ Altura de los equipos sobre el nivel del suelo.
- ✓ Altura de las barras colectoras sobre el suelo.
- ✓ Altura de remate de las líneas de transmisión que llegan a la subestación.
- ✓ Distancia de seguridad

### 2.5.1 Distancias entre Fases y Distancias entre Fase y Tierra

Estas distancia están normalizadas por CADAFE. para los diferentes valores de tensión. A continuación se muestra en la tabla 2.3. las distancias mínimas consideradas para el desarrollo de este diseño.

Tabla 2.3 Distancias Mínimas de Fase a Fase y Fase a Tierra

Tensión Nominal (kV)	Tensión Máxima de Diseño (kV)	Nivel de Impulso (NBI) (kV)	Distancia de fase a fase (cm)	Distancia de fase a tierra (cm)
13,8	15,5	110	60	26 + flecha
34,5	38	200	100	40 + flecha
115	123	550	250	110 + flecha

### 2.5.2 Altura de los Equipos sobre el Nivel del Suelo ( $h_s$ )

Esta altura se considera también como el primer nivel de barras  $h_s$ . La altura mínima  $h_s$ , de las partes vivas sobre el nivel del suelo, en ningún caso debe ser inferior a 3 metros, si no se encuentra aislados por barreras de protección

En general, para cualquier equipo, la altura mínima de sus partes vivas se calcula de acuerdo con la siguiente expresión:

$$h_s = 2,30 + 0,0105 \text{ kV} \quad (\text{Ec.2.54})$$

Donde kV es la tensión máxima de diseño del equipo que se trate.

### **2.5.3 Altura de las Barras Colectoras sobre el Nivel del Suelo**

La altura de las barras colectoras sobre el nivel del suelo debe considerar la posibilidad de que al pasar el personal por debajo de las barras, éste no reciba la sensación del campo eléctrico. La expresión que proporciona la altura de las barras colectoras  $h_b$ , considerando la sensación de campo eléctrico, es la siguiente:

$$h_b = 5,0 + 0,0125 \text{ kV} \quad (\text{Ec. 2.55})$$

Donde kV es la tensión máxima de diseño

### **2.5.4 Altura de remate de las Líneas de Transmisión en la Subestación**

Los conductores de las líneas de transmisión que llegan o salen de una subestación, no deben rematar a una altura  $h_L$  inferior a 6 metros. Dicha altura se obtiene a partir de la siguiente ecuación:

$$h_L = 5,0 + 0,006 \text{ kV} \quad (\text{Ec. 2.56})$$

Donde kV es la tensión máxima de diseño

### **2.5.5 Distancia de Seguridad**

Se entiende como distancia mínima de seguridad, a los espacios libres que permiten circular y efectuar maniobras al personal dentro de una subestación, sin que

exista riesgo para sus vidas y con un mínimo de operaciones durante las maniobras de trabajos.

Las distancias de seguridad a través del aire están formadas por la suma de dos términos, el primero es igual a la distancia mínima a tierra, correspondiente al nivel de aislamiento al impulso de la zona, como se muestra en la tabla 2.3, el segundo término se suma al anterior y depende de la talla media de los operadores.

Las distancias mínimas de seguridad se pueden expresar con las siguientes relaciones:

$$d_h = d_{F-T} + 0,9 \quad (\text{Ec. 2.57})$$

$$d_v = d_{F-T} + 2,25 \quad (\text{Ec. 2.58})$$

En donde:

$d_h$  : Distancia horizontal en metros que deben respetarse en toda la zona de circulación.

$d_v$  = Distancia vertical, en metros, que también debe respetarse en toda la zona de circulación y nunca debe ser menor que tres (3) metros.

$d_{F-T}$  = Distancia mínima de fase a tierra correspondiente al nivel básico de impulso NBI de la zona.

En cuanto a la distancia de seguridad de circulación de vehículos, la distancia horizontal a las partes vivas será de 0,70 metros más la distancia vertical de circulación del vehículo, para mantener en cuenta las maniobras y la imprecisión en la conducción del vehículo. En cuanto a la distancia vertical es igual a la altura del mismo más la distancia de seguridad vertical de circulación del personal.

El espacio para la circulación de vehículos con cargas pesadas se determina tomando en cuenta las dimensiones exteriores del vehículo de mayor tamaño que se piense utilizar, incluido el transformador más voluminoso utilizado que se instale en la subestación. Por lo tanto en el caso en estudio, los vehículos utilizados por la empresa para el mantenimiento en las subestaciones, poseen una dimensión de 2,30 metros de ancho, 6 metros de largo, 2,30 de alto y el brazo de cesta puede llegar a un máximo de 14 metros. A continuación se muestra las ecuaciones de distancia de seguridad de circulación de vehículos:

$$d_{VV} = h_V + d_V \quad (\text{Ec. 2.59})$$

$$d_{HV} = d_h + 0,7 \quad (\text{Ec. 2.60})$$

Donde:

$d_{VV}$  = Distancia vertical de seguridad para circulación del vehículo en metros.

$d_{HV}$  = Distancia horizontal de seguridad para circulación del vehículo en metros.

$h_V$  = Altura del vehículo que circula por la instalaciones en metros.

$d_V$  = Distancia de seguridad vertical de circulación del personal en metros.

$d_h$  = Distancia de seguridad horizontal de circulación del personal en metros.

## 2.6 Servicios Auxiliares

Los servicios auxiliares es el conjunto de instalaciones formadas por las fuentes de alimentación de corriente directa y de corriente alterna, de baja tensión, que se utilizan para energizar los sistema de control, protección, señalización, alarmas y alumbrado de una subestación.

Los servicios auxiliares del conjunto de la instalación se pueden considerar alimentados en la siguiente forma:

### **2.6.1. Servicios Auxiliares de Corriente Directa**

Esta se obtiene a través de rectificadores, los cuales rectifican la corriente alterna en corriente continua. El sistema de rectificación se hará con rectificadores del tipo seco para cargar las baterías de acumuladores y tendrá una capacidad suficiente para cubrir las necesidades de servicio. El equipo estará formado por dos unidades de rectificación.

El sistema funcionará normalmente con un equipo rectificador, quedando el segundo en calidad de reserva.

El equipo rectificador deberá asegurar la carga a fondo normal, la carga rápida y la carga a largo tiempo.

El equipo deberá presentar una velocidad de respuesta instantánea a las variaciones de carga y será resistente a la humedad y al clima tropical.

El equipo estará encerrado en un gabinete metálico y llevará la parte enfrente los instrumentos de medición (amperímetro, voltímetro) y controles necesarios (ajuste de tensión, llaves selectoras, etc.).

El equipo asegurará la distribución a tensión constante de servicio, a todas las cargas dentro de los siguientes límites de variación:

$\pm 1 \%$  cuando la carga varía entre 0 a 90 % de la corriente nominal y la tensión y la frecuencia de servicio permanece constante.

$\pm 1,15$  % con variaciones de carga de 0 a 90% y con variaciones de tensión de suministro de  $\pm 10$ % y variaciones de frecuencia de  $\pm 2$  %.

Los servicios auxiliares incluirán una batería de acumuladores de tipo normal plomo-ácido o níquel-cadmio, con capacidad suficiente para satisfacer las máximas necesidades de este. Las baterías tendrán un margen de reserva, no menor de cuatro horas (4) horas después de faltar el suministro de corriente alterna.

#### **2.6.1.1 Criterios Para el Cálculo de los Servicios Auxiliares de Corriente Continua**

Los criterios de cálculo que se deberán cumplir estarán de acuerdo con las normas COVENIN 200. Para este fin se deben cumplir con los siguientes cálculos mínimos:

Elaboración de las tablas de cargas, donde se incluirán todos y cada uno de los equipos alimentados por los servicios auxiliares de corriente continua.

#### **2.6.1.2 Cálculos de la capacidad de las baterías de acuerdo al ciclo de carga de la subestación.**

Cálculo y dimensionamiento de los tableros de servicios auxiliares de corriente continua, el cual incluirá tamaño y capacidad de las barras, cantidad y tipo de interruptores termomagnéticos. Para este fin deberá preverse una reserva del 20% en la cantidad de dichos interruptores.

## Baterías

La escogencia del tipo de baterías dependerá de cada caso en particular según las necesidades y características de la planta (ver tabla 2.4)

### 2.6.1.2.1 Cálculo del Banco de Baterías

Es el conjunto de una o más baterías acumuladoras conectadas eléctricamente entre sí. Para el dimensionamiento del banco de baterías se utilizarán los criterios mostrados en la tabla A.4 del anexo A, el cálculo del número de celdas por banco de baterías se llevara a cabo de acuerdo a la siguiente expresión:

$$N = \frac{VDC_{m\acute{a}x}}{VDC \times Celda} \quad (\text{Ec. 2.61})$$

### 2.6.1.2.2 Voltaje Mínimo por Celda

El voltaje mínimo por celda serı calculado por la siguiente ecuaciın:

$$V_{\min} \times Celda = \frac{V_{\min} \times Bateria}{Celdas} \quad (\text{Ec. 2.62})$$

### 2.6.1.3 Cargas en Corriente Continua

Las cargas principales en corriente continua en la subestaciın serín las constituidas principalmente por los relıs de recierre, interruptores y luces indicadoras. El consumo típico de estos relıs son mostrados en las tablas A.5 y A.6 del anexo A.

### 2.6.1.4 Capacidad del Banco de Baterías

La capacidad del banco de baterías serı determinada mediante la siguiente fórmula:



$$A.H = \left[ (A.H)_c + \frac{I.M}{F} \right] \times F_1 \times F_2 \times F_3 \quad (\text{Ec. 2.63})$$

Donde:

A.H: capacidad del banco de transformadores (Amperios/Hora)

$(A.H)_c$ : Amperios/Hora debido a la carga

I.M: corriente momentánea máxima total (tiempo de duración menos de un minuto)

F: factor de conversión.

El factor de conversión “F” se utiliza para convertir el régimen de un minuto de la batería en un régimen equivalente de 8 horas. Para baterías de plomo – ácido,  $F=1,5$

$F_1=1,15$ , debido a cargas imprevistas y condiciones de operación inferiores a la óptima.

$F_2=1,25$ , debido al envejecimiento que sufre los bancos de baterías.

$F_3=1,20$ , para mantener una reserva.

### **2.6.1.5 Capacidad del Cargador de las Baterías**

#### **2.6.1.5.1 Criterios Utilizados**

El cargador se dimensionara considerando que bajo condiciones normales de operación el cargador suministrara la corriente normal y simultáneamente la corriente de flotación.

Cuando se produzcan una falla de corriente alterna, la batería suministrara el total de la corriente requerida para la instalación, hasta que la corriente alterna sea restituida; a partir de ese momento el cargador volverá a suplir la carga además de recargar el banco de baterías.

Se aplicara el criterio N+1, es decir se instalará un rectificador adicional al calculado, con las mismas características y capacidad del calculado, para que sirva de respaldo en el caso de que el primero tenga que salir de servicio por alguna razón.

#### 2.6.1.5.1.2 Capacidad del Cargador

Para el cálculo del cargador de las baterías se utilizara la siguiente ecuación:

$$A = \left[ \left( \frac{A.H \times 10}{T} \right) + L \right] \times \frac{1}{K_1} \times \frac{1}{K_2} \times \text{Re } serva \quad (\text{Ec. 2.64})$$

Donde:

A: capacidad en amperios del cargador

A.H: Amperios – Hora de la Batería

1,10: factor de conversión del cargador plomo – ácido

1,40: factor de conversión del cargador níquel – cadmio.

T: tiempo especificado para la carga de las baterías

L: carga de forma continua sobre la batería y el cargador durante la recarga

$K_1$ : factor de corrección por temperatura

$K_2$ : factor de corrección por altitud

Donde los parámetros típicos son:

T: 8horas

Temperatura máxima ambiental: 40°C

Altitud menor a 1000 mts

Factor de corrección:

$K_1 = 0,98$

$K_1 = 1$  para temperatura menores o iguales a 40°C

$K_2 = 1$  para alturas menores a 1000 mts

Capacidad de reserva: 20%

### **2.6.1.6 Alimentación Alterna del Rectificador**

Para la realización de este cálculo se tiene primero que calcularlos siguientes parámetros:

#### **2.6.1.6.1 Eficiencia del Rectificador**

Se calcula de la siguiente expresión:

$$N = \frac{P_{salida}(DC)}{P_{entrada}(AC)} \quad (\text{Ec. 2.65})$$

Tabla 2.4 Tipos de Baterías Ventajas y Desventajas

Baterías	Aplicación	Ventajas	Desventajas
Plomo Antimonio Placa Plana	<ul style="list-style-type: none"> <li>- Descargas rápidas.</li> <li>- Descargas profundas a moderadas.</li> <li>- 10 años</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>- Bajo costo.</li> <li>- Descargas rápidas.</li> <li>- Aplicación UPS.</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>- Vida limitada.</li> <li>- Liberan hidrógeno.</li> <li>- Cuarto de baterías especial separado del UPS.</li> <li>- Consumo de agua.</li> </ul>
Plomo Calcio Placa Plana	<ul style="list-style-type: none"> <li>- Ciclo de descarga poco frecuente.</li> <li>- 10 años</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>- Consume poco agua.</li> <li>- Bajo costo.</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>- Crecimiento de la placa positiva con ciclos de descargas frecuentes.</li> <li>- mayor esperanza de vida que las tabulares.</li> <li>- Liberan hidrógeno.</li> <li>- Cuarto de baterías especial separado del UPS.</li> </ul>
Tabuladores	<ul style="list-style-type: none"> <li>- Descargas moderadas no rápidas.</li> <li>- Cuartos de baterías pequeños.</li> <li>- 15 años.</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>- Descargas lentas o moderadas.</li> <li>- Mayor esperanza de vida 15 años</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>- Liberan hidrógeno.</li> <li>- Cuarto de baterías especial separado del UPS.</li> <li>- Costosas.</li> </ul>
Manches	<ul style="list-style-type: none"> <li>- Esperanza de vida elevada.</li> <li>- Mayor a 20 años</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>- Alto rendimiento</li> <li>- Esperanza de vida elevada.</li> <li>- Descargas profundas.</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>- Liberan hidrógeno.</li> <li>- Cuarto de baterías especial separado del UPS.</li> <li>- Sumamente costosas.</li> </ul>
Alcalinas	<ul style="list-style-type: none"> <li>- Ambientes hostiles.</li> <li>- Aplicaciones militares.</li> <li>- Mayor a 25 años.</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>- La mayor esperanza de vida.</li> <li>- Menor liberación de hidrógeno.</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>- Liberan hidrógeno.</li> <li>- Mayor cantidad de baterías sumamente costosas.</li> <li>- Cuarto de baterías especial separado del UPS.</li> </ul>
Selladas Válvulas Reguladas	<ul style="list-style-type: none"> <li>- Donde es imposible tener baterías separadas del UPS.</li> <li>- Donde los problemas de espacio son limitantes.</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>- Libres de mantenimiento.</li> <li>- Baterías Adosadas al UPS.</li> <li>- Menores costos de infraestructuras.</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>- Esperanza de vida vs. Costo. 10 a 20 años.</li> </ul>

### 2.6.1.6.2 Potencia de Entrada AC del Rectificador

Será obtenida del despeje la ecuación 2.65

$$P_{entrada}(AC) = \frac{P_{Salida}(DC)}{N} \quad (\text{Ec. 2.66})$$

Nota: se asumirá como valor típico de  $N=0,8$

Luego de calculada la potencia de entrada del rectificador se calculara la corriente de la entrada AC del rectificador, entonces:

$$P_{entrada}(AC) = V_{entrada}(AC) \times I_{entrada}(AC) \quad (\text{Ec. 2.67})$$

### 2.6.1.6.3 Corriente de Entrada AC del Rectificador

De la ecuación 2.67 se despeja la corriente de entrada AC, de esta nos queda:

$$I_{entrada}(AC) = \frac{P_{entrada}(AC)}{V_{entrada}(AC)} \quad (\text{Ec. 2.68})$$

## 2.6.2 Servicios Auxiliares de Corriente Alterna

Es obtenida a través de los transformadores de servicio auxiliares. Se tendrán dos niveles de baja tensión para los servicios auxiliares, dependiendo de la importancia de la subestación y de las instalaciones que están tenga. A continuación se indica los transformadores que se usarán para este fin:

Transformadores reductores a 208/120 voltio. Serán de potencia adecuada para cubrir ampliamente las necesidades de servicio mas un veinte por ciento (20%) de la capacidad nominal para tener en cuenta futuras reservas. Estos transformadores serán monofásicos y de tipo interior o intemperie, según el caso. En general, todos los transformadores de servicio auxiliares vendrán protegidos con fusibles de capacidad adecuada y seccionadores.

Las cargas de los servicios auxiliares de corriente alterna, se distribuirá como se muestra en la figura 2.7

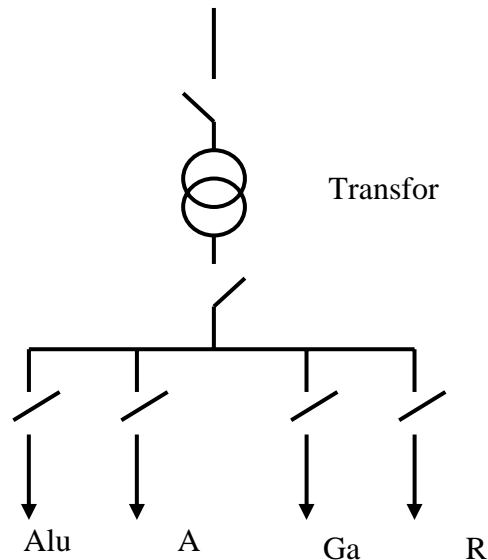


Figura 2.7 Diagrama de los Servicios Auxiliares de Corriente Alterna

### 2.6.3 Tableros para Servicios Auxiliares

Se suministrarán los siguientes tableros para la medición y control de los servicios auxiliares en las subestaciones. En la construcción de estos tableros se seguirán las normas de CADAFE y se tendrá en cuenta todo lo necesario para su buen funcionamiento.

### **2.6.3.1 Tableros Para 208/120 V**

Estos tableros tendrán tantas salidas como sean necesarias para suplir las cargas conectadas a los circuitos que trabajan a esta tensión en la subestación; se preverán además los circuitos de reserva que se consideren necesarios en cada caso particular.

En general se podrán controlar todos los elementos de la subestación que trabajen a este nivel de tensión desde estos tableros.

Los interruptores de estos tableros serán automáticos con protección contra sobrecorrientes y cortocircuitos y del tipo compacto. Estos se ubicarán en lugares de fácil acceso.

### **2.6.3.2 Tableros Para Corriente Directa**

Se usarán tableros del tipo cerrado para el control y protección de los circuitos de corriente directa; estos tableros serán de fácil extensión y controlaran los circuitos siguientes:

- Control de rectificadores.
- Alumbrado de emergencia en general.
- Control d disyuntores y equipos de protección.
- Control de baterías.
- Otros.

### **2.6.4 Circuitos Para los Servicios Auxiliares**

En el estudio y diseño de los servicios auxiliares, se tendrán en cuenta todas las posibles necesidades actuales y futuras en lo que se refiere a suministro de energía para este fin.

En el diseño de los diferentes circuitos se tendrá el cuidado necesario para no mezclar en un mismo circuitos la alimentación de equipos diferentes.

Todos los circuitos estarán protegidos adecuadamente contra sobretensiones.

### **2.6.5 Protección de los Servicios Auxiliares**

La protección de los servicios se hará mediante interruptores terromagnéticos, tanto en corriente alterna y corriente directa. Además la protección de servicios auxiliares en corriente alterna, en la parte de alta tensión se hará por medio de seccionadores tripolares tipo intemperie y fusibles limitadores de alto poder de corte.

### **2.6.6 Cálculos Mínimos de los Servicio Auxiliares**

El diseño de los servicios auxiliares incluirá como mínimo lo siguiente:

Listados del consumo de todos y cada uno de los equipos alimentados por el sistema de servicios auxiliares.

Capacidad requerida para el transformador de servicios auxiliares.

### **2.6.7 Cálculo de la Carga Alimentada por el Transformador de Potencia**

El cálculo de la carga que será alimentada por el transformador de potencia, se determina mediante la siguiente ecuación:



$$W = I \times V \times F_s \times F_d \quad (\text{Ec. 2.69})$$

Donde:

I: Corriente en Ampere (A)

V: Voltaje (Volt)

F<sub>s</sub> y F<sub>d</sub>: Son factores de demanda. Estos se obtienen de la tabla C.1 del anexo C.

## **2.7 Coordinación de Aislamiento**

La aislación en las subestaciones queda sometida permanentemente a los esfuerzos producidos por la tensión de operación en las condiciones normales del servicio y esporádicamente, a solicitaciones anormales elevadas originadas por las sobretensiones.

El material expuesto debe estar en condiciones de resistir cualesquiera se esas solicitaciones en el transcurso de su vida útil, sin que su aislación sufra ningún debilitamiento, deterioro o daño, y para ello deberá tener un adecuado nivel de aislación, que se define como el conjunto de las propiedades que caracterizan la aislación con relación a su rigidez dieléctrica.

Cuanto mayor es la sobretensión que pueda aparecer en cualquier punto de la red, tanto más elevado deberá ser el aislamiento de la instalación y, a su vez, un aumento del aislamiento representará mayores costo, por cuyo motivo es de fundamental importancia limitar estas sobretensiones y coordinar el nivel de aislamiento de manera que se satisfagan los requisitos técnicos con la mayor economía posible.

Por lo tanto al diseñar subestaciones es necesario protegerla contra los tres tipos de sobretensiones que se pueden presentar:

- Sobretensiones debidas a des cargas atmosféricas.
- Sobretensiones debidas a maniobras de interruptores.
- Sobretensiones debidas a desequilibrios en el sistema, provocadas por fallas a tierra o por pérdida súbita de carga.

De estos tres casos, los dos primeros son los más importantes. Para el equipo que trabaja a tensiones inferiores a 230 kV, las sobretensiones que lo afectan más son las provocadas por las descargas externas, que son determinante para la fijación del nivel de aislamiento, que tienen una duración del orden de decenas de microsegundos.

Para el equipo que trabaja a tensiones superiores a 230 kV, las sobretensiones más peligrosas son las ocasionadas por maniobras de interruptores, que tienen una duración del orden de miles de microsegundos y su magnitud es una función de la tensión nominal.

Para fijar la coordinación del nivel de aislamiento contra las sobretensiones de origen atmosférico, usaremos el pararrayo como protección en las subestaciones.

Para condiciones de diseño se establece que el margen de protección mínimo es de 20% por debajo del nivel de aislamiento, de manera que la tensión máxima permisible será:

$$V_{max} = (1 - 0,2) \times NBI \quad (\text{Ec. 2.70})$$

## 2.8 Blindaje

Es una malla formada por cables de guarda que instala sobre la estructura de la subestación

*Cable de guarda.* Se entiende por cables de guarda una serie de cables desnudos, generalmente de acero, que se fijan sobre la estructura de una subestación, formando una red que actúa como un blindaje, para proteger las partes vivas de la subestación de las descargas directas de los rayos.

Para determinar el área de protección que puede brindar los cables de guarda se procederá a utilizar en forma más o menos aproximada los siguientes métodos analíticos:

- Método electrogeométrico.
- Método de Bewley.
- Método de bayonetas.

Para nuestro caso de estudio determinaremos el área de protección, mediante el método electrogeométrico.

### **2.8.1 Método Electrogeométrico**

El cálculo de del blindaje a partir del método electrogeométrico se desarrolla en la forma siguiente:

La tensión que aparece en los conductores se calcula en forma análoga a las líneas de transmisión, o sea:

$$V = \frac{Z_0 I_0}{2} \quad (\text{Ec. 2.71})$$

Donde:

$I_o$ : Corriente del rayo.

$Z_o$ : Impedancia característica de los conductores.

La corriente del rayo  $I_o$  y la impedancia característica  $Z_o$  se pueden determinar también por las expresiones siguientes:

$$I_o = \frac{2 \times (T.C.F.)}{Z_o} \quad (\text{Ec. 2.72})$$

En donde:

$$\text{T.C.F.} = \text{Tensión crítica de flameo} = \frac{NBI}{0,961}$$

$$Z_o = 60 \log \frac{2Y}{r_e} \text{ ohms} \quad (\text{Ec. 2.73})$$

En donde:

$r_e$ : Radio externo del conductor.

$Y$ : Altura efectiva del conductor, que a su vez se determina a partir de:

$$Y = Y_t - \frac{2}{3} f \quad (\text{Ec. 2.74})$$

En donde:

$Y$ : Altura de remate del conductor en la torre en metros (m)

$f$ : Flecha del conductor en metros.

El modelo electrogeométrico de blindaje considera a  $I_0$  como el valor de la corriente mínima que produce salidas de la instalación por fallas del blindaje.

Esta corriente establece una distancia ( $r_{cf}$ ) llamada radiocrítico de flameo, respecto a los conductores más elevados de la subestación, y cuya expresión es:

$$r_{cf} = 9,06 I_c^{2/3} \quad (\text{Ec. 2.75})$$

El modelo electrogeométrico se considera que al quedar protegidos los conductores más altos de una subestación, los niveles inferiores quedan automáticamente protegidos, y además considera que la zona de atracción de los rayos en el hilo de guarda, genera una parábola.

En la figura 2.8 se observa la posición del cable de guarda  $C_g$  y del cable de fuerza  $C_F$  por proteger. La elaboración del modelo electrogeométrico se realiza considerando la zona de protección, a aquella limitada por dos parábolas que parten de los cables de guarda.

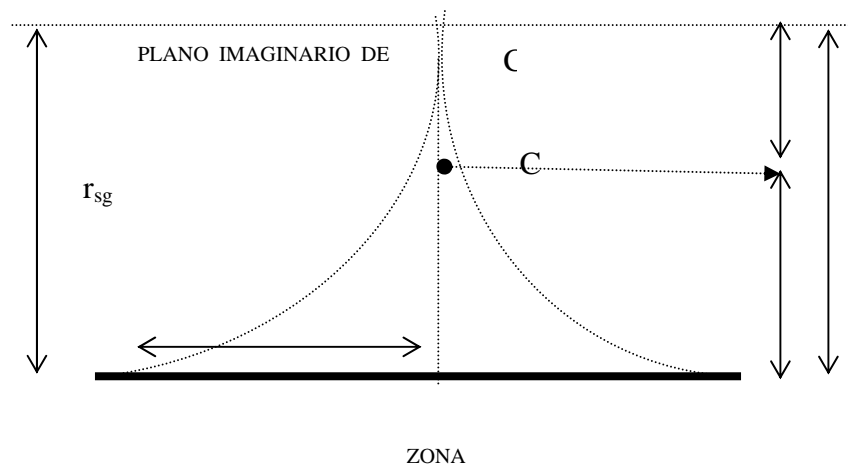


Figura 2.8 Protección de un Cable de Fuerza

En donde:

$h_1$ : Altura máxima del objeto por proteger, localizado exactamente debajo del cable de guarda ( $C_g$ )

$r_{sg}$ : Altura del plano imaginario. Normalmente se considera que:

$$r_{sg} = \gamma \quad (\text{Ec. 2.76})$$

o bien,

$$r_{sg} = r_{cf} \quad (\text{Ec. 2.77})$$

cuando:

$$r_{cf} < \gamma \quad (\text{Ec. 2.78})$$

Por lo que la altura máxima del cable será:

$$h_1 = 2r_{cf} - \gamma \quad (\text{Ec. 2.79})$$

Como en realidad los cables de guarda no se instalan exactamente encima de los cables por proteger, entonces conviene establecer la protección por zona, como se muestra en la figura 2.9 en donde aparece la magnitud  $\theta_B$  que se denomina ángulo del blindaje.

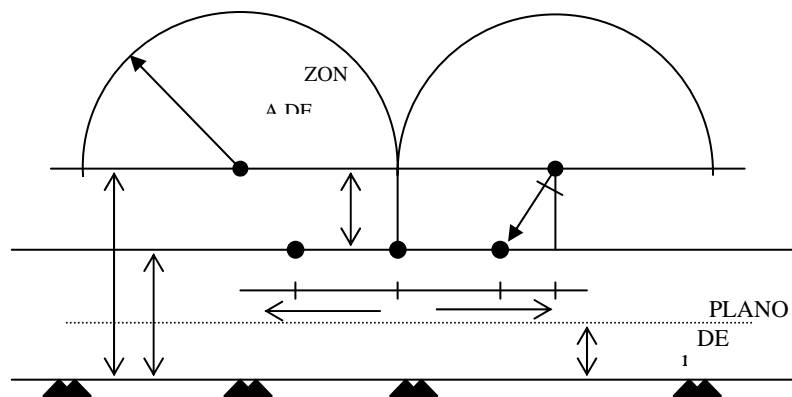


Figura 2.9 Protección por Zonas

En donde:

a : Distancia horizontal entre  $C_F$  y  $C_g$

b: Distancia vertical entre  $C_F$  y  $C_g$

c: Distancia entre centros de los cables  $C_F$  y  $C_g$

d: Distancias entre fases

$\theta_B$ : Ángulo de blindaje

$r_{cf}$ : Radio critico de flameo o radio de la zona de atracción

Con estos datos se pueden determinar dos de las cuatro variables a, b, c,  $\theta_B$ .

Normalmente,  $r_{cf}$  que es la altura del plano imaginario de tierra, es igual a la altura h del cable de guarda. La altura mínima de las posibles posiciones que puedan ocupar los cables de guarda, se obtiene a partir de la siguiente expresión:

$$b_{\min} = r_{cf} - \sqrt{r_{cf}^2 - D^2} \quad (\text{Ec. 2.80})$$

Dividiendo miembro a miembro entre d y considerando que  $D \geq d$

$$\frac{b_{\min}}{d} = \frac{r_{cf}}{d} - \sqrt{\left(\frac{r_{cf}}{d}\right)^2 - 1} \quad (\text{Ec. 2.81})$$

El área total de la subestación A se puede dividir en n subáreas (puede ser el área de un modulo) o sea:

$$n = \frac{A}{a} \quad (\text{Ec. 2.82})$$

El número de áreas consideradas puede ser el número de módulos, más el número de bancos.

$$a = 2D \times L \quad (\text{Ec. 2.83})$$

El área de un módulo que se va a proteger es:  $a = 2D \times L$

La distancia protegida, de la figura 2.8

$$X_T = \frac{a}{120} \quad (\text{Ec. 2.84})$$

El número de cables de guarda ( $N_{cg}$ ) requeridos para el blindaje del área A es:

$$N_{cg} = \frac{30n}{L} = \frac{30n}{2D} \quad (\text{Ec. 2.85})$$

En donde:

$N_{cg}$ : Número de cables de guarda

n: Número de subáreas en que se divide el área A

La separación entre los cables de guarda, en la figura 2.9 es de  $2D$ , o sea:

$$2D = 2X_T \quad (\text{Ec. 2.86})$$

La altura mínima de la figura 2.10 del cable de guarda se calcula a partir de:

$$\gamma = \frac{2}{3}h1 + \sqrt{\frac{1}{9}h1 + \frac{1}{3}\left(\frac{L}{2}\right)^2} \quad (\text{Ec. 2.87})$$



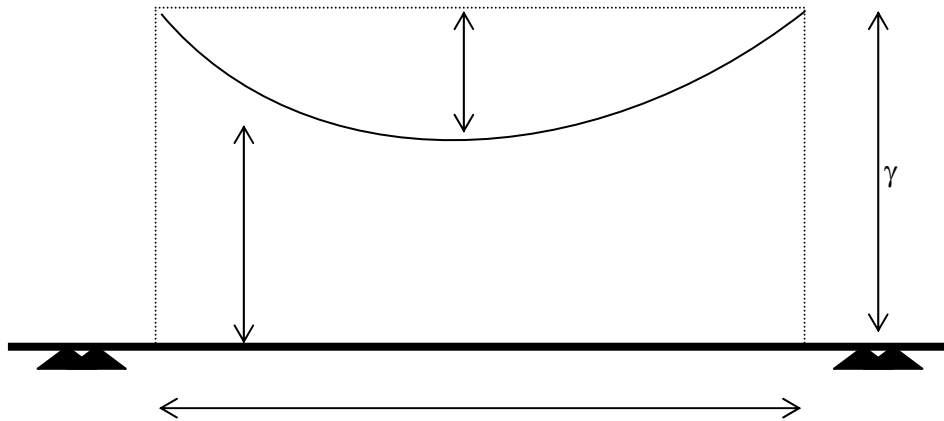


Figura 2.10 Alturas entre dos soportes de cables.

El conductor del cable de guarda, según normas NS – 1 de C.A.D.A.F.E. tendrá las siguientes características:

Material	Acero
Formación	7 hilos de 3,18 mm.
Sección	55 mm <sup>2</sup>
Tensión mínima de rotura	6.500 Kgs.

## 2.9 Parámetros para el Cálculo de las Corrientes de Cortocircuitos

La corriente de cortocircuito determina los esfuerzos electrodinámicos máximos que pueden soportar las barras colectoras y los tramos de conexión; y es también un parámetro importante en el diseño de la red de tierra de la instalación. Las corrientes de cortocircuito se calculan a partir de los valores de cortocircuitos en las barras de 115KV, suministrado por el Departamento de Subestaciones. El diagrama utilizado para este cálculo se muestra en la figura 2.10.

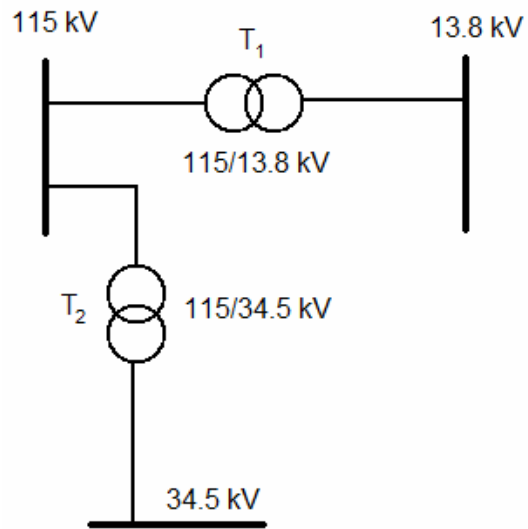


Figura 2.10 Diagrama de una red de distribución

El cálculo de las corrientes de cortocircuito se inicia a través del diagrama unifilar del sistema, donde se indican las características de tensión, corriente, potencia e impedancia de los elementos que intervienen, así como datos complementarios que definen la longitud, calibre, y disposición de las líneas, niveles de cortocircuito trifásico y monofásico de la barra de alimentación.

Las impedancias que influyen en el sistema son: la impedancia de la línea, que varía de acuerdo con las características de los conductores y el espaciamiento entre ellos, las impedancias de secuencia positiva y negativa que viene dada por:

$$Z^+ = Z^- = r_a + j \times (x_a + x_d) \quad (\text{Ec. 2.88})$$

La impedancia de secuencia cero siempre es mayor que la impedancia de secuencia positiva y viene dada por:

$$Z^0 = (r_a + r_e) + j \times (x_a + x_e - 2 \times x_d) \quad (\text{Ec. 2.89})$$

Para seleccionar la impedancia del sistema externo se realiza por medio de:

$$Z_{ext^+ (pu)} = Z_{ext^- (pu)} = \frac{1 \angle 0^\circ}{I_{cc3\phi}} \quad (\text{Ec. 2.90})$$

Es necesario resaltar que los valores de impedancias están referidos a su base de tensión y de potencia, por lo que es necesario realizarse las transformaciones adecuadas a fin de que todas las impedancias tenga la misma base común de potencia y tensión (sistema por unidad). Esto se realiza por medio de la siguiente expresión:

$$Z_{pu2} = Z_{pu1} \times \frac{MVA_2}{MVA_1} \times \left( \frac{kV_1}{kV_2} \right)^2 \quad (\text{Ec. 2.91})$$

## CAPÍTULO 3

# CÁLCULOS ELÉCTRICOS

### 3.1 INTRODUCCIÓN

En este capítulo, realizaremos en primer término el cálculo de la corriente nominal de la subestación Guaca, luego los niveles de cortocircuito en la subestación, mediante el método de las componentes de secuencias, seguidamente el diseño de la malla a tierra, el diseño de las barras colectoras, las fuerzas que intervienen en las barras colectoras y el cálculo de distancia de diseño. Los criterios de diseño ya fueron definidos en el capítulo dos (2).

### 3.2 CÁLCULO DE LA CORRIENTE NOMINAL EN LA ENTRADA Y LA SALIDA DE CADA LÍNEA DE LA SUBESTACION.

El cálculo de la corriente nominal en las subestaciones es de mucha importancia, porque nos permite seleccionar que tipo de conductor alimentara a dicha subestación, así como también escoger las características eléctricas y constructivas de los equipos a instalar, etc. Por lo tanto la corriente nominal se calcula mediante la siguiente ecuación 3.1. se procederá con un ejemplo:

$$I_{n_{115kV}} = \frac{P}{\sqrt{3} \times V} \quad (\text{Ec. 3.1})$$

donde:

$I_{n_{115kV}}$ : Corriente nominal.

P: La potencia del transformador en (MVA).

V: tensión de trabajo ( kV).

la potencia del transformador de la subestación de 36MVA. A partir de esta potencia determinaremos la corriente nominal en la entrada de la subestación.

$$I_{n_{115kV}} = \frac{36MVA}{\sqrt{3} \times 115kV}$$

$$I_{n_{115kV}} = 180,7357A$$

Por otra parte calculamos la capacidad de corriente que debe tener cada salida de la línea. La subestación constara de cuatro salidas en cada transformador, es decir cada uno de dos circuitos y uno de reserva; en total tendrá cuatros circuitos la subestación. Esto se realiza de la manera siguiente:

Transformador 1:

$$I_{n_{13,8kV}} = \frac{36MVA}{\sqrt{3} \times 13,8kV}$$

$$I_{n_{13,8kV}} = 1506,3113A$$

$$I_{n_{13,8kV}} = \frac{1596,3113}{4}$$

$$I_{n_{13,8kV}} = 376,5327A$$

Transformador 2:

$$I_{n_{34,5kV}} = \frac{36MVA}{\sqrt{3} \times 34,5kV}$$

$$I_{n_{34,5kV}} = 602,4524 A$$

$$I_{n_{13,8kV}} = \frac{602,4524}{4}$$

$$I_{n_{13,8kV}} = 150,6131 A$$

En la tabla 3.1 se esquematizarán los resultados obtenidos

Tabla 3.1 Corriente Nominal de Subestación

Transformador	Capacidad (MVA)	Números de Circuitos	In en 115 kV (A)	In por salida de la Línea en 13,8kV (A)	In por salida de la Línea en 34,5kV (A)
T <sub>1</sub>	36	4	180,7357	376,5327	-----
T <sub>2</sub>	36	4	180,7357	-----	150,6131

### 3.3 CÁLCULO DE LOS NIVELES DE CORTOCIRCUITO

El cálculo de los niveles de cortocircuito en los sistemas eléctrico es de mucha importancia, pues le permite al ingeniero tener información para determinar la capacidad de los equipos que intervienen en las subestaciones, como son los reconectadores, seccionadores, disyuntores, fusibles y demás equipos; así como también la coordinación y ajustes de protecciones, selección de conductores, dimensionamiento de la malla a tierra, etc.

El estudio de los niveles de cortocircuito se inicia con el diagrama unifilar del sistema de potencia por estudiar. En la figura 3.1 se muestra el diagrama unifilar del sistema de potencia. Determinaremos los niveles de cortocircuito de la subestación Guaca 2x36 MVA con una impedancia de 9,84%, que es alimentada por la

Subestación Casanay de 3x100 MVA de impedancia de 7,5% y una longitud de la línea de 33 Km.

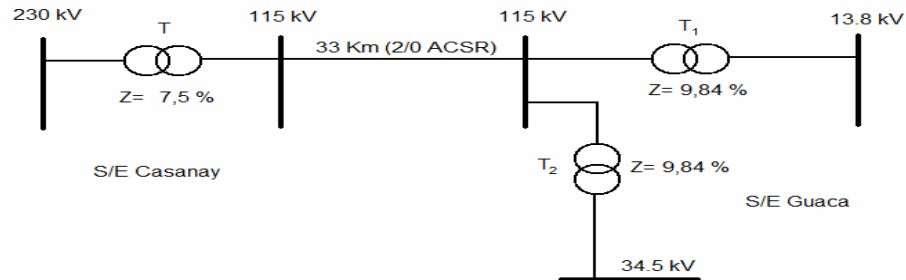


Figura 3.1 Diagrama unifilar para el estudio de cortocircuito de la Subestación Guaca

### 3.3.1 Niveles de Cortocircuito en la Barra 115 kV

Los niveles de cortocircuito en la barra 115 kV fueron suministrados por la empresa ELEORIENTE. A continuación se muestra en la tabla 3.2 los datos suministrados por la empresa ELEORIENTE.

Tabla 3.2 Niveles de Corto Circuito en la Barra 115 kV de la Subestación Guaca

Sistema	S (MVA)	$I_{cc}$ (kAmp)	Desfasaje (grados)
3 F	2258,52	11,34	-109,20
1 F	709,34	3,56	-112.80

### 3.3.2 Cálculos de las Impedancias de Secuencia Positiva, Negativa y Cero de la Línea

Para la obtención de los cálculos de impedancia de la línea del sistema, representaremos primero los diagramas de impedancia. En la figura 3.2 representa de

manera sencilla el diagrama de impedancias de secuencia positiva, para realizar los cálculos.

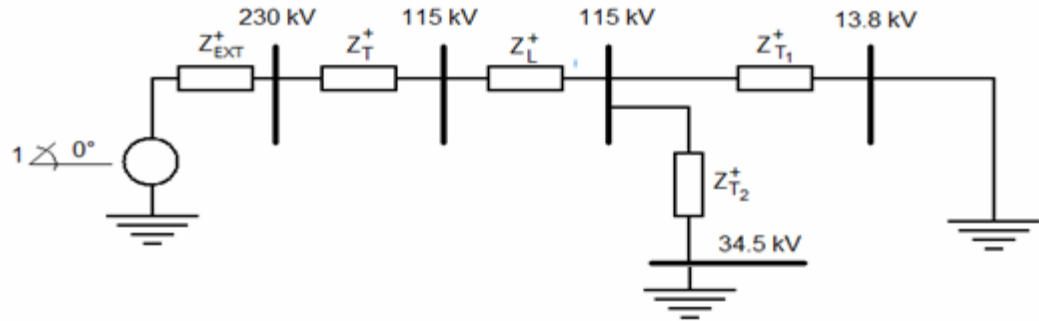


Figura 3.2 Diagrama de impedancia de secuencia positiva

Donde:

$Z_{ext}^+$ : Impedancia del sistema externo positiva.

$Z_T^+$ : Impedancia de secuencia positiva del transformador de la subestación Casanay

$Z_L^+$ : Impedancia de secuencia positiva de la línea

$Z_{T1}^+$ : Impedancia de secuencia positiva del transformador 1 de la Subestación Guaca

$Z_{T2}^+$ : Impedancia de secuencia positiva del transformador 2 de la Subestación Guaca

En la figura 3.3 representa de manera sencilla el diagrama de secuencia negativa del sistema de estudio.



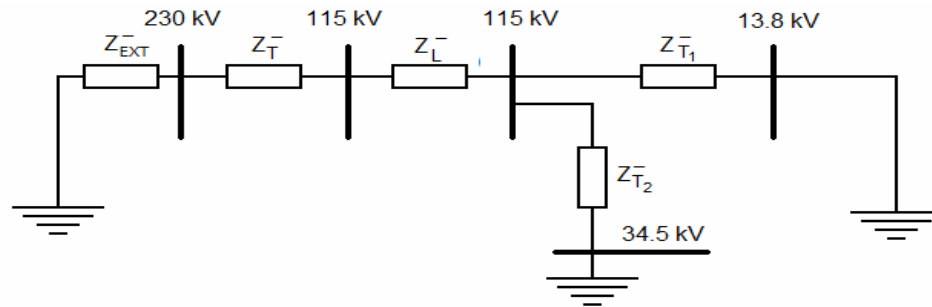


Figura 3.3 Diagrama de impedancia de secuencia negativa

Donde:

$Z_{EXT}$ : Impedancia de secuencia negativa del sistema externo.

$Z_T$ : Impedancia de secuencia negativa del transformador de la subestación

Casanay  $Z_L$ : Impedancia de secuencia negativa de la línea

$Z_{T1}$ : Impedancia de secuencia negativa del transformador 1 de la subestación

Guaca

$Z_{T2}$ : Impedancia de secuencia negativa del transformador 2 de la subestación

Guaca

En la figura 3.4 representa de manera sencilla el diagrama de secuencia cero del sistema de estudio.

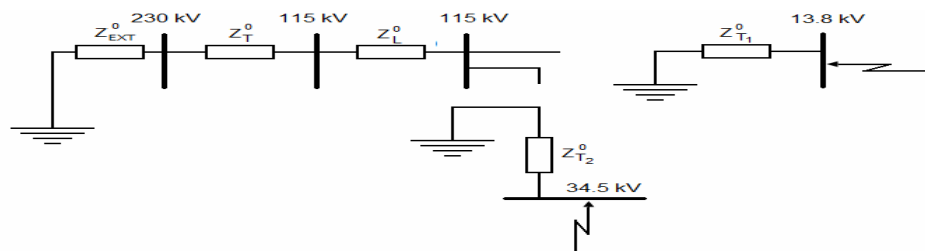


Figura 3.4 Diagrama de impedancia de secuencia cero

Donde:

$Z_{ext}^0$ : Impedancia de secuencia cero del sistema externo.

$Z_T^0$ : Impedancia de secuencia cero del transformador de la subestación Casanay

$Z_L^0$ : Impedancia de secuencia cero de la línea

$Z_{T1}^0$ : Impedancia de secuencia cero del transformador 1 de la subestación Guaca

$Z_{T2}^0$ : Impedancia de secuencia cero del transformador 2 de la subestación Guaca

### 3.3.2.1 Característica de la Línea

Con la capacidad del transformador y la tensión de trabajo de la subestación, se determina la capacidad de carga que debe tener la línea, la cual se obtiene mediante la ecuación 3.1.

$$I_{n_{115kV}} = \frac{P}{\sqrt{3} \times V} \quad (\text{Ec. 3.1})$$

La potencia del transformador de la subestación es de 36 MVA y la tensión de trabajo es de 115 kV. Por lo tanto la corriente nominal es:

$$I_{n_{115kV}} = 180,7357A$$

Luego esta corriente la dividimos entre 0,8, con el fin de poner a trabajar el transformador a un 80% de su capacidad, con el objeto de tener una reserva de 20% para futuras alimentaciones. Por lo tanto la corriente nominal es:

$$I_{n_{115kV}} = \frac{180,7357}{0,8}$$

$$I_{n_{34,5kV}} = 225,9196A$$

Con esta corriente nos vamos a la tabla de características del conductor de cobre desnudo, semiduro, conductividad 97.3% del anexo A, y ubicamos el conductor a utilizar. En este caso el conductor es N° 2. Pero según las normas ANSI C-57.92. 1962. un transformador de potencia a temperatura ambiente, y en condiciones normales de operación trabaja con una carga previa al pico de demanda del 70%, lo que quiere decir que el transformador de 36 MVA en condiciones normales de operación trabaja bajo una carga de 25,2 MVA y en condiciones de emergencia este entrega un 30% más de su capacidad nominal, es decir, 48,6 MVA. De esta manera se selecciona un conductor 4/0 que para este caso cumple con las condiciones eléctricas exigidas.

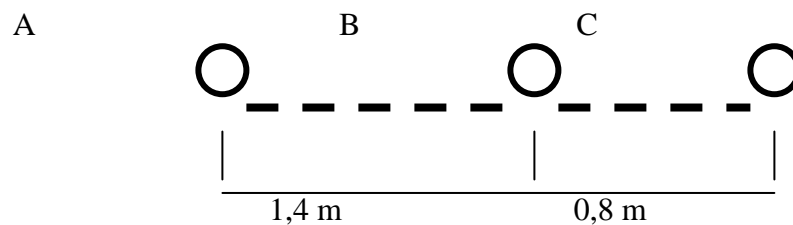
*Datos de la Línea:*

Calibre del conductor = 4 / 0.

Material del conductor = Cobre.

Longitud del conductor = 33 Km.

Disposición del conductor = Horizontal.



### Figura 3.5 Disposición geométrica de la línea

Con la disposición geométrica de las líneas, calculamos la distancia media geométrica mediante la siguiente ecuación 3.2

$$DGM = \sqrt[3]{D_{ab} \times D_{bc} \times D_{ac}} \quad (\text{Ec. 3.2})$$

Donde:

$$D_{ab}: 1,4 \text{ m}$$

$$D_{bc}: 0,8 \text{ m}$$

$$D_{ac}: 2,2 \text{ m}$$

$$DGM = \sqrt[3]{1,4 \times 0,8 \times 2,2}$$

$$DGM = 1,35m$$

El valor de la distancia media geométrica (DGM) expresada en metros lo llevamos a pies. Por lo tanto el DGM viene siendo:

$$DGM = 4,50 \text{ pies}$$

*La impedancia de secuencia positiva y negativa viene dada por la ecuación 2.88 expresada en el capítulo 2.*

$$Z^+ = Z^- = r_a + j \times (x_a + x_d) \quad (\text{Ec. 2.88})$$

*La impedancia de secuencia cero se obtiene mediante la siguiente ecuación 2.89 expresada en el capítulo 2.*

$$Z^0 = (r_a + r_e) + j(x_a + x_e - 2 \times x_d) \quad (\text{Ec. 2.89})$$

Los valores de las impedancias de la línea fueron aportados por la empresa ELEORIENTE

$$Z^+ = Z^- = 20,15225 \angle 62,09468^\circ \Omega / Km$$

$$Z^0 = 54,1834 \angle 69,2510^\circ \Omega / Km$$

### 3.3.2.2 Valores de Impedancias de la Línea en por unidad (p.u.)

El sistema por unidad se emplea para este cálculo porque las impedancias del sistema eléctrico están referidas a su base de tensión y de potencia. Por lo tanto es conveniente hacer las transformaciones necesarias para que la información del sistema tenga la misma base, esto con el propósito de que se puedan hacer combinaciones entre ellos, para así obtener las impedancias equivalentes del sistema. A través de la ecuación 3.3 se procede con la realización de los cálculos.

Como potencia base toma un valor arbitrario de 100 MVA y como tensión base se toma, las tensiones del transformador de potencia al cual pertenece dicho alimentador.

$$P_{base} = 100 \text{ MVA}$$

$$V_{base} = \text{kV del transformador al cual pertenece dicho alimentador.}$$

$$Z_{(pu)} = Z_{real} \times \frac{MVA_{base}}{(kV)_{base}^2} \quad (\text{Ec. 3.3})$$

La impedancia de secuencia positiva y negativa en p.u es:

$$Z^+ = Z^- = 20,15225 \angle 62,09468^\circ \times \frac{100}{(115)^2}$$

$$Z^+ = Z^- = 0,1523 \angle 62,09468^\circ \text{ p.u}$$

La impedancia de secuencia cero en p.u. es:

$$Z^0 = 54,1834 \angle 69,2510^\circ \times \frac{100}{(115)^2}$$

$$Z^0 = 54,1834 \angle 69,2510^\circ \text{ p.u}$$

### 3.3.3 Cálculo de las Impedancias del Sistema Externo

Las impedancias del sistema externo de secuencia positiva, negativa y cero se determinan a partir de los niveles de cortocircuito en la barra de 115 kV.

Estas impedancias de secuencia positiva y negativa se determinan a partir de la ecuación 3.4.

$$Z_{ext}^+_{(p.u)} = Z_{ext}^-_{(p.u)} = 1 \times \frac{P_{base}}{MV_{Acc}} \quad (\text{Ec. 3.4})$$

Donde:

$P_{base}$ : 100 MVA

$MV_{Acc}$ : 2258,52  $\angle$  -109,2° MVA

$$Z_{ext}^+_{(p.u)} = Z_{ext}^-_{(p.u)} = 1 \times \frac{100}{2258,52 \angle -109,2^\circ}$$

$$Z_{ext}^+ = Z_{ext}^- = 4,4276 \times 10^{-2} \angle 109,2^\circ \text{ p.u}$$

la impedancia del sistema externo de secuencia cero se determina a partir de la ecuación 3.5

$$Z_{ext}^0 = 3 \times \frac{1 \angle 0^\circ}{I_{cc1\phi}(\text{p.u.})} - 2 \times Z_{ext}^+ \quad (\text{Ec. 3.5})$$

Donde:

$I_{cc1\phi}$ : Corriente de cortocircuito monofásica en p.u, y es calculada por la ecuación 3.6

$$I_{cc1\phi}(\text{p.u.}) = \frac{I_{cc1\phi}}{I_{base}} \quad (\text{Ec. 3.6})$$

$$I_{cc1\phi} = 3,56 \angle -112,80^\circ \text{ kAmp}$$

la corriente base en la barra 115 Kv se calcula de la siguiente manera:

$$I_{base} = \frac{MVAbase}{\sqrt{3} \times kVbase} \quad (\text{Ec. 3.7})$$

$$I_{base} = \frac{100}{\sqrt{3} \times 115}$$

$$I_{base} = 502,0471 \text{ A}$$

sustituyendo la corriente de cortocircuito monofásica y la corriente base en la ecuación 3.6 se tiene que:

$$I_{cc1\phi}(p.u) = \frac{3560 \text{ A}}{502,0471 \text{ A}}$$

$$I_{cc1\phi}(p.u) = 7,0910 \angle -112,8^\circ \text{ p.u.}$$

Luego con la corriente de cortocircuito monofásica en p.u y la impedancia de secuencia positiva del sistema externo en p.u, sustituyendo en la ecuación 3.5 tenemos:

$$Z_{ext}^0 = 3 \times \frac{1 \angle 0^\circ}{7,0910 \angle -112,8^\circ} - 2 \times (4,4776 \times 10^{-2} \angle 109,2^\circ)$$

$$Z_{ext}^0(p.u) = 0,3347 \angle 113,7517^\circ \text{ p.u}$$

### 3.3.4 Cálculo de la Impedancia Equivalente de los Transformadores T<sub>1</sub>: 115/13,8 KV y T<sub>2</sub>: 115/34,5 kV de la subestación Guaca.

Mediante la ecuación 3.8 y los datos de los transformadores de la subestación Guaca se calculan las impedancias de cada uno de estos.

Datos del Transformador 1(115/13,8 kV):

Capacidad = 36 MVA

Impedancia = 9,84%

$$Z_T^+ = Z_T^- = Z_T^0 = Z_{T(p.u)} \times \left( \frac{kV_T}{kV_{base}} \right)^2 \times \left( \frac{MVA_{base}}{MVA_T} \right) \quad (\text{Ec. 3.8})$$



$$Z_{T1}^+ = Z_{T1}^- = Z_{T1}^0 = 0,0984 \times \left(\frac{13,8}{13,8}\right)^2 \times \left(\frac{100}{36}\right)$$

$$Z_{T1}^+ = Z_{T1}^- = Z_{T1}^0 = 0,2753 \angle 90^\circ \Omega p.u.$$

Datos del Transformador 2 (115/34,5 kV):

Capacidad = 36 MVA

Impedancia = 9,84%

$$Z_T^+ = Z_T^- = Z_T^0 = Z_{T(p.u)} \times \left(\frac{kV_T}{kV_{base}}\right)^2 \times \left(\frac{MVA_{base}}{MVA_T}\right) \quad (\text{Ec. 3.8})$$

$$Z_{T1}^+ = Z_{T1}^- = Z_{T1}^0 = 0,0984 \times \left(\frac{34,5}{34,5}\right)^2 \times \left(\frac{100}{36}\right)$$

### 3.3.5 Cálculo de la Impedancia Equivalente de los Transformadores de la subestación Casanay (230/115 kV)

Mediante la ecuación 3.8 y los datos del transformador (230/115 kV) de la subestación Casanay

Datos del Transformador (230/115 kV):

Capacidad = 100 MVA

Impedancia = 7,51%

$$Z_T^+ = Z_T^- = Z_T^0 = Z_{T(p.u)} \times \left(\frac{kV_T}{kV_{base}}\right)^2 \times \left(\frac{MVA_{base}}{MVA_T}\right) \quad (\text{Ec. 3.8})$$

$$Z_{T1}^+ = Z_{T1}^- = Z_{T1}^0 = 0,0751 \times \left(\frac{115}{115}\right)^2 \times \left(\frac{100}{100}\right)$$

$$Z_{T1}^+ = Z_{T1}^- = Z_{T1}^0 = 0,0751 \angle 90^\circ \Omega p.u.$$

### 3.3.6 Cálculos de las Corrientes de Cortocircuitos

#### 3.3.6.1 Cálculos de la Corriente de Cortocircuito Trifásica en la Barra de 13,8 kV

Cuando ocurre una falla trifásica. Actúan únicamente las impedancias positivas de las componentes del sistema, ya que, las componentes de secuencias negativas y cero se desprecian por ser la misma una falla balanceada. A partir de la figura 3.2 del diagrama de impedancias de secuencias positivas y la ecuación 3.9 se obtiene la corriente de cortocircuitos trifásica.

$$I_{f_{3\phi(13,8)}} = \frac{1 \angle 0^\circ}{Z_{ext}^+ + Z_T^+ + Z_L^+ + Z_{T1}^+} \quad (\text{Ec. 3.9})$$

$$I_{f_{3\phi(13,8)}} = \frac{1 \angle 0^\circ}{4,4276 \times 10^{-2} \angle 109,2^\circ + 0,0751 \angle 90^\circ + 0,1523 \angle 62,0946^\circ + 0,2733 \angle 90^\circ}$$

$$I_{f_{3\phi(13,8)}} = 1,8941 \angle -83,8285 p.u.$$

#### 3.3.6.2 Cálculos de la Corriente de Cortocircuito Monofásica en la Barra de 13,8 kV

Para este tipo de cálculo los diagramas de impedancias de secuencias se conectan en serie, como se muestra el figura 3.6.

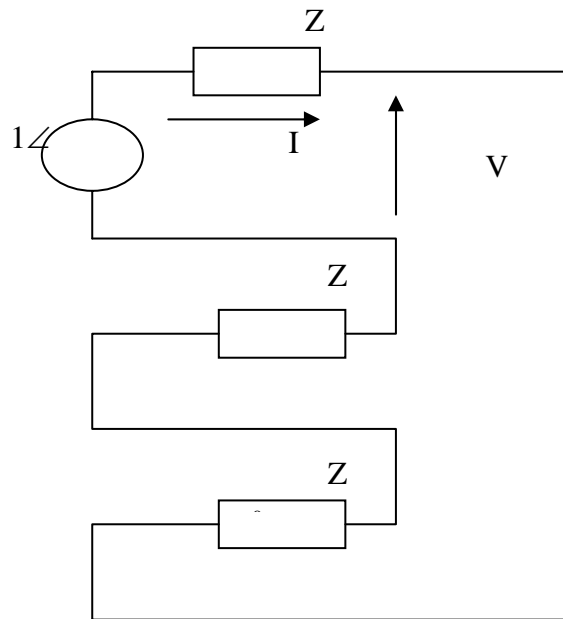


Figura 3.6 Diagrama de Impedancia de Conectadas en Serie

$$I_a = 3I_{a_1} \quad (\text{Ec. 3.11})$$

De la figura 3.6  $I_{a_1}$  se calcula por la siguiente expresión:

$$I_{a_1} = \frac{1\angle 0^\circ}{Z^+_{eq} + Z^-_{eq} + Z^0_{eq}}$$

$$I_{f_{1\phi}} = 3 \times \frac{1\angle 0^\circ}{Z^+_{eq} + Z^-_{eq} + Z^0_{eq}}$$

$$I_{f_{1\phi}} = \frac{3\angle 0^\circ}{2 \times (Z_{ext}^+ + Z_T^+ + Z_L^+ + Z_{T1}^+) + Z_{ext}^0 + Z_T^0 + Z_L^0 + Z_{T1}^0}$$

Para el cálculo de la corriente monofásica en la barra 13,8 kV las impedancias  $Z_{ext}^0$ ,  $Z_L^0$  y  $Z_T^0$  no intervienen

$$I_{f_{1\phi}} = \frac{3\angle 0^\circ}{2 \times (Z_{ext}^+ + Z_T^+ + Z_L^+ + Z_{T1}^+) + 3Z_{T1}^0}$$

$$If_{1\phi} = \frac{3\angle 0^\circ}{2(4,4276 \times 10^{-2} \angle 109,2^\circ + 0,0751 \angle 90^\circ + 0,1523 \angle 62,0946^\circ + 0,2733 \angle 90^\circ) + 3(0,2733 \angle 90^\circ)}$$

$$If_{1\phi} = 1,6016 \angle -86,5267 \text{ p.u.}$$

Seguidamente se calcula el valor real de las corrientes trifásicas y monofásicas con la ecuación 3.12.

$$I_{real} = I_{base} \times I_{p.u.} \quad (\text{Ec. 3.12})$$

con la ecuación 3.7 se obtiene la corriente base, de la siguiente manera:

$$I_{base} = \frac{100 \times 10^6}{\sqrt{3} \times 13,8 \times 10^3}$$

$$I_{base} = 4183,6976 \text{ Amp}$$

$$I_{real_{3\phi}} = 4183,6976 \times 1,8941 = 7924,3416 \text{ Amp}$$

$$I_{real_{1\phi}} = 4183,6976 \times 1,6016 = 6700,5979 \text{ Amp}$$

Seguidamente se presentará en la tabla 3.3 los resultados obtenidos de los niveles de cortocircuitos en la barra 13,8 Kv

Tabla 3.3 Niveles de Cortocircuito en la Barra 13,8 kV

Subestación	Nivel de Tensión en la Barra	Icc <sub>3φ</sub> (A)	Icc <sub>1φ</sub> (A)
Guaca	13,8 kV	7924,3416	6700,5979

### 3.3.6.1 Cálculos de la Corriente de Cortocircuito Trifásica en la Barra de 34,5 kV

Para este cálculo se harán las mismas consideraciones tomadas en el cálculo de las corrientes de cortocircuito en la barra 13,8 kV

$$I_{f_{3\phi(13,8)}} = \frac{1\angle 0^\circ}{Z_{ext}^+ + Z_T^+ + Z_L^+ + Z_{T2}^+} \quad (\text{Ec. 3.9})$$

$$I_{f_{3\phi(13,8)}} = 1,8941\angle -83,8285 \text{ p.u.}$$

### 3.3.6.2 Cálculos de la Corriente de Cortocircuito Monofásica en la Barra de 13,8 kV

En el momento que ocurre la falla de la ecuación 3.11 nos queda

$$I_{f_{1\phi}} = 3 \times \frac{1\angle 0^\circ}{Z^{+eq} + Z^{-eq} + Z^0eq}$$

Para el cálculo de la corriente monofásica en la barra 34,5 kV las impedancias  $Z_{ext}^0$ ,  $Z_L^0$  y  $Z_T^0$  no intervienen

$$I_{f_{1\phi}} = \frac{3\angle 0^\circ}{2 \times (Z_{ext}^+ + Z_T^+ + Z_L^+ + Z_{T2}^+) + 3Z_{T2}^0}$$

$$I_{f_{1\phi}} = 1,6016\angle -86,5267 \text{ p.u.}$$

Seguidamente se calcula el valor real de las corrientes trifásicas y monofásicas con la ecuación 3.12.

$$I_{real} = I_{base} \times I_{p.u.} \quad (\text{Ec. 3.12})$$

con la ecuación 3.7 se obtiene la corriente base, de la siguiente manera:

$$I_{base} = \frac{100 \times 10^6}{\sqrt{3} \times 34,5 \times 10^3}$$

$$I_{base} = 1673,4790 \text{ Amp}$$

$$I_{real_{3\phi}} = 1673,4790 \times 1,8941 = 3125,1245 \text{ Amp}$$

$$I_{real_{1\phi}} = 1673,4790 \times 1,6016 = 2680,2439 \text{ Amp}$$

Seguidamente se presentará en la tabla 3.3 los resultados obtenidos de los niveles de cortocircuitos en la barra 34,5 Kv

Tabla 3.3 Niveles de Cortocircuito en la Barra 34,5 kV

Subestación	Nivel de Tensión en la Barra	I <sub>cc<sub>3φ</sub></sub> (A)	I <sub>cc<sub>1φ</sub></sub> (A)
Guaca	34,5 kV	3125,1245	2680,2439

### 3.4 DISEÑO DE UNA MALLA DE PUESTA A TIERRA SEGURA

Para la realización de los cálculos del diseño la malla de puesta a tierra, se baso en las normas de CADAFE NS – P 360, donde se establecen que se realice por las normas ANSI/IEEE Stud 80 – 1986 “Guide for Safety in Substation Grounding”. Mediante los siguientes datos se procede a obtener los valores necesarios para el diseño de las dos subestaciones:

$$\text{Área y longitud de la Subestación Guaca} = 10.000 \text{ m}^2 / 100\text{m} \times 100\text{m}$$

$$\text{Resistividad del terreno } (\rho) = 300 \Omega - \text{m}$$

$$\text{Resistividad Superficial } (\rho_s) = 3000 \Omega - \text{m}$$

$$\text{Profundidad de enterramiento de la malla } (h) = 0,5 \text{ m}$$

$$\text{Tiempo de despeje de la falla } (t) = 0,5 \text{ s}$$

$$\text{Corriente de cortocircuito monofásica } (I_{cc}) = 6700,5979 \text{ A}$$

$$\text{Temperatura ambiente } (T_a) = 40^\circ\text{C}$$

$$\text{Temperatura máxima permisible en el conductor } (T_m) = 400^\circ\text{C}$$

$$\text{Espesor de la piedra picada } (h_s) = 0,15 \text{ m}$$

#### 3.4.1 Cálculo de la Máxima Corriente de la Malla

La máxima corriente de malla se determina a partir de la ecuación 2.23.

$$I_M = Dq \times Cq \times Icc \quad (\text{Ec. 2.23})$$

donde:

Icc: 6700,5979 Amp

Cq: 1

Dq: 1, según la tabla 2.2 del capítulo 2.

$$I_M = 6700,5979 \times 1 \times 1$$

$$I_M = 6700,5979 \text{ Amp}$$

### 3.4.2 Selección del Conductor

La selección del conductor se determina de la manera siguiente:

$$I = A \times \sqrt{\left( \frac{TCAP \times 10^{-4}}{t \times \alpha_r \times \rho_r} \right) \times \text{Ln} \left( \frac{Ko + Tm}{Ko + Ta} \right)} \quad (\text{Ec. 2.24})$$

donde de la tabla A.2 identificada como “constante de materiales” del anexo A se obtiene los valores de TCAP,  $\alpha_r$ ,  $\rho_r$  y Ko. Sustituyendo los valores en la ecuación 2.24 se obtiene:

$$6,7005979 = A \times \sqrt{\frac{3,422 \times 10^{-4}}{0,5 \times 0,00393 \times 1,7241} \times \text{Ln} \left( \frac{234 + 400}{234 + 40} \right)}$$



$$A = 23,0184 \text{ mm}^2$$

Según el área calculada, el conductor a utilizar es 1 / 0 de cobre (ver tabla A.3 del anexo A). Pero por norma la empresa CADAFE normalizo el conductor A.W.G. 4 / 0 de cobre desnudo 19 hilos.

### 3.4.3 Cálculo de las Tensiones de Paso y de Toque Permisible Para el Diseño de la Malla de Puesta a Tierra

Para determinar las tensiones de paso y de contacto, es necesario calcular el factor de reflexión (K), y a su vez el factor de reducción ( $C_S$ ). Mediante la ecuación 2.27 se determina el factor de reflexión, considerando una superficie de piedra picada de  $3000 \Omega\text{-m}$  y la resistividad del suelo de  $300 \Omega\text{-m}$ .

$$K = \frac{\rho_{\text{Suelo}} - \rho_{\text{Superficie}}}{\rho_{\text{Suelo}} + \rho_{\text{Superficie}}} \quad (\text{Ec. 2.27})$$

Donde:

$$\rho_{\text{Suelo}} : 300 \Omega\text{-m}$$

$$\rho_{\text{Superficie}} : 3000 \Omega\text{-m.}$$

$$K = \frac{300 - 3000}{300 + 3000}$$

$$K = -0,8181$$

Con este valor de  $K = -0,81$  se entra a la grafica de la figura 2.6 y un valor de  $h_s = 0,15 \text{ m}$ , se obtiene un factor de reducción  $C_S = 0,71$

Luego mediante la ecuación 2.25 determinamos la tensión de paso permisible

$$E_{PP} = (1000 + 6 \times Cs(hs, K) \times \rho_s) \times \frac{0,157}{\sqrt{t}} \quad (\text{Ec. 2.25})$$

$$E_{PP} = (1000 + 6 \times 0,71 \times 3000) \times \frac{0,157}{\sqrt{0,5}}$$

$$E_{PP} = 3058,59 \text{ V}$$

Mediante la ecuación 2.6 determinamos la tensión de toque permisible

$$E_{TP} = (1000 + 1,5 \times Cs(hs, K) \times \rho_s) \times \frac{0,157}{\sqrt{t}} \quad (\text{Ec. 2.26})$$

$$E_{TP} = (1000 + 1,5 \times 0,71 \times 3000) \times \frac{0,157}{\sqrt{0,5}}$$

$$E_{TP} = 931,42 \text{ V}$$

### 3.4.4 Cálculo de la Longitud del Conductor

La longitud aproximada del conductor de la malla, se determina de la manera siguiente:

$$L = L_1 \times n_1 + L_2 \times n_2 \quad (\text{Ec. 3.14})$$

Donde  $n_1 = n_2$ , y  $L_1 = L_2$  y es igual a 100 metros, y representa los lado de la malla (según normas de CADAFE NS – P 360, se toma un metro ms del área de la malla, pero en este caso tomaremos dos metros para este diseño, por seguridad), y D

es el espaciamiento entre conductores paralelos (se estima como criterio para los diseño un valor de 2 m)

$$n_1 = n_2 = \frac{L}{D} + 1 \quad (\text{Ec. 2.36})$$

$$n_1 = n_2 = \frac{102}{2} + 1$$

$$n_1 = n_2 = 52 \text{ conductores}$$

$$L = n_1 \times L_1 + n_2 \times L_2 = 2(n_1 \times L_1) = 2(52 \times 102)$$

$$L = 10608 \text{ m}$$

### 3.4.5 Cálculo de la Resistencia de la Malla ( $R_M$ )

Para el cálculo de la resistencia de malla con una profundidad de entre 0,25 y 2,5 metros, se determina mediante la siguiente 2.52

$$R_M = \rho \times \left[ \left( \frac{1}{L} \right) + \left( \frac{1}{\sqrt{20 \times A}} \right) \times \left( 1 + \frac{1}{1 + h \times \sqrt{\frac{20}{A}}} \right) \right] \quad (\text{Ec. 2.52})$$

Donde:

$\rho$ : 300  $\Omega$ -m (se asume un suelo homogéneo)

L: Longitud del conductor igual a 10608 m

A: Área de la subestación igual a 10000 m<sup>2</sup>

h: 0,5 m

$$R_M = 300 \times \left[ \frac{1}{10608} + \frac{1}{\sqrt{20 \times 10000}} \times \left( 1 + \frac{1}{1 + 0,5 \times \sqrt{\frac{20}{10000}}} \right) \right]$$

$$R_M = 1,3552 \, \Omega$$

### 3.4.6 Cálculo de la Máxima Tensión en la Malla

La máxima tensión de la malla se calcula mediante la ecuación 2.53.

$$E_M = I_M \times R_M \quad (\text{Ec. 2.53})$$

$$E_M = 6700,5979 \times 1,3552$$

$$E_M = 9080,9813 \, V$$

Como la máxima tensión en la malla es mayor que la tensión de toque permisible, es necesario la verificación de las tensiones de paso y toque en la periferia de la malla, para garantizar la efectividad del diseño y la seguridad dela malla.

### 3.4.7 Cálculo de la Tensión de Paso y de Toque en la Periferia de la Malla

El cálculo de las tensiones de paso y de toque en la periferia de malla se realiza mediante las ecuaciones 2.28 y 2.29 respectivamente.

$$E_{PM} = \frac{Ks \times Ki \times \rho \times I_M}{L} \quad (\text{Ec. 2.28})$$

$$E_{TM} = \frac{Km \times Ki \times \rho \times I_M}{L} \quad (\text{Ec. 2.29})$$

Donde el factor de espaciamento Km, se determina a partir de la ecuación 2.30

$$Km = \frac{1}{2 \times \pi} \times \left[ \text{Ln} \left( \frac{D^2}{16 \times h \times d} + \frac{(D + 2 \times h)^2}{8 \times D \times d} - \frac{h}{4 \times d} \right) + \frac{Kii}{Kh} \times \text{Ln} \frac{8}{\pi \times (2 \times n - 1)} \right]$$

(Ec 2.30)

Donde:

D: Espaciamento entre conductores paralelos en metros (se estima como criterio para los diseño un valor de 2 m).

h: Profundidad de la malla de puesta a tierra en metros (según las normas de C.A D.A.F.E el rango de profundidad para efecto de diseño se tomará 0,5m)

d = 0,0133 m (es el diámetro del conductor, obtenido en la tabla A.3 del anexo A)

Kii = 1 (mallas con jabalina en el perímetro)

$$n = \sqrt{(n_1 \times n_2)} \quad (\text{Ec. 2.35})$$

$$n = \sqrt{(52 \times 52)} = 52 \text{ conductores}$$

$$Kh = \sqrt{1+h} = \sqrt{1+0,5} = 1,224 \quad (\text{Ec. 2.33})$$

$$Km = \frac{1}{2 \times \pi} \times \left[ Ln \left( \frac{2^2}{16 \times 0,5 \times 0,0133} + \frac{(2+2 \times 0,5)^2}{8 \times 2 \times 0,0133} - \frac{0,5}{4 \times 0,0134} \right) + \frac{1}{1,224} \times Ln \frac{8}{\pi \times (2 \times 52 - 1)} \right]$$

$$K_m = 0,2852$$

El factor de corrección de irregularidad  $K_i$  se obtiene mediante la ecuación 2.34

$$K_i = 0,656 + 0,172 \times n \quad (\text{Ec. 2.34})$$

$$K_i = 0,656 + 0,172 \times 52$$

$$K_i = 5,8673$$

El coeficiente de espaciamento ( $K_s$ ) se calcula mediante la ecuación 2.38.

$$K_s = \frac{1}{\pi} \times \left[ \left( \frac{1}{2 \times h} \right) + \left( \frac{1}{D+h} \right) + \left( \frac{1}{D} \right) \times (1 - (0,5^{n-2})) \right] \quad (\text{Ec. 2.38})$$

$$K_s = \frac{1}{\pi} \times \left[ \left( \frac{1}{2 \times 0,5} \right) + \left( \frac{1}{2+0,5} \right) + \left( \frac{1}{2} \right) \times (1 - (0,5^{52-2})) \right]$$

$$K_s = 0,4774$$

Por lo tanto la tensión de paso en la periferia de malla es:

$$E_{PM} = \frac{0,4774 \times 5,8676 \times 300 \times 6700,5979}{10608}$$

$$E_{PM} = 530,81V$$

La tensión de toque en la periferia de la malla es:

$$E_{TM} = \frac{0,2852 \times 5,8676 \times 300 \times 6700,5979}{10608}$$

$$E_{TM} = 317,109V$$

El propósito de este diseño es obtener una malla de puesta a tierra segura, por lo tanto es necesario tener un valor de resistencia lo más bajo posible a fin de asegurar las tensiones de paso y de toque permisible este dentro de los límites. Por eso se debe cumplir que:

$$E_{PM} < E_{PP} \rightarrow 530,81 \text{ V} < 3058,59 \text{ V}$$

$$E_{TM} < E_{TP} \rightarrow 317,109 \text{ V} < 931,42 \text{ V}$$

Observamos, que esto cumple con la seguridad de la malla.

### 3.5 DISEÑO DE LAS BARRAS COLECTORAS

El diseño de las barras colectoras implica la selección apropiada del conductor según las necesidades de corriente en condiciones normales y régimen de emergencia, capacidad de corriente. Para el desarrollo del proyecto se utilizaron barras tendidas y la selección de los conductores se hizo tomando en cuenta las normas CADAFE NS –

240, según lo estipulado para el diseño de subestaciones, y las secciones 9.3 y 9.4 del estándar 80 de la IEEE.

### **3.5.1 Verificación de la Barra Colectora de 115 kV en Condiciones Normales del Operación**

Para el cálculo de la barra colectora 115 kV, se seleccionara un conductor de aluminio comercial EC según especificaciones de la norma mencionada anteriormente. Ver tabla A.8 del anexo A.

Datos del Conductor

Conductor = A.W.G # 4 / 0 de Aluminio

Área del Conductor = 107 mm<sup>2</sup>

Diámetro Exterior = 13,25 mm = 0,5216 pulg

$R_{DC(20^{\circ}C)} = 0,2689 \Omega / Km$

Corriente de cortocircuito monofásica ( $I_{cc}$ ) = 3560 A

Temperatura Ambiente ( $T_a$ ) = 40°C

Temperatura en Condiciones Normales ( $T_c$ ) = 70°C

Temperatura en Condiciones de Emergencia ( $T_{ce}$ ) = 110°C

Tiempo de Despeje de Falla ( $t$ ) = 0,5 s

Coefficiente de Dilatación Térmica ( $\alpha_{AL}$ ) =  $23 \times 10^{-6} 1 / ^{\circ}C$



### 3.5.1.1 Cálculo de la Capacidad Térmica de los Conductores a Régimen Permanente

Para evaluar la capacidad térmica de los conductores se basa en la ecuación 2.1 de balance térmico.

$$I^2 \times Rac = (Wr + Wc - Wi / 2) \times A \quad (\text{Ec 2.1})$$

#### 3.5.1.1.1 Cálculo del Calor Transmitido por Convección

El calor transmitido por convección se calcula a través de la ecuación 2.2

$$Wc = \left[ \frac{0.0128 \times \sqrt{P \times V \times 3.28}}{(Tm)^{0.123} \times \sqrt{d \times 0.039}} \right] \times \Delta t \quad (\text{Ec 2.2})$$

Donde la presión atmosférica a una altura de 1000 m.s.n.m, (P) se determina por la ecuación 3.15, la velocidad (V) se estima un valor de 0,611 m / s, el diámetro exterior del conductor (d) se considera una valor de 13,25 mm

$$P = \frac{1}{10^{\frac{h}{18.336}}} \quad (\text{Ec. 3.15})$$

$$P = 0,8819 \text{ atm}$$

De la ecuación 3.16 se determina la temperatura media (Tm) en °K

$$Tm = \frac{Tc + Ta}{2} \quad (\text{Ec. 3.16})$$

$$T_m = \frac{70^\circ\text{C} + 40^\circ\text{C}}{2}$$

$$T_m = 55^\circ\text{C} = 328^\circ\text{K}$$

La variación de la temperatura ( $\Delta T$ ) del conductor con respecto a la temperatura media se calcula mediante la ecuación 3.17

$$\Delta_T = T_c - T_a \quad (\text{Ec. 3.17})$$

$$\Delta_T = 70 - 40$$

$$\Delta_T = 30^\circ\text{C}$$

$$W_c = \frac{0,0128 \times \sqrt{0,8819 \times 0,611 \times 3,2808}}{(328)^{0,123} \times \sqrt{13,25 \times 0,03937}} \times 30$$

$$W_c = 0,3466 \text{ watt} / \text{plg}^2$$

### 3.5.1.1.2 Cálculo del Calor Perdido por Radiación

El calor disipado por radiación se calcula a través de la ecuación 2.3

$$W_r = 36,8 \times 10^{-12} \times e \times \left[ (T_c + 274)^4 - (T_a + 274)^4 \right] \quad (\text{Ec.2.3})$$

Donde  $e_{AL} = 0,50$

$$W_r = 36,8 \times 10^{-12} \times 0,50 \times \left[ (70^\circ + 274)^4 - (40^\circ + 274)^4 \right]$$

$$Wr = 7,8793 \times 10^{-2} \text{ watt} / \text{plg}^2$$

### 3.5.1.1.3 Cálculo del Calor Absorbido por Insolación

El calor absorbido por insolación se calcula a través de la ecuación 2.4

$$Wi = a \times S \times 6,45 \times 10^{-3} \quad (\text{Ec 2.4})$$

El Coeficiente de absorción solar del conductor,  $a = 0,60$ , y la Intensidad de radiación solar que puede existir en la zona es de  $0,7096 \text{ Watt} / \text{pulg}^2$

$$Wi = 0,60 \times 0,7096 \times 6,45 \times 10^{-3}$$

$$Wi = 0,00137 \text{ watt} / \text{plg}^2$$

### 3.5.1.1.4 Cálculo de la Resistencia Alterna Efectiva a la Temperatura del Conductor ( $R_{AC}$ )

El cálculo de la resistencia alterna efectiva se calcula de la manera siguiente:

$$R_{DC(T_2)} = R_0 \times [1 + \alpha_0 \times (T_2 - 20^\circ C)] \quad (\text{Ec 2.5})$$

Donde el coeficiente térmico de resistividad ( $\alpha_0 = 0,00403$ )

$$R_{DC(70^\circ)} = 0,2689 \times [1 + 0,00403 \times (70^\circ - 20^\circ)]$$

$$R_{DC(70^\circ)} = 0,323 \Omega / \text{Km} = 0,5198 \Omega / \text{milla} = 9,84 \times 10^{-5} \Omega / \text{pies}$$

Luego mediante la ecuación 2.7 se considera el efecto piel

$$X' = 0,063598 \times \sqrt{\frac{\mu \times f}{R_{DC(milla)}}} \quad (\text{Ec. 2.7})$$

$$X' = 0,6832$$

Luego con el valor de  $X' = 0,7$  se obtiene un factor de  $K = 1,00124$  de la tabla A.1 de efecto piel del anexo A.

R es la resistencia verdadera frente a una corriente continua, entonces:

$$R_{AC(70^\circ)} = K \times R_{DC(70^\circ)} \quad (\text{Ec. 2.6})$$

$$R_{AC(70^\circ)} = 1,00124 \times 9,84 \times 10^{-5}$$

$$R_{AC(70^\circ)} = 9,85 \times 10^{-5} \Omega / \text{pies}$$

Luego mediante la ecuación 2.1 y el valor del área longitudinal del conductor lo calculamos por la ecuación 3.18.

$$A = \pi \times d \quad (\text{Ec. 3.18})$$

Donde d es el diámetro exterior del conductor en pulgadas ( $d = 0,5216$  pulg)

$$A = 1,6386 \text{ plg}^2$$

$$A = 1,6386 \times 12 \left( \frac{\text{plg}^2}{\text{pies}} \right)$$

$$A = 20 \text{ plg}^2 / \text{pies}$$

$$I^2 \times Rac = (Wr + Wc - Wi/2) \times A \quad (\text{Ec 2.1})$$

$$I = \sqrt{\frac{\left(Wr + Wc - \frac{Wi}{2}\right) \times A}{Rac}}$$

$$I = \sqrt{\frac{(7,8793 \times 10^{-2} + 0,3466 - 0,00137) \times 20}{9,8522 \times 10^{-5}}}$$

$$I = 293 \text{ Amp}$$

### 3.5.2 Verificación de las Barras Colectoras de 115 kV en Condiciones de Emergencia

Para el cálculo de las barras colectoras de 115 kV en condiciones de emergencia se utiliza las mismas ecuaciones de la sección anterior a diferencia de la temperatura ( $T_c = 110^\circ\text{C}$ )

#### 3.5.2.1 Cálculo del Calor Transmitido por Convección

En condiciones de emergencia determinamos la temperatura media en  $^\circ\text{K}$  a partir de la ecuación 3.16

$$T_m = \frac{T_c + T_a}{2} \quad (\text{Ec. 3.16})$$

$$T_m = \frac{110^\circ + 40^\circ}{2}$$

$$T_m = 75 + 273 = 348^\circ K$$

La variación de la temperatura ( $\Delta T$ ) del conductor en condiciones de emergencia se calcula mediante la ecuación 3.17

$$\Delta_T = T_c - T_a \quad (\text{Ec. 3.17})$$

$$\Delta_T = 110 - 40$$

$$\Delta_T = 70^\circ C$$

$$W_c = \left[ \frac{0.0128 \times \sqrt{P \times V \times 3.28}}{(T_m)^{0.123} \times \sqrt{d \times 0.03937}} \right] \times \Delta t \quad (\text{Ec 2.2})$$

$$W_c = \left[ \frac{0.0128 \times \sqrt{0.882 \times 0.611 \times 3.2808}}{(348)^{0.123} \times \sqrt{13.25 \times 0.003937}} \right] \times 70$$

$$W_c = 0,8030 \text{ watts} / \text{plg}^2$$

### 3.5.2.2 Cálculo del Calor Perdido por Radiación

El calor disipado por radiación se calcula a través de la ecuación 2.3

$$W_r = 36,8 \times 10^{-12} \times e \left[ (T_{ce} + 274)^4 - (T_a + 274)^4 \right] \quad (\text{Ec 2.3})$$

$$Wr = 36,8 \times 10^{-12} \times 0,6 [(110^\circ + 274)^4 - (30^\circ + 274)^4]$$

$$Wr = 0,2212 \text{ watts} / \text{plg}^2$$

### 3.5.2.3 Cálculo del Calor Absorbido por Insolación

$$Wi = 0,00137 \text{ watt} / \text{plg}^2$$

### 3.5.2.4 Cálculo de la Resistencia Alterna Efectiva a la Temperatura del Conductor ( $R_{AC}$ )

El cálculo de la resistencia alterna efectiva se calcula de la manera siguiente:

$$R_{DC(T_2)} = R_0 \times [1 + \alpha_0 \times (T_2 - 20^\circ C)] \quad (\text{Ec. 2.5})$$

$$R_{DC(110^\circ)} = 0,2689 \times [1 + 0,00403 \times (110^\circ - 20^\circ)]$$

$$R_{DC(110^\circ)} = 0,3664 \Omega / \text{Km} = 0,589 \Omega / \text{milla} = 1,11 \times 10^{-4} \Omega / \text{pies}$$

Mediante la ecuación 2.7 se considera el efecto piel

$$X' = 0,063598 \times \sqrt{\frac{\mu \times f}{R_{DC(\text{milla})}}} \quad (\text{Ec. 2.7})$$

$$X' = 0,063598 \times \sqrt{\frac{1 \times 60}{0,589}}$$

$$X' = 0,6418$$

Luego con el valor de  $X' = 0,6$  se obtiene un factor de  $K = 1,00067$  de la tabla A.1 de efecto piel del anexo A.

R es la resistencia verdadera frente a una corriente continua, entonces:

$$R_{AC(110^\circ)} = K \times R_{DC(110^\circ)} \quad (\text{Ec. 2.6})$$

$$R_{AC(110^\circ)} = 1,00067 \times 1,11 \times 10^{-4}$$

$$R_{AC(110^\circ)} = 1,1107 \times 10^{-4} \Omega / \text{pies}$$

Luego mediante la ecuación 2.1 se determina la capacidad térmica de los conductores.

$$I^2 \times R_{ac} = (W_r + W_c - W_i / 2) \times A \quad (\text{Ec 2.1})$$

$$I = \sqrt{\frac{0,2212 + 0,8030 - 0,00137}{1,1107 \times 10^{-4}}} \times 20$$

$$I = 429 \text{ Amp}$$

egún normas ANSI C-57.92. 1962, un transformador de potencia a temperatura ambiente en condiciones normales de operación, trabaja con una carga previa al pico de demanda del 100%, lo que quiere decir que el transformador de 36 MVA trabaja con una carga de 36 MVA en condiciones normales de operación, y en condiciones de emergencia este entrega un 30% más de su capacidad nominal, es decir, 10,8 MVA, para un total de 46800 MVA



Por lo tanto la capacidad de las barras colectoras de las subestaciones, bajo condiciones normales de operación es de 180 Amp, y la calculada es de 293 Amp, mientras que en condiciones de emergencia de operación es de 235 Amp y la calculada es de 429 Amp, lo que quiere decir, que las barras colectoras soporta la carga, y de esta manera el conductor seleccionado cumple con las exigencias establecidas.

### 3.5.3 Cálculo de Capacidad Térmica de los Conductores bajo Cortocircuito de la barra de 115 kV

Mediante la máxima corriente de cortocircuito se calcula la mínima área del conductor que debe tener la subestación Guaca, a través de la expresión 2.8, con una corriente de cortocircuito monofásico de 3560 A.

$$A_c = \frac{I_{cc}}{\sqrt{\left(\frac{TCAP \times 10^{-4}}{t \times \alpha_r \times \rho_r}\right) \times \ln\left(\frac{K_o + T_m}{K_o + T_a}\right)}} \quad (\text{Ec 2.8})$$

En la tabla A.2 identificada como “Constante de materiales”, del anexo A, se obtiene los parámetros para la solución de la ecuación planteada.

$$A_c = \frac{3,560}{\sqrt{\frac{2,556 \times 10^{-4}}{0,5 \times 0,00403 \times 2,862 \times 10^{-6}} \times \ln\left(\frac{228 + 657}{228 + 40}\right)}}$$

$$A_c = 15,46 \text{ mm}^2 < 107 \text{ mm}^2$$

De esta manera se observa que el conductor cumple con las exigencias establecidas, ya que el área requerida para soportar la corriente de cortocircuito es menor que la del conductor seleccionado.

### **3.5.4 Cálculo Mecánico Para las Barras Colectoras de 115 kV**

Para el cálculo mecánico en las barras colectoras se debe tomar en cuenta los criterios mencionados en la sección 2.2.3 del capítulo 2.

Conductor = AWG # 4 / 0 de Aluminio

Área del conductor =  $107 \text{ mm}^2$

Diámetro exterior =  $13,25 \text{ mm} = 0,5216 \text{ pulg}$

Peso del conductor =  $0,296 \text{ kg/m}$

Corriente de cortocircuito Trifásica ( $I_{cc_{3\phi}}$ ) =  $11340 \text{ Amp}$

Resistencia de rotura del conductor =  $1738 \text{ kg}$

Modulo de elasticidad del conductor (E) =  $7000 \text{ kg/mm}^2$

Coefficiente de dilatación térmica ( $\alpha$ ) =  $23 \times 10^{-6} \text{ } 1/^{\circ}\text{C}$

#### **3.5.4.1 Cálculo de las Cargas que Intervienen en los Pórticos de 115 kV**

Para el dimensionamiento del pórtico de la subestación, se determina las fuerzas actuantes sobre el, basándose en los siguientes esfuerzos:

##### **3.5.4.1.1 Cálculo de la Fuerza Longitudinal**

Esta fuerza se determina mediante la ecuación de estado:

$$T'^2 \times [T' + A] = B \quad (\text{Ec. 2.9})$$

Sin embargo es necesario conocer la tensión mecánica del conductor del conductor a partir de unas condiciones iniciales y finales.

Condición Inicial	Condición Final
Tmin (kg) = ?	Tmáx (kg) = ?
$\theta_{\text{máx}} = 70^\circ\text{C}$	$\theta_{\text{min}} = 15^\circ\text{C}$
Vmin = 0 km / h	Vmáx = 120 km / h

Donde la tensión mínima del conductor se determina a través de la ecuación 2.13

$$T_{\text{min}} = \frac{L^2 \times W_o}{8 \times F_{\text{max}}} \quad (\text{Ec. 2.13})$$

Para una condición del 2% del vano, para vanos menores de 20 metros (L = 10 m). La flecha máxima permisible se determina de la manera siguiente:

$$F_{\text{máx}} = 0,02 \times 10$$

$$F_{\text{máx}} = 0,2 \text{ m}$$

$$T_{\text{min}} = \frac{10^2 \times 0,296}{8 \times 0,2} \quad T_{\text{min}} = 18,5 \text{ kg}$$

El valor de la tensión mínima se divide entre la sección del conductor. Por lo tanto se obtiene:

$$T_{\min} = \frac{18,5}{107}$$

$$T_{\min} = 0,1728 \text{ Kg/mm}^2$$

Para determinar la ecuación 2.9, es necesario conocer los parámetros que intervienen en la ecuación.

$$A = \alpha \times E \times (\theta' - \theta) + \frac{L^2 \times E \times W_o^2}{24 \times T^2} - T \quad (\text{Ec. 2.10})$$

$$W_o = \frac{0,296}{107}$$

$$W_o = 2,7664 \times 10^{-3} \text{ kg/mm}^2$$

$$A = 23 \times 10^{-6} \times 7000 \times (15^a - 70^a) + \frac{10^2 \times 7000 \times (2,7664 \times 10^{-3})^2}{24 \times (0,1728)^2} - 0,1728$$

$$A = -1,5525$$

$$B = \frac{Wc'^2 \times L^2 \times E}{24} \quad (\text{Ec. 2.11})$$

$$Wc' = \sqrt{(W_0)^2 + (61 \times dc)^2} \quad (\text{Ec. 2.12})$$

$$Wc' = \sqrt{(0,296)^2 + (61 \times 13,3 \times 10^{-3})^2}$$

$$Wc' = 0,8607 \text{ kg}$$

$$Wc' = \frac{0,8607}{107}$$

$$Wc' = 8,0444 \times 10^{-3} \text{ kg/mm}^2$$

$$B = \frac{(8,0444 \times 10^{-3}) \times (10)^2 \times 7000}{24}$$

$$B = 1,8874$$

$$T'^2 \times [T' + A] = B \quad (\text{Ec. 2.9})$$

$$T'^2 \times [T' - 1,55] = 1,8874$$

$$T'^3 - 1,55T'^2 = 1,8874$$

$$T' = T_{\text{máx}} = 2,0286 \frac{\text{kg}}{\text{mm}^2} = 2,0286 \times 107 = 217,0602 \text{ kg}$$

La carga de rotura del conductor 4/0 de aluminio es 1783 Kg

$$T'_{\text{máx}} < 50\% (1783 \text{ Kg})$$

$$217 \text{ Kg} < 892 \text{ Kg}$$

Se observa que el conductor 4/0 de aluminio seleccionado es el adecuado.

#### 3.5.4.1.2 Cálculo de la Fuerza Transversal

Esta fuerza del viento que ejerce sobre el conductor, y sobre las cadenas de aisladores se calcula de la siguiente manera:

$$F_t = 0,007 \times 0,6 \times V^2 \times \phi \times L \quad (\text{Ec. 2.15})$$

Donde:

$$\phi = 0,254 \text{ m}$$

$$L = 0,857 \text{ m}$$

$$F_t = 13,1651 \text{ kg}$$

La fuerza del viento sobre el conductor se determina como sigue:

$$F_{vc} = W_c' \times \frac{L}{2} \quad (\text{Ec. 2.14})$$

$$F_{vc} = 0,8607 \times \frac{10}{2}$$

$$F_{vc} = 4,3037 \text{ Kg}$$

Por lo tanto, la carga transversal total en cada fase es:

$$\text{Carga Total} = 13,1651 \text{ Kg} + 4,3037 \text{ Kg}$$

$$\text{Carga total} = 17,4688 \text{ Kg}$$

### 3.5.4.1.3 Cálculo de la Fuerza Vertical

Para el cálculo de la fuerza vertical, debemos tomar en cuenta el peso involucrado de cada fase. Como son los pesos de las cadenas de aisladores y el peso de la mitad del vano máximo de diseño permisible.

Para el cálculo del peso de la mitad del vano máximo permisible, se determina de la siguiente manera:

$$P_{mv} = W_o \times \frac{L}{2} \quad (\text{Ec. 3.19})$$

$$P_{mv} = 0,296 \times \frac{10}{2}$$

$$P_{mv} = 1,48 \text{ Kg} \cong 1,5 \text{ Kg}$$

Pesos Involucrados:

Peso del Conductor Bajante = 15 Kg (Asumido)

Peso de la Mitad del Vano = 1,5 Kg

Peso de las Cadenas de Aisladores = 90 Kg

Carga Total en las Fases Laterales:

Peso del Conductor Bajante = 15 Kg

Peso de la Mitad del Vano = 1,5 Kg

Peso de las Cadenas de Aisladores = 90 Kg

Carga Total = 106,5 Kg

Carga Total en la Fase Central:

Para esta carga en la fase central se supone un carga de dos hombres de 100 Kg cada uno.

Carga Total en la fase central = Carga Total en las Fases Laterales + 200 Kg

Carga Total en la fase central = 306,5 Kg

#### **3.5.4.1.4 Cálculo de la Fuerza Durante el Cortocircuito**



Los esfuerzos dinámicos son originados por la corriente de cortocircuito. A continuación determinaremos la fuerza dinámica de cortocircuito que actúa en las barras colectoras de la subestaciones Puerto de la Madera Y Guaca mediante la ecuación 2.16.

$$F_t = F_{st} \times (1 + \varphi \times \Psi) \quad (\text{Ec. 2.16})$$

El valor de la tensión estática es de 217,0602 Kg, que es igual a la tensión máxima. La tensión estática la debemos expresar en newton. Por lo tanto:

$$F_{st} = 217,0602 \times 9,8 = 2127,1899 \text{ N}$$

Los parámetros  $\varphi$  y  $\psi$ , se calcula mediante la ecuación 2.17 y 2.20 respectivamente.

$$\varphi = 3 \times \left[ \sqrt{1 + \left( \frac{F'o}{g_n \times m'} \right)^2} - 1 \right] \quad (\text{Ec. 2.17})$$

$$F'o = 0,15 \times \frac{I_{3F}^2}{a} \quad (\text{Ec. 2.18})$$

$$F'o = 0,15 \times \frac{11,34^2}{2,5}$$

$$F'o = 7,71 \text{ N/m} \cong 8 \text{ N/m}$$

$$\varphi = 3 \times \left[ \sqrt{1 + \left( \frac{8}{9,8 \times 0,296} \right)^2} - 1 \right]$$

$$\varphi = 5,8006 \cong 6$$

$$\xi = \frac{(1 + \varphi \times \Psi)}{2 + \varphi + \varphi \times \Psi} \times \frac{\Psi}{(1 - \Psi)} \quad (\text{Ec. 2.20})$$

$$\xi = \frac{(m \times l)^2}{F_{st}^3} \times \left[ \frac{400}{\frac{1}{10 \times S \times l} + \frac{100}{E \times A}} \right]$$

$$\xi = \frac{(9,8 \times 10)^2}{2127,2^3} \times \left[ \frac{400}{\frac{1}{10 \times 100 \times 10} + \frac{100}{110.000 \times 107}} \right]$$

$$\xi = 0,3221$$

Con los valores de  $\xi$ ,  $\varphi$  y la ecuación 2.20 calculamos el valor de  $\Psi$ .

$$\Psi = 0,4756$$

$$F_t = 2127,1899 \times (1 + 6 \times 0,456)$$

$$F_t = 7947,1814 \text{ N}$$

$$F_t = 810,93 \text{ Kg}$$

### 3.5.5 Verificación de la Barra Colectora de 34,5 kV en Condiciones Normales del Operación

Para este cálculo, se utilizan las mismas ecuaciones descritas para las barras colectoras de 115 kV.

Para las barras colectoras de 34,5 kV, se selecciona un conductor de aluminio comercial CE, según especificaciones de la norma mencionada anteriormente. Ver tabla A.8 anexo A.

A continuación se presenta los datos del conductor:

Conductor = 954 AA de Aluminio

Área del conductor = 483 mm<sup>2</sup>

Diámetro Exterior = 28,55 mm = 1,12 pulg.

$R_{DC(20^{\circ}C)} = 0,0627 \Omega/Km.$

Corriente de cortocircuito monofásica ( $I_{cc}$ ) = 2680 Amp

Temperatura Ambiente ( $T_a$ ) = 40°C

Temperatura en Condiciones Normales ( $T_c$ ) = 70°C

Temperatura en Condiciones de Emergencia ( $T_c$ ) = 110°C

Tiempo de Despeje de Falla ( $t$ ) = 0,5 s

Coeficiente de Dilatación Térmica ( $\alpha_{AL}$ ) =  $23 \times 10^{-6} 1 / ^{\circ}C$

Peso del conductor = 1,333 kg/m

Los resultados obtenidos fueron:

### 3.5.5.1 Cálculo de la Capacidad Térmica de los Conductores a Régimen Permanente

$$I^2 \times Rac = (Wr + Wc - Wi / 2) \times A \quad (\text{Ec 2.1})$$

#### 3.5.5.1.1 Cálculo del Calor Transmitido por Convección

$$P = 0,8819 \text{ atm}$$

$$T_m = 55^\circ\text{C} = 328^\circ\text{K}$$

$$\Delta_T = 30^\circ\text{C}$$

$$W_c = 0,2362 \text{ watt} / \text{plg}^2$$

#### 3.5.5.1.2 Cálculo del Calor Perdido por Radiación

$$W_r = 7,8793 \times 10^{-2} \text{ watt} / \text{plg}^2$$

#### 3.5.5.1.3 Cálculo del Calor Absorbido por Insolación

$$W_i = 0,00137 \text{ watt} / \text{plg}^2$$

### 3.5.5.1.4 Cálculo de la Resistencia Alterna Efectiva a la Temperatura del Conductor ( $R_{AC}$ )

$$R_{DC(70^\circ)} = 0,0753 \Omega / Km = 0,1212 \Omega / milla = 2,2955 \times 10^{-5} \Omega / pies$$

$$X' = 1,41$$

Luego con el valor de  $X' = 1,4$  se obtiene un factor de  $K = 1,01969$  de la tabla A.1 de efecto piel del anexo A.

$$R_{AC(70^\circ)} = 2,3407 \times 10^{-5} \Omega / pies$$

$$A = 42,22 P^{1/2} g^2 / pies$$

$$I = 755,4037 \text{ Amp}$$

### 3.5.6 Verificación de las Barras Colectoras en 34,5 kV en Condiciones de Emergencia

Para el cálculo de las barras colectoras en 34,5 kV en condiciones de emergencia se utiliza las misma ecuaciones de la sección anterior a diferencia de la temperatura ( $T_c = 110^\circ C$ )

#### 3.5.6.1 Cálculo del Calor Transmitido por Convección

$$T_m = 75 + 273 = 348^\circ K$$

$$\Delta_T = 70^\circ\text{C}$$

$$W_c = 0,5471 \text{ watts} / \text{plg}^2$$

### 3.5.6.2 Cálculo del Calor Perdido por Radiación

$$W_r = 0,2212 \text{ watts} / \text{plg}^2$$

### 3.5.6.3 Cálculo del Calor Absorbido por Insolación

$$W_i = 0,00137 \text{ watt} / \text{plg}^2$$

### 3.5.6.4 Cálculo de la Resistencia Alterna Efectiva a la Temperatura del Conductor ( $R_{AC}$ )

$$R_{DC(110^\circ)} = 0,0854 \Omega / \text{Km} = 0,1374 \Omega / \text{milla} = 2,6023 \times 10^{-5} \Omega / \text{pies}$$

$$X' = 1,4$$

Luego con el valor de  $X' = 1,4$  se obtiene un factor de  $K = 1,01969$  de la tabla A.1 de efecto piel del anexo A.

$$R_{AC(110^\circ)} = 2,6535 \times 10^{-5} \Omega / \text{pies}$$

$$A = 42,22 \text{ pulg}^2/\text{pies}$$

$$I = 1106,6285 \text{ Amp}$$

Según normas ANSI C-57.92. 1962, un transformador de potencia a temperatura ambiente en condiciones normales de operación, trabaja con una carga previa al pico de demanda del 100%, lo que quiere decir que el transformador de 36 MVA trabaja con una carga de 36 MVA en condiciones normales de operación, y en condiciones de emergencia este entrega un 30% más de su capacidad nominal, es decir, 10,8 MVA, para un total de 46800 MVA

Por lo tanto la capacidad de las barras colectoras de las subestaciones, bajo condiciones normales de operación es de 602 Amp, y la calculada es de 755 Amp, mientras que en condiciones de emergencia de operación es de 783 Amp y la calculada es de 1106 Amp, lo que quiere decir, que las barras colectoras soporta la carga, y de esta manera el conductor seleccionado cumple con las exigencias establecidas.

### **3.5.7 Cálculo Mecánico Para las Barras Colectoras de 34,5 kV**

Para el cálculo mecánico en las barras colectoras se debe tomar en cuenta los criterios mencionados en la sección 2.2.3 del capítulo 2.

Conductor = 954 AA A.W.G de Aluminio

Área del conductor = 483 mm<sup>2</sup>

Diámetro exterior = 28,55 mm = 1,12 pulg

Peso del conductor = 1,333 kg/m

Corriente de cortocircuito Trifásica ( $I_{cc_{3\phi}}$ ) = 3125,1245 Amp

Resistencia de rotura del conductor = 7428 kg

Modulo de elasticidad del conductor (E) = 7000 kg/mm<sup>2</sup>

Coefficiente de dilatación térmica ( $\alpha$ ) =  $23 \times 10^{-6}$  1/°C

### 3.5.7.1 Cálculo de las Cargas que Intervienen en los Pórticos de 34,5 kV

Para el dimensionamiento del pórtico de la subestación, se determina las fuerzas actuantes sobre el, basándose en los siguientes esfuerzos:

#### 3.5.7.1.1 Cálculo de la Fuerza Longitudinal

Esta fuerza se determina mediante la ecuación de estado:

$$T'^2 \times [T' + A] = B \quad (\text{Ec. 2.9})$$

Sin embargo es necesario conocer la tensión mecánica del conductor del conductor a partir de unas condiciones iniciales y finales.

Condición Inicial

Condición Final

T<sub>min</sub> (kg) = ?

T<sub>máx</sub> (kg) = ?

$\theta_{\text{máx}}$  = 70°C

$\theta_{\text{min}}$  = 15°C

V<sub>min</sub> = 0 km / h

V<sub>máx</sub> = 120 km / h



$$F_{\text{máx}} = 0,2 \text{ m}$$

$$T_{\text{min}} = 83,81 \text{ kg}$$

$$T_{\text{min}} = 0,1725 \text{ Kg/mm}^2$$

$$W_o = 2,7598 \times 10^{-3} \text{ kg/mm}^2$$

$$A = -1,5619$$

$$W_{c'} = 4,5407 \times 10^{-3} \text{ kg/mm}^2$$

$$B = 0,6014$$

$$T^3 - 1,5619T^2 = 0,6014$$

$$T' = T_{\text{máx}} = 848,5344 \text{ kg}$$

La carga de rotura del conductor 954 AA de aluminio es 7428 Kg

$$T'_{\text{máx}} < 50\% (7428 \text{Kg})$$

$$848,5344 \text{ Kg} < 3714 \text{ Kg}$$

Se observa que el conductor seleccionado es el adecuado.

### 3.5.7.1.2 Cálculo de la Fuerza Transversal

Esta fuerza del viento que ejerce sobre el conductor, y sobre las cadenas de aisladores se calcula de la siguiente manera:

$$F_t = 0,007 \times 0,6 \times V^2 \times \phi \times L \quad (\text{Ec. 2.15})$$

Donde:

$$\phi = 0,254 \text{ m}$$

$$L = 0,476 \text{ m}$$

$$F_t = 7,31 \text{ kg}$$

$$F_{vc} = 10,9655 \text{ Kg}$$

$$\text{Carga total} = 18,2778 \text{ Kg}$$

### 3.5.7.1.3 Cálculo de la Fuerza Vertical

Para el cálculo de la fuerza vertical, debemos tomar en cuenta el peso involucrado de cada fase. Como son los pesos de las cadenas de aisladores y el peso de la mitad del vano máximo de diseño permisible.

Para el cálculo del peso de la mitad del vano máximo permisible, se determina de la siguiente manera:

$$P_{mv} = 6,665 \text{ Kg} \cong 7 \text{ Kg}$$

Pesos Involucrados:

Peso del Conductor Bajante = 15 Kg (Asumido)

Peso de la Mitad del Vano = 7 Kg

Peso de las Cadenas de Aisladores = 50 Kg

Carga Total en las Fases Laterales:

Peso del Conductor Bajante = 15 Kg

Peso de la Mitad del Vano = 7 Kg

Peso de las Cadenas de Aisladores = 50 Kg

Carga Total = 72 Kg

Carga Total en la Fase Central:

Para esta carga en la fase central se supone un carga de dos hombres de 100 Kg cada uno.

Carga Total en la fase central = Carga Total en las Fases Laterales + 200 Kg

Carga Total en la fase central = 272 Kg

#### 3.5.7.1.4 Cálculo de la Fuerza Durante el Cortocircuito

Los esfuerzos dinámicos son originados por la corriente de cortocircuito. A continuación determinaremos la fuerza dinámica de cortocircuito que actúa en las barras colectoras de la subestación de Guaca.

$$F_t = F_{st} \times (1 + \varphi \times \Psi) \quad (\text{Ec. 2.16})$$

$$F_{st} = 8315,6371 \text{ N}$$

$$F'_{st} = 1,46 \text{ N/m}$$

$$\varphi = 0,0259$$

$$\xi = \frac{(1 + \varphi \times \Psi)}{2 + \varphi + \varphi \times \Psi} \times \frac{\Psi}{(1 - \Psi)} \quad (\text{Ec. 2.20})$$

$$\xi = \frac{(m \times l)^2}{F_{st}^3} \times \left[ \frac{400}{\frac{1}{10 \times S \times l} + \frac{100}{E \times A}} \right]$$

$$\xi = 0,0656$$

Con los valores de  $\xi$ ,  $\varphi$  y la ecuación 2.20 calculamos el valor de  $\Psi$ .

$$\Psi = 0,12$$

$$F_t = 852,5891 \text{ Kg}$$

### 3.5.8 Verificación de la Barra Colectora de 13,8 kV en Condiciones Normales del Operación

Para este cálculo, se utilizan las mismas ecuaciones descritas para las barras colectoras de 115 kV.

Para las barras colectoras de 13,8 kV, se selecciona un conductor de aluminio comercial CE, según especificaciones de la norma mencionada anteriormente. Ver tabla A.8 anexo A.

A continuación se presenta los datos del conductor:

Conductor = 2000 MCM de Aluminio

Área del conductor = 1012,58 mm<sup>2</sup>

Diámetro Exterior = 41,40 mm = 1,63 pulg.

$R_{DC(20^{\circ}C)} = 0,0218 \Omega/\text{Km}$ .

Corriente de cortocircuito monofásica ( $I_{cc}$ ) = 6700,5979 Amp

Temperatura Ambiente ( $T_a$ ) = 40°C

Temperatura en Condiciones Normales ( $T_c$ ) = 70°C

Temperatura en Condiciones de Emergencia ( $T_c$ ) = 110°C

Tiempo de Despeje de Falla ( $t$ ) = 0,5 s

Coefficiente de Dilatación Térmica ( $\alpha_{AL}$ ) =  $23 \times 10^{-6}$  1 / °C

Peso del conductor = 15,521 kg/m

Los resultados obtenidos fueron:

### 3.5.8.1 Cálculo de la Capacidad Térmica de los Conductores a Régimen Permanente

$$I^2 \times Rac = (Wr + Wc - Wi / 2) \times A \quad (\text{Ec 2.1})$$

#### 3.5.8.1.1 Cálculo del Calor Transmitido por Convección

$$P = 0,8819 \text{ atm}$$

$$T_m = 55^\circ\text{C} = 328^\circ\text{K}$$

$$\Delta_T = 30^\circ\text{C}$$

$$W_c = 0,261 \text{ watt} / \text{plg}^2$$

#### 3.5.8.1.2 Cálculo del Calor Perdido por Radiación

$$W_r = 7,8793 \times 10^{-2} \text{ watt} / \text{plg}^2$$

### 3.5.8.1.3 Cálculo del Calor Absorbido por Insolación

$$W_i = 0,00137 \text{ watt} / \text{plg}^2$$

### 3.5.8.1.4 Cálculo de la Resistencia Alterna Efectiva a la Temperatura del Conductor ( $R_{AC}$ )

$$R_{DC(70^\circ)} = 0,0261 \Omega / \text{Km} = 0,0419 \Omega / \text{milla} = 7,95 \times 10^{-5} \Omega / \text{pies}$$

$$X' = 2,4$$

Luego con el valor de  $X' = 2,4$  se obtiene un factor de  $K = 1,15207$  de la tabla A.1 de efecto piel del anexo A.

$$R_{AC(70^\circ)} = 9,15 \times 10^{-6} \Omega / \text{pies}$$

$$A = 61,4 \text{ plg}^2 / \text{pies}$$

$$I = 1526 \text{ Amp}$$

### 3.5.9 Verificación de las Barras Colectoras en 13,8 kV en Condiciones de Emergencia

Para el cálculo de las barras colectoras en 13,8 kV en condiciones de emergencia se utiliza las misma ecuaciones de la sección anterior a diferencia de la temperatura ( $T_c = 110^\circ\text{C}$ )

### 3.5.9.1 Cálculo del Calor Transmitido por Convección

$$T_m = 75 + 273 = 348^\circ K$$

$$\Delta_T = 70^\circ C$$

$$W_c = 0,5298 \text{ watts} / \text{plg}^2$$

### 3.5.9.2 Cálculo del Calor Perdido por Radiación

$$W_r = 0,2212 \text{ watts} / \text{plg}^2$$

### 3.5.9.3 Cálculo del Calor Absorbido por Insolación

$$W_i = 0,00137 \text{ watt} / \text{plg}^2$$

### 3.5.9.4 Cálculo de la Resistencia Alterna Efectiva a la Temperatura del Conductor ( $R_{AC}$ )

$$R_{DC(110^\circ)} = 0,0297 \Omega / Km = 0,0478 \Omega / \text{milla} = 9,0526 \times 10^{-6} \Omega / \text{pies}$$

$$X' = 2,3$$

Luego con el valor de  $X' = 2,3$  se obtiene un factor de  $K = 1,13069$  de la tabla A.1 de efecto piel del anexo A.

$$R_{AC(110^\circ)} = 1,0236 \times 10^{-5} \Omega / \text{pies}$$



$$A = 61,4 \text{ pulg} / \text{pies}$$

$$I = 1957,97 \text{ Amp}$$

Según normas ANSI C-57.92. 1962, un transformador de potencia a temperatura ambiente en condiciones normales de operación, trabaja con una carga previa al pico de demanda del 100%, lo que quiere decir que el transformador de 36 MVA trabaja con una carga de 36 MVA en condiciones normales de operación, y en condiciones de emergencia este entrega un 30% más de su capacidad nominal, es decir, 10,8 MVA, para un total de 46800 MVA

Por lo tanto la capacidad de las barras colectoras de las subestaciones, bajo condiciones normales de operación es de 1506 Amp, y la calculada es de 1526 Amp, mientras que en condiciones de emergencia de operación es de 1957 Amp y la calculada es de 2120 Amp, lo que quiere decir, que las barras colectoras soporta la carga, y de esta manera el conductor seleccionado cumple con las exigencias establecidas.

### **3.5.10 Cálculo Mecánico Para las Barras Colectoras de 13,8 kV**

Para el cálculo mecánico en las barras colectoras se debe tomar en cuenta los criterios mencionados en la sección 2.2.3 del capítulo 2.

Conductor = 2000 MCM de Aluminio

Área del conductor = 1012,58 mm<sup>2</sup>

Diámetro exterior = 41,40 mm = 1,63 pulg

Peso del conductor = 2,7918 kg/m

Corriente de cortocircuito Trifásica ( $I_{cc_{3\phi}}$ ) = 7924,3416 Amp

Resistencia de rotura del conductor = 15521 kg

Modulo de elasticidad del conductor (E) = 7000 kg/mm<sup>2</sup>

Coefficiente de dilatación térmica ( $\alpha$ ) =  $23 \times 10^{-6}$  1/°C

### 3.5.10.1 Cálculo de las Cargas que Intervienen en los Pórticos de 13,8 kV

Para el dimensionamiento del pórtico de la subestación, se determina las fuerzas actuantes sobre el, basándose en los siguientes esfuerzos:

#### 3.5.10.1.1 Cálculo de la Fuerza Longitudinal

Esta fuerza se determina mediante la ecuación de estado:

$$T'^2 \times [T' + A] = B \quad (\text{Ec. 2.9})$$

Sin embargo es necesario conocer la tensión mecánica del conductor del conductor a partir de unas condiciones iniciales y finales.

Condición Inicial

Condición Final

$T_{\min}$  (kg) = ?

$T_{\max}$  (kg) = ?

$\theta_{\max}$  = 70°C

$\theta_{\min}$  = 15°C

$V_{\min}$  = 0 km / h

$V_{\max}$  = 120 km / h

$$F_{\text{máx}} = 0,2 \text{ m}$$

$$T_{\text{min}} = 174,4875 \text{ kg}$$

$$T_{\text{min}} = 0,1723 \text{ Kg/mm}^2$$

$$W_o = 2,7571 \times 10^{-3} \text{ kg/mm}^2$$

$$A = -1,55$$

$$W_{c'} = 3,7181 \times 10^{-3} \text{ kg/mm}^2$$

$$B = 0,4032$$

$$T^3 - 1,55T^2 = 0,4032$$

$$T' = T_{\text{máx}} = 1711,26 \text{ kg}$$

La carga de rotura del conductor 2000 MCM de aluminio es 15.521 Kg

$$T'_{\text{máx}} < 50\% (15.521 \text{Kg})$$

$$1711 \text{ Kg} < 7760 \text{ Kg}$$

Se observa que el conductor seleccionado es el adecuado.

### 3.5.10.1.2 Cálculo de la Fuerza Transversal

Esta fuerza del viento que ejerce sobre el conductor, y sobre las cadenas de aisladores se calcula de la siguiente manera:

$$F_t = 0,007 \times 0,6 \times V^2 \times \phi \times L \quad (\text{Ec. 2.15})$$

Donde:

$$\phi = 0,254 \text{ m}$$

$$L = 0,381 \text{ m}$$

$$F_t = 5,8529 \text{ kg}$$

$$F_{vc} = 18,82 \text{ Kg}$$

$$\text{Carga total} = 24,6729 \text{ Kg}$$

### 3.5.10.1.3 Cálculo de la Fuerza Vertical

Para el cálculo de la fuerza vertical, debemos tomar en cuenta el peso involucrado de cada fase. Como son los pesos de las cadenas de aisladores y el peso de la mitad del vano máximo de diseño permisible.

Para el cálculo del peso de la mitad del vano máximo permisible, se determina de la siguiente manera:

$$P_{mv} = 11,6 \text{ Kg} \cong 12 \text{ Kg}$$

Pesos Involucrados:

Peso del Conductor Bajante = 15 Kg (Asumido)

Peso de la Mitad del Vano = 12 Kg

Peso de las Cadenas de Aisladores = 40 Kg

Carga Total en las Fases Laterales:

Peso del Conductor Bajante = 15 Kg

Peso de la Mitad del Vano = 12 Kg

Peso de las Cadenas de Aisladores = 40 Kg

Carga Total = 67 Kg

Carga Total en la Fase Central:

Para esta carga en la fase central se supone un carga de dos hombres de 100 Kg cada uno.

Carga Total en la fase central = Carga Total en las Fases Laterales + 200 Kg

Carga Total en la fase central = 267 Kg

#### 3.5.10.1.4 Cálculo de la Fuerza Durante el Cortocircuito

Los esfuerzos dinámicos son originados por la corriente de cortocircuito. A continuación determinaremos la fuerza dinámica de cortocircuito que actúa en las barras colectoras de la subestación de Guaca.

$$F_t = F_{st} \times (1 + \varphi \times \Psi) \quad (\text{Ec. 2.16})$$

$$F_{st} = 16770,384 \text{ N}$$

$$F'o = 15,69 \text{ N/m}$$

$$\varphi = 0,4588$$

$$\xi = \frac{(1 + \varphi \times \Psi)}{2 + \varphi + \varphi \times \Psi} \times \frac{\Psi}{(1 - \Psi)} \quad (\text{Ec. 2.20})$$

$$\xi = \frac{(m \times l)^2}{F_{st}^3} \times \left[ \frac{400}{\frac{1}{10 \times S \times l} + \frac{100}{E \times A}} \right]$$

$$\xi = 0,008$$

Con los valores de  $\xi$ ,  $\varphi$  y la ecuación 2.20 calculamos el valor de  $\Psi$ .

$$\Psi = 1,9193 \times 10^{-2}$$

$$Ft = 1726,3326 \text{ Kg}$$

### 3.6 DISTANCIA DE DISEÑO

Este punto definen las distancias más apropiadas que deben tener las subestaciones para una buena área para realizar maniobras. Con la aplicación de las ecuaciones definidas en el capítulo 2 sección 2.5 se procede a calcular las distancias que se requieren para el dimensionamiento físico que debe tener las subestaciones. Se iniciara, con el cálculo de las distancias de diseño para el nivel de 115 kV

#### 3.6.1 Distancias Entre Fases y Distancia entre Fase y Tierra

Mediante los datos de la tabla 2.3 en el capítulo 2 y la flecha máxima calculada en las barras colectoras de la subestación, se obtiene los siguientes resultados:

Tabla 3.4 Distancias Mínimas de Fase a Fase y Fase a Tierra

Tensión Nominal (kV)	Tensión Máxima de Diseño (kV)	Nivel de Impulso (NBI) (kV)	Flecha Máxima (m)	Distancia de Fase a Fase (m)	Distancia de Fase a Tierra (m)
13,8	15,5	110	0,2	0,6	0,46
34,5	38	200	0,2	1	0,6
115	123	550	0,2	2,5	1,3

Nota: según las normas NS-P-401 la distancia horizontal es 2,65 m

### 3.6.2 Altura de los Equipos Sobre el Nivel del Suelo ( $h_s$ )

La altura de los equipos sobre el nivel del suelo se determina a partir de la ecuación 2.41, se comenzara con un ejemplo el Reconectador y los demás se esquematizarán en la tabla 3.5.

$$h_s = 2,30 + 0,0125 \times kV \quad (\text{Ec. 2.54})$$

$$h_s = 2,30 + 0,0125 \times 123 \text{ kV}$$

$$h_s = 3,59 \cong 3,6 \text{ m}$$

Tabla 3.5 Altura de los Equipos Sobre el Nivel del Suelo  $h_s$

Equipo de la Subestación	Tensión Nominal (kV)	Tensión Máxima de Diseño (kV)	$h_s$ (m)
Transformador de potencia	115	123	3,6
Seccionador	115	123	3,6
Interruptor	115	123	3,6
Pararrayos	115	123	3,6
Transformador de potencial	115	123	3,6
Transformador de corriente	115	123	3,6
Transformador de potencia	34,5	38	2,7
Interruptor	34,5	38	2,7



Seccionador	34,5	38	2,7
Transformador de corriente	34,5	38	2,7
Pararrayos	34,5	38	2,7
Transformador de potencia	13,8	15,5	2,5
Interruptor	13,8	15,5	2,5
Seccionador	13,8	15,5	2,5
Transformador de corriente	13,8	15,5	2,5
Pararrayos	13,8	15,5	2,5
Reconectador	13,8	15,5	2,5

### 3.6.3 Altura de las Barras Colectoras Sobre el Nivel del Suelo $h_b$

La altura de las barras colectoras sobre el nivel del suelo se determina a partir de la ecuación 2.55. La tabla 3.6 se muestran los resultados.

$$hb = 5,0 + 0,0125 \times kV$$

$$hb = 5,0 + 0,0125 \times 123 kV$$

$$hb = 6,5m$$

Tabla 3.6 Altura de las Barras Colectoras Sobre el Nivel del Suelo ( $h_b$ )

Equipo de la Subestación	Tensión Nominal (kV)	Tensión Máxima de Diseño (kV)	$h_b$ (m)
	115	123	6,5

	34,5	38	5,5
	13,8	15,5	5,2

### 3.6.4 Altura de Remate de las Líneas de Transmisión en la Subestación

La altura de remate de las líneas de transmisión en la subestación se determina a partir de la ecuación 2.56. La tabla 3.7 se muestran los resultados.

$$h_L = 5,0 + 0,006 \times kV$$

$$h_L = 5,0 + 0,006 \times 123 \text{ kV}$$

$$h_L = 5,7m$$

Tabla 3.7 Altura de remate de las líneas de transmisión en la subestación

Equipo de la Subestación	Tensión Nominal (kV)	Tensión Máxima de Diseño (kV)	$h_L$ (m)
Líneas de Transmisión	115	123	5,7
Líneas de Distribución	34,5	38	5,5
Líneas de Distribución	13,8	15,5	5,1

### 3.6.5 Distancia de Seguridad

Para determinar las distancias mínimas de seguridad de circulación de personal y de circulación de vehículo, se hace uso de las ecuaciones 2.57, 2.58, 2.59 y 2.60. En las tablas 3.8 y 3.9 se muestran estas distancias.

$$d_h = d_{F-T} + 0,9 \quad (\text{Ec. 2.57})$$

$$d_h = 1,3 + 0,9$$

$$d_h = 2,2 \text{ m}$$

$$d_v = d_{F-T} + 2,25 \quad (\text{Ec. 2.58})$$

$$d_v = 1,3 + 2,25$$

$$d_v = 3,6 \text{ m}$$

$$d_{VV} = h_v + d_v \quad (\text{Ec. 2.59})$$

$$d_{VV} = 2,30 + 3,6$$

$$d_{VV} = 5,9 \text{ m}$$

$$d_{HV} = d_n + 0,7 \quad (\text{Ec. 2.60})$$

$$d_{HV} = 5,9 + 0,7$$

$$d_{HV} = 6,6 \text{ m}$$

Tabla 3.8 Distancia horizontal y vertical para la circulación del personal

Circulación	Tensión Nominal	$d_h$ (m)	$d_v$ (m)
Del Personal	(kV)		
	115	2,2	3,6
	34,5	1,5	2,85
	13,8	1,36	2,71

Tabla 3.9 Distancia horizontal y vertical para la circulación de vehículos

Circulación	Tensión Nominal	$d_{HV}$ (m)	$d_{VV}$ (m)
De Vehículos	(kV)		
	115	6,6	5,9
	34,5	5,58	5,15
	13,8	5,74	5,01

## **CAPÍTULO 4**

### *SERVICIOS AUXILIARES Y COORDINACIÓN DEL NIVEL DE AISLAMIENTO*

#### **4.1 INTRODUCCIÓN**

Este capítulo está destinado a ser una guía para el diseño de los sistemas auxiliares de corriente alterna y corriente directa, la coordinación de aislamiento y de las protecciones de la subestación, en especial la protección contra sobrecorriente. Además de todo esto se representarán los requerimientos y los parámetros para cada sistema y en particular para subestación Guaca.

Hay que considerar que los servicios auxiliares son en el diseño de una subestación, uno de los puntos de mayor importancia, ya que de él dependerá todo lo relacionado con la alimentación de las protecciones, que son las encargadas de dar la orden para despejar cualquier falla presente en el sistema.

En cuanto a la coordinación de de aislamiento de una instalación eléctrica, define el ordenamiento de los niveles de aislamiento de los diferentes equipos, ya que una subestación está sometida a los esfuerzos dieléctricos producidos por las sobretensiones que se presentan, siendo una de las más conocidas las debidas a descargas atmosféricas o rayos. Las sobretensiones pueden alcanzar tales que dañen el aislamiento de los equipos, es por estos motivos que se decidió proteger la subestación con pararrayo.

Por otra parte la coordinación de protecciones no es más, que la operación selectiva de los diferentes dispositivos de protección, de manera que estos actúen en secuencia, permita la localización de la falla y saque de servicio solamente la parte afectada.

## 4.2 SERVICIOS AUXILIARES DE CORRIENTE CONTINUA

Se obtendrá a partir de un proceso de rectificación de la corriente alterna a continua, esto se llevará a cabo a través de unos dispositivos llamados rectificadores, los cuales serán encargados de suministrar la corriente continua a la subestación además esté se utilizará para cargar las baterías acumuladas.

### 4.2.1 Cálculo de Banco de Baterías

El tipo de baterías a emplear es del tipo plomo ácido. Para el dimensionamiento del banco de baterías se utilizarán los criterios mostrados en la tabla A.4 del anexo A, es cálculo del número de celdas por banco de baterías se llevará a cabo de acuerdo a la siguiente expresión:

$$V_{\min} \times Celda = \frac{V_{\min} \times Bateria}{Celdas} \quad (\text{Ec. 2.60})$$

Para un sistema de 110 V<sub>DC</sub> (Utilizado por ELEORIENTE)

$$N = \frac{125}{2,33} = 54 \text{ celdas}$$

### 4.2.2 Voltaje Mínimo por Celda

El voltaje mínimo por celda será calculado por la siguiente ecuación:

$$V_{\min} \times Celda = \frac{V_{\min} \times Bateria}{Celdas} \quad (\text{Ec. 2.62})$$

$$V_{\min} \times Celda = \frac{90}{54} = 1,67 \text{ V/Celda}$$

### 4.2.3 Capacidad del Banco de Baterías

La capacidad del banco de baterías será determinado mediante la siguiente formula

$$A.H = \left[ (A.H)_C + \frac{I.M}{F} \right] \times F_1 \times F_2 \times F_3 \quad (\text{Ec. 2.63})$$

Para determinar la capacidad del banco de baterías primero hay que conocer el consumo en amperios de cada dispositivo a ser alimentado en la subestación con corriente continua. Por lo tanto:

Consumo instantáneo:

Dos relés de bandera para la alarma y dos para tiempo de disparo =  $4 \times 2,5 = 10$  Amp (para la protección de masa cuba)

Dos relés de bandera para la alarma y dos para disparo =  $4 \times 2,5 = 10$  Amp (Bulcholz)

Dos relés de bandera para la alarma y dos para disparo =  $4 \times 2,5 = 10$  Amp (temporizadores de aceite)

Un relé de bandera para la alarma y uno para disparo =  $2 \times 2,5 = 5$  Amp (temperatura del devanado de alto voltaje)

Un relé de bandera para la alarma y uno para disparo =  $2 \times 2,5 = 5$  Amp (temperatura del devanado de bajo voltaje)

Dos relés indicadores de sobre presión =  $2 \times 0,0104 = 0,0208$  Amp (Caulitrol)

Cuatro relés de bandera destinados a indicar, dos para la falta de corriente continua y por para indicar la falta de corriente alterna =  $4 \times 2,5 = 10$  Amp

Veintiséis contactores de corriente continua por cada transformador  
 $52 \times 0,6 = 31,2$  Amp

Total en consumo instantáneo = 81,2208 Amp

Consumo continuo:

Relé supervisor de la bobina de disparo (VAX 31) = 0,3696 Amp.

Relé supervisor del relé de disparo = 0,3696 Amp

Dos relés numéricos Basler =  $2 \times 5 = 10$  Amp

Un relé numérico DPU 2000R = 2,5 Amp

Dos relés diferenciales =  $2 \times 0,20 = 0,40$  Amp

Total consumo continuo = 13 Amp

Para fines de este diseño se tomará un tiempo de respaldo de 8 horas.

El factor de conversión “F” se utiliza para convertir el régimen de un minuto de la batería en un régimen equivalente de 8 horas.

Para baterías de plomo - ácido,  $F = 1,5$

$F_1 = 1,15$ , debido a cargas imprevistas y condiciones de operación inferiores a la óptima.



$F_2 = 1,25$ , debido al envejecimiento que sufre los bancos de baterías.

$F_3 = 1,20$ , para mantener una reserva

$$A.H = \left[ (13 \times 8) + \frac{13 + 81,2208}{1,5} \right] \times 1,15 \times 1,25 \times 1,20 = 288AH$$

#### 4.2.4 Capacidad del Cargador de la Baterías

Para el cálculo del cargador de las baterías se utilizara la Ec. 2.64 y los siguientes datos tomados del capítulo dos

$$A = \left[ \left( \frac{A.H \times 10}{T} \right) + L \right] \times \frac{1}{K_1} \times \frac{1}{K_2} \times Re\ serva \quad (Ec. 2.64)$$

1,10: factor de conversión del cargador plomo – ácido

T: 8horas

Temperatura máxima ambiental: 40°C

Altitud menor a 1000 mts

Factor de corrección:

$K_1 = 0,98$

$K_1 = 1$  para temperatura menores o iguales a 40°C

$K_2 = 1$  para alturas menores a 1000 mts

Capacidad de reserva: 20%

$$L = 13 \text{ Amp}$$

$$A = \left[ \left( \frac{288 \times 1,10}{8} \right) + 13 \right] \times \frac{1}{0,98} \times \frac{1}{1} \times 1,20 = 65 \text{ Amp}$$

#### 4.2.5 Servicios Auxiliares de Corriente Alterna

Para este diseño y por exigencias de la empresa se usará una bancada de transformación de distribución de tres por 25 kVA, para así garantizar el óptimo servicio de corriente alterna necesaria para la subestación.

#### 4.2.6 Cálculo de la Carga Alimentada por el Transformador de Potencia

Para comprobar que la bancada seleccionada cumple con la exigencia de carga se usara la Ec. 2.69 y los factores  $F_s$  y  $F_d$  se obtendrán de la tabla B.1 del anexo B:

$$W = I \times V \times F_s \times F_d \quad (\text{Ec. 2.69})$$

Carga presente en la sala de mando:

Dos tomacorrientes de 20 Amp – 220 V

Cuatro tomacorrientes de 15 Amp – 120 V

Dos acondicionadores de aire 220 V – 1260 W

La demanda de la casa de mando se obtiene de la Ec. 2.69

$$W = (20 \times 220 \times 0,2 \times 0,5 + 15 \times 120 \times 0,3 \times 0,5) + (2 \times 1260) = 3096 \text{ Watt}$$

Carga presente en cada transformador

Cantidad: ocho ventiladores trifásicos (cuatro por cada transformador), voltaje 208/360V, corriente 0,7/0,4 Amp, potencia 0,14 kWatt

Dos resistencias de calefacción de 60 Watt (una por transformación)

$$W = (8 \times 0,7 \times 208 \times 1 \times 1) + (120 \times 1 \times 1) = 1285Watt$$

Armario de los interruptores

Se usarán bombillos de 100 Watt uno por armario (5 armarios)

Cinco resistencias de calefacción de 60 Watt, cada una.

Dos tomacorrientes por armario de 20 Amp – 220 V y 15 Amp – 120 V

$$W = (5 \times 20 \times 220 \times 0,2 \times 0,5) + (5 \times 15 \times 120 \times 0,3 \times 0,5) + 500 + 120 = 3550Watt$$

Iluminación del patio:

Para tal fin se usarán lámparas de vapor de sodio, 208 V, 400 Watt (20 lámparas)

$$W = 8000Watts$$

Grupo rectificador/cargador

$$W = 65 \times 120 \times 1 \times 1 = 7800Watts$$

$$\text{Carga del transformador} = \sum (3096 + 1285 + 1498 + 3550 + 8000 + 7800)$$

***Carga del transformador = 25229 Watts***

Considerando un 20 % de reserva:

***Carga del transformador = 25229 + 5046 Watts***

***Carga del transformador = 30275 Watts***

Considerando un factor de potencia de 0,8

***Carga del transformador = 38kVA***

Con esto se comprueba que la bancada de 3 x 25 kVA, cumple con las exigencias de demanda.

### **4.3 CALCULO DE BLINDAJE DE LA SUBESTACIÓN**

Las subestaciones eléctricas de tipo exterior deben estar protegida en forma semejante a las líneas de transmisión contra las descarga atmosférica directas e indirectas ya que los pararrayos sirven para proteger al equipo únicamente contra las ondas entrantes, por lo que es necesario instalar hilos de guarda.

La zona por proteger que debe incluir a todo el equipo y en particular al transformador se calcula de la siguiente manera:

$$I_o = \frac{2 \times (T.C.F.)}{Z_o} \quad (\text{Ec. 2.72})$$

$$\text{T.C.F.} = \text{Tensión crítica de flameo} = \frac{NBI}{0,961}$$

$$\text{T.C.F.} = \frac{550}{0,961} = 572$$

$$Z_o = 60 \log \frac{2Y}{r_e} \text{ ohms} \quad (\text{Ec. 2.73})$$

$$Y = Y_t - \frac{2}{3} f \quad (\text{Ec. 2.74})$$

$$Y = 6 - \frac{2}{3} \times 0,2 = 5,866m$$

$r_e$ : Radio externo del conductor (3,18 mm)

$$r_e = 3,18 \times 10^{-3} m$$

$$Z_o = 60 \log \frac{2 \times 5,866}{3,18 \times 10^{-3}}$$

$$Z_o = 214 \Omega$$

$$I_o = \frac{2 \times 572}{214}$$

$$I_o = 5,35 \text{ kA}$$

$$r_{cf} = 9,06 I_c^{2/3} \quad (\text{Ec. 2.75})$$

$$r_{cf} = 9,06 (5,35)^{2/3}$$

$$r_{cf} = 28 \text{ m}$$

La distancia entre los ejes de las columnas que forma el modulo, que contiene los cable de guarda es aproximadamente de cuatro metros (8 m).

$$2D = 8 \text{ m}$$

Se considera que los cable de guarda esta a una distancia de 7 m ( $\gamma = 7 \text{ m}$ )

#### 4.3.1 Altura Máxima del Cable de Guarda

$$h_1 = 2r_{cf} - \gamma \quad (\text{Ec. 2.79})$$

$$h_1 = 2(28) - 7$$

$$h_1 = 49 \text{ m}$$

El valor real viene dado por:

$$\gamma = h_1 - 2r_{cf}$$

$$\gamma_{real} = 49 - 28$$

$$\gamma_{real} = 21 \text{ m}$$

En la figura 2.10 se observa la altura mínima que puede tener el cable de guarda, y puede ser calculado por la siguiente expresión:

$$h_1 = 5,7 \text{ m}$$

$$L = 2D = 8 \text{ m}$$

$$\gamma = \frac{2}{3}h1 + \sqrt{\frac{1}{9}h1 + \frac{1}{3}\left(\frac{L}{2}\right)^2} \quad (\text{Ec. 2.87})$$

$$\gamma = \frac{2}{3}(5,7) + \sqrt{\frac{1}{9}(5,7) + \frac{1}{3}\left(\frac{8}{2}\right)^2}$$

$$\gamma = 6,24 \text{ m}$$

Como los cables de guarda se consideraron a  $\gamma = 7 \text{ m}$  el resultado anterior indica que la protección contra pararrayos es la adecuada.

#### **4.4 COORDINACIÓN DEL NIVEL DE AISLAMIENTO**

Esta define el ordenamiento de los niveles de aislamiento de los diferentes equipos presentes en la subestación, de tal manera que al presentarse una onda de sobreprotección, se descargue a través del elemento adecuado, que llamaremos en este caso pararrayos, sin producir arcos ni daños a los equipos adyacentes.

##### **4.4.1 Objetivo de la Coordinación de Aislamiento**

El objetivo de la coordinación de aislamiento no es solo proteger a los equipos y aparatos contra sobretensiones, sino también prevenir daños a los equipos de protección, evitando en primer plano fallas frecuentes y en segundo lugar que se dañen los equipos costosos de la subestación.

Siempre se debe tener presente que los dispositivos de protección tiene un límite de capacidad para disipar energía. Además, se debe considerar que el aislamiento de los equipos se encuentra continuamente sometidos a esfuerzos dieléctricos por el voltaje de operación del sistema.

#### **4.4.2 Protección Contra Sobretensiones**

Al diseñar una subestaciones es necesario protegerla contra los tres tipos de sobretensiones que se puedan presentar. Estas son:

Sobretensiones debidas a descargas atmosféricas.

Sobretensiones debidas a maniobras de interruptores.

Sobretensiones debidas a desequilibrios en el sistema, provocadas por fallas a tierras o por pérdida súbita de carga.

De estos tres casos, los dos primeros son los más importantes. Para el equipo que trabaja a tensiones inferiores a 230 kV, las sobretensiones que lo afectan más son las provocadas por las descargas externas, que tienen una duración del orden de decenas de microsegundos.

Para el equipo que trabaja a tensiones superiores a 230 kV, las sobretensiones más peligrosas son las ocasionadas por maniobras de interruptores, que tienen una duración del orden de miles de microsegundos y su magnitud es una función de la tensión nominal.

Sin embargo, para nuestro caso las sobretensiones de origen atmosférico son determinantes para fijar el nivel de aislamiento en las Subestaciones.

#### **4.4.3 Descargas Atmosféricas**

De las ondas debidas a los rayos, sólo llegan a la subestación aquellas cuya magnitud es inferior al nivel de aislamiento de la línea y que, por lo tanto no alcanzan a contornear los aisladores de las instalaciones. Estas ondas pueden ser de polaridad positiva o negativa, predominando estas últimas.



Las descargas atmosféricas que puedan afectar a las subestaciones son las producidas por los rayos que caen directamente sobre las instalaciones o las que inciden sobre las líneas de transmisión a distancias cercanas de las Subestaciones.

La incidencia de los rayos sobre la propia Subestación es relativamente rara debido a la reducida superficie ocupada por la instalación, en tanto que son más frecuentes las descargas de rayos sobre las líneas o las producidas por la inducción electrostática entre una nube de tormenta y la línea.

La descarga del rayo sobre la línea de transmisión origina ondas móviles de impulso de frente escarpado que se propagan a lo largo de los conductores y penetran en la instalación originando elevadas solicitaciones de tensión en los arrollamientos de los transformadores y en el resto de los equipos, pudiendo producir descargas disruptivas en forma de chispa o de arco entre conductor y masa o deterioros entre espiras de transformadores.

Por esta razón, la protección contra las sobretensiones se lleva a cabo mediante la utilización de dispositivos llamado pararrayos.

#### **4.4.4 Pararrayos**

Como se dijo en capítulo 1, los pararrayos son unos dispositivos eléctricos formados por una serie de elementos resistivos no lineales y explosores que limitan la amplitud de las sobretensiones originadas por descargas atmosféricas, operación de interruptores o desbalanceos de sistema.

Un dispositivo de protección efectivo debe tener tres características principales:

Comportarse como un aislador mientras la tensión aplicada no exceda de cierto valor predeterminado, convertirse en conductor al alcanzar la tensión ese valor y conducir a tierra la onda de corriente producida por la onda de sobretensión.

Una vez desaparecida la sobretensión y restablecida la tensión normal, el dispositivo de protección debe ser capaz de interrumpir la corriente. Estas características se logran con el pararrayos.

Los pararrayos cumplen con las siguientes funciones:

Descargar las sobretensiones cuando su magnitud llega al valor de la tensión disruptiva de diseño.

Conducir a tierra las corrientes de descargas producidas por las sobretensiones.

Debe desaparecer la corriente de descarga al desaparecer las sobretensiones.

No deben operar con sobretensiones temporales, de baja frecuencia.

La tensión residual debe ser menor que la tensión que resisten los aparatos que protegen.

Las características de los pararrayos deben seleccionarse con arreglo a las condiciones específicas de cada sistema, y coordinarse con el aislamiento de los transformadores o cables de potencia.

La tensión nominal que se indica en la placa de un pararrayos se refiere a la tensión máxima, a frecuencia nominal, a la cual se puede interrumpir la corriente remanente de una descarga transitoria, quedando después el pararrayos como si fuera un aislador.

Para seleccionar la tensión nominal de los pararrayos, uno de los puntos a considerar son las sobretensiones por fallas en el sistema, siendo la más importante la falla de fase a tierra que es la que produce las sobretensiones, a frecuencia nominal, de mayor magnitud. La magnitud de estas sobretensiones depende de las características del sistema y especialmente de la forma en que están conectados los neutros de los transformadores y los generadores. Los dos parámetros principales que definen la magnitud de las sobretensiones son las relaciones  $\frac{X_0}{X_1}$  y  $\frac{R_0}{R_1}$  donde  $X_1$  y  $X_0$  son respectivamente las reactancias positivas y cero del sistema y  $R_1$   $R_0$  son también las resistencias de secuencia positiva y cero, respectivamente.

En la grafica 4.1 se muestra la magnitud de las sobretensiones a tierra, durante un cortocircuito monofásico a tierra, expresado en por ciento con respecto a la tensión nominal entre fases, ante de ocurrir la falla, en función de  $\frac{X_0}{X_1}$  y de  $\frac{R_0}{R_1}$  y para un valor dado de  $R_1$  y  $R_2$ .

Estas relaciones son las que determinan la tensión nominal por seleccionar y a partir de la cual se especifican los pararrayos adecuados.

De acuerdo con normas, los pararrayos se denominan de 100, 80 y 75% considerando que a medida que los pararrayos disminuyen su porcentaje de tensión, disminuye asimismo su precio. Los de 100% se utilizan en sistema con neutro aislado o con alta impedancia a tierra, su tensión nominal es de un 5% mayor que la tensión nominal del sistema.

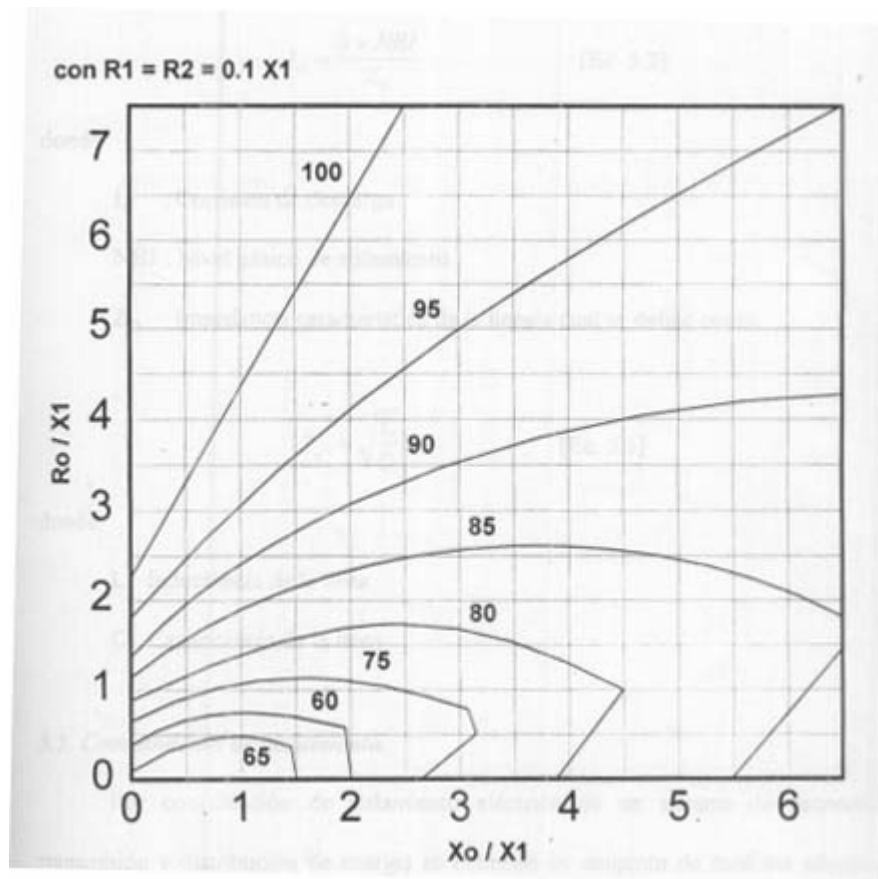


Figura 4.1 Factor de conexión  $K_T$

Los pararrayos menores de 100% se utilizan en sistema conectados directamente a tierra, variando su valor nominal en función de la relación de las impedancias, según se observa en la figura 4.1. Es decir, si el sistema tiene como parámetro  $\frac{X_o}{X_1} = 3$  y  $\frac{R_o}{R_1} = 1$  el punto está entre las curvas de 80 y 75%, por lo que puede solicitarse un pararrayos de 80%. Una consideración importante en la selección de un pararrayos, es que al utilizar uno de tensión inferior al de 80%, éste será más barato, pero va a operar con mayor frecuencia, exponiéndose a una mayor posibilidad de fallas. Por el contrario, si se utiliza un pararrayos para una tensión superior a la adecuada (10% arriba) puede que nunca opere y además debido a que su tensión de

operación se acercaría a los niveles límite del aislamiento del equipo por proteger, podría ocurrir que el equipo protegido se dañara.

Por lo anterior, y atendiendo a las estadísticas, se recomienda que para sistema con el neutro conectado directamente a tierra la tensión nominal del pararrayos pueda ser hasta un 10% mayor que el valor indicado en la figura 4.1.

#### **4.4.4.1 Características del Pararrayos**

Las características más importante para la selección de un pararrayos son:

##### **4.4.4.1.1 Tensión Nominal**

Es el valor eficaz de la tensión máxima permisible entre terminales a frecuencia de la red, y a la cual el pararrayos está diseñado para operar continuamente sin que varíen sus características.

La tensión nominal de un pararrayos se calcula en forma aproximada por la siguiente relación:

$$V_n = K_T \times V_m \quad (\text{Ec. 4.1})$$

que es aplicable sólo para sobretensiones producidas por descarga de rayo y no por operación de interruptores.

Donde:

$V_n$ : Tensión nominal en voltios del pararrayos.

$V_m$ : Tensión máxima en voltios, entre fases del sistema.

$K_T$ : Factor de aterramiento del sistema, cuya magnitud depende de las relaciones

$$\frac{R_o}{X_1} \text{ y } \frac{X_o}{X_1}$$

$R_o$ : Resistencia de secuencia cero del sistema.

$X_o$ : Reactancia de secuencia cero del sistema.

$X_1$ : Reactancia de secuencia positiva.

Como dato práctico se utilizará  $K_T = 0,8$  para sistema con neutro efectivamente conectado a tierra, lo cual cumple con que:

$$\frac{R_o}{X_1} \leq 1,0 \text{ y } \frac{X_o}{X_1} \leq 3,0$$

#### **4.4.4.1.2 Tensión de Descarga al Impulso**

Es el valor eficaz de la tensión mínima a frecuencia de la red, que aplicada entre los terminales del pararrayos produce la descarga.

#### **4.4.4.1.3 Tensión Residual**

Es la tensión existente entre los terminales de un pararrayos durante el paso de la corriente de descarga.

#### **4.4.4.1.4 Intensidad de descarga**

Se define así el valor pico de un impulso de corriente normalizado con una onda de  $8 \times 20$  microsegundos que se utiliza para la clasificación de los pararrayos.

Estos impulsos suelen ser del orden de 10 kA de acuerdo con las normas CEI-99-1 o ANSI-C62-1. Teóricamente los pararrayos deben absorber completamente la energía de impulso de un rayo, sin corriente posterior de descarga.

#### **4.4.4.1.5 Intensidad de Descarga Máxima**

Designa la onda de corriente de breve duración y de máxima amplitud que el pararrayos puede dejar pasar cierto número de veces a intervalos de tiempo determinados, sin que se produzcan fallas. Esta magnitud fija la capacidad calorífica del aparato y es de 10 a 20 veces mayor que el poder de descarga nominal.

#### **4.4.4.1.6 Intensidad de Descarga Nominal**

Se define como la amplitud de la corriente de choque que al circular por el pararrayos produce una tensión residual que no sobrepasa el valor máximo fijado por la coordinación de aislamiento

La corriente de descarga nominal o corriente de descarga del pararrayos se puede calcular a partir de la siguiente expresión:

$$I_d = \frac{2 \times E}{Z_o} \quad (\text{Ec. 4.2})$$

Donde:

$I_d$ : Corriente de descarga en kiloamperes.

$E$ : Magnitud de la onda de sobretensión que incide en la subestación en kV.

(Usualmente se toma el NBI del sistema)

$Z_o$ : Impedancia característica de la línea.

#### **4.4.4.1.7 Conexión a Tierra**

La conexión a tierra de los pararrayos debe ser usando barras de tierra en tal forma que la resistencia de contacto a tierra no sobrepase  $5\Omega$  para tensiones menores de 230 kV.

#### **4.4.4.1.8 Tensión de Descarga a Baja Frecuencia**

Es el valor eficaz de la tensión mínima a frecuencia de la red, que aplicada entre los terminales del pararrayos produce la descarga.

#### **4.4.4.2 Localización del Pararrayos**

La correcta protección de un equipo altamente sensible a las sobretensiones eléctricas, como pueden ser los transformadores o los cables de potencia depende de la distancia entre el punto en que se localizan los pararrayos y el punto en que se localiza el equipo por proteger.

Entre los factores principales que afectan la separación entre los pararrayos y el equipo por proteger, se considera los siguientes:

Magnitud y pendiente del frente de onda de tensión incidente

Característica de protección del pararrayos

Magnitud y forma de la onda de tensión que puede resistir el transformador

Impedancia característica de líneas y buses



Los pararrayos producen la máxima protección en el punto donde se encuentra localizado, y su nivel de protección disminuye en ambos sentidos a partir del punto máximo, disminuyendo la protección del equipo, a medida que éste se va alejando del pararrayos.

La tensión originada por una onda que aparece en un punto, a una distancia determinada del pararrayos, ésta dada por la expresión:

$$V_{\max} = V_0 + 2 \times \left( \frac{dv}{dt} \right) \times \frac{D}{300} \quad (\text{Ec. 4.3})$$

Donde:

$V_{\max}$ : Tensión que aparece en punto  $p$  a una distancia  $D$  entre el punto y el

Pararrayos, originada por una sobretensión transitoria (Tensión máxima permisible)

$V_0$ : Tensión de máxima descarga del pararrayos o tensión residual, en kV

$\frac{dv}{dt}$ : Pendiente del frente de onda incidente en kV  $\mu$ s

$D$ : Distancia en metros entre el pararrayos y el punto a proteger

300: Velocidad de propagación de la onda en metros/  $\mu$ s

#### 4.4.4.3 Protección Mediante Pararrayos

La protección más completa y segura para limitar las sobretensiones de origen atmosférico a valores no peligrosos para la aislación del equipo, se obtiene con la instalación de pararrayos.

El pararrayos fija el nivel de protección de la instalación que se define como la tensión máxima que aparece entre sus bornes de línea a tierra en las condiciones de ensayos con ondas de impulso especificadas y representativas de las condiciones reales de servicio.

La coordinación de aislamiento se logra estableciendo una relación entre la tensión nominal de operación de una instalación, la tensión dieléctrica de los equipos a proteger y las características de los dispositivos de protección contra las sobretensiones.

Para coordinar la protección se considera el margen de protección contra rayos. Este margen se puede calcular a partir de la siguiente expresión:

$$MP = \frac{NBI - V_p}{V_p} \times 100 \quad (\text{Ec. 4.4})$$

Donde:

MP: Margen de protección del pararrayos contra descargas atmosféricas en por ciento.

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

$V_p$ : Tensión de arqueo para 100% de descarga o tensión de impulso en kV.

## 4.5 SELECCIÓN DE LOS PARARRAYOS Y COORDINACIÓN DEL AISLAMIENTO DE LA SUBESTACIÓN GUACA

El procedimiento para la selección del pararrayos y la coordinación de aislamiento es el siguiente:

Los datos del sistema son: dos transformadores trifásicos, cada transformador con una capacidad de 36 MVA y con una transformación  $T_1 = 115/13,8$  kV y  $T_2 = 115/34,5$  kV, delta estrella con el neutro conectado a tierra ( $K_T: 0,8$ ) y su nivel de aislamiento de 550 kV.

### 4.5.1 Tensión Nominal

La tensión nominal del pararrayos, considerando el valor de la tensión máxima de diseño  $V_{\max} = 123$  kV. Por lo tanto:

$$V_n = K_T \times V_{\max} \quad (\text{Ec. 4.1})$$

$$V_n = 0,8 \times 123$$

$$V_n = 98 \text{ kV}$$

La tensión nominal del pararrayos es de 98 kV

### 4.5.2 Corriente de Descarga Nominal

La corriente de descarga del pararrayos es:

$$I_d = \frac{2 \times NBI}{Z_o} \quad (\text{Ec. 4.2})$$

$$Z_o = \sqrt{\frac{L}{C}} \quad (\text{Ec. 4.3})$$

Donde:

L:  $1,62 \times 10^{-3} \text{ H/km}$  (Inductancia de la línea)

C:  $7 \times 10^{-9} \text{ F/km}$  (Capacitancia de la línea)

Estos valores de inductancia y capacitancia se obtuvieron mediante las siguientes expresiones:

$$L = 0,7411 \text{Log} \frac{D_m}{D_s} \text{ H/km} \quad (\text{Ec. 4.4})$$

$$C = \frac{0,0388}{\text{Log} \left( \frac{D_m}{D_{sc}} \right)} \text{ F/km} \quad (\text{Ec. 4.5})$$

$$Z_o = \sqrt{\frac{1,62 \times 10^{-3}}{7 \times 10^{-9}}}$$

$$Z_o = 482 \Omega$$

$$I_d = \frac{2 \times 550}{482}$$

$$I_d = 2,82 \text{ kAmp}$$

Como las estadísticas indican que el 90% de las descargas atmosféricas son inferiores a 5 kA en líneas de distribución, y el 95% son inferiores a 10 kA en líneas de alta tensión, se puede considerar que para definir la capacidad de corriente de un pararrayos que se va a fijar en una instalación, hay que tomar en cuenta el costo del

equipo por proteger y la frecuencia de las tormentas, factores que permiten juzgar si se utilizan o no pararrayos de gran capacidad de descarga. Como esto es proporcional al costo, es común que para las subestaciones de regular importancia se utilicen los pararrayos de 10 kA que protegen el 90% de los casos de sobretensión.

Con los valores obtenidos y las características de protección del pararrayo tipo subestación del Anexo D, se obtiene lo siguiente:

#### 4.5.3 Datos del Pararrayos

Tensión Nominal ( $V_n$ ) = 98 kV

Tensión máxima en el pararrayos o en el sistema ( $V_m$ ) = 123 kV

Corriente de Descarga ( $I_d$ ) = 10 kA

Tensión de descarga o tensión de impulso = 340 kV

Tensión residual para una onda corriente de  $8 \times 20\mu\text{seg} \times 10.000 \text{ A} = 316 \text{ kV}$

#### 4.5.4 Cálculo del Margen de Protección por Rayo

A partir de los valores de tensión máxima del pararrayos y el Nivel Básico de Impulso se calcula el margen de protección mediante la ecuación 4.4.

$$MP = \frac{NBI - V_p}{V_p} \times 100 \quad (\text{Ec. 4.6})$$

$$MP = \frac{550 - 340}{340} \times 100$$

$$MP = 62 \%$$

Se observa que el mayor margen de protección del equipo que podemos obtener con este pararrayos es de 62 %, y excede del margen mínimo que es del 20%. Por lo tanto el pararrayos seleccionado es adecuado para la protección del transformador, que es el equipo a proteger.

El cálculo de la tensión máxima permisible en el equipo por proteger se obtiene a través de la ecuación 2.70.

$$V_{max} = (1 - 0,2) \times NBI \quad (\text{Ec. 2.70})$$

$$V_{max} = (1 - 0,2) \times 550$$

$$V_{max} = 440 \text{ kV}$$

A través de la ecuación 4.7 se calcula la distancia máxima a que se puede instalar los pararrayos es:

$$D = \frac{300 \times (V_m - V_o)}{2 \times \left( \frac{dv}{dt} \right)} \quad (\text{Ec. 4.7})$$

Donde:

D: Distancia en metros entre el pararrayos y el equipo por proteger.

$V_m$ : Tensión máxima permitida en el equipo por proteger.

$V_o$ : Tensión máxima de descarga del pararrayo o tensión residual en kV.

$\frac{dv}{dt}$ : Pendiente del frente de onda en kV/ $\mu$ s.

El de la pendiente de la onda se obtiene con lo establecido por las normas ANSI como:

$$S = \frac{100}{12} \times V_n \quad (\text{Ec. 4.8})$$

$$S = \frac{100}{12} \times 98$$

$$S = 817 \text{ kK}/\mu\text{seg}$$

$$D = \frac{300 \times (440 - 340)}{2 \times 817}$$

$$D = 19 \text{ m}$$

El equipo a proteger es el transformador, por lo que los pararrayos se colocaran a una distancia máxima de diecinueve metros (19 metros). Esta distancia es el recorrido que hace el conductor desde el pararrayo hasta el transformador. Por lo tanto se colocara un juego de pararrayos tipo estación en el pórtico de 115 Kv y otro por cada salida de 13,8 kV y 34,5 kV, para proteger a los transformadores y todo el equipo en la subestación Guaca.

Supongamos que el transformador se encuentra a 20 metros de cable desde el pararrayo al transformador y con la ecuación 4.10 se calcula la tensión máxima que se produce en el transformador.

$$V_{\max} = V_0 + 2 \times \left( \frac{dv}{dt} \right) \times \frac{D}{300} \quad (\text{Ec. 4.10})$$

$$V_{m\acute{a}x} = 316 + 2 \times 817 \times \frac{25}{300}$$

$$V_{m\acute{a}x} = 424 \text{ kV}$$

Se observa que esta tensi3n máxima de 424 kV, es menor que la tensi3n máxima permisible que es de 440 kV. Por lo tanto el pararrayo seleccionado cumple con las expectativas deseadas que son las de proteger al principal y más costoso equipo que conforma la subestaci3n, como lo es el transformador de potencia.



## **CAPÍTULO 5**

### **ESPECIFICACIONES TÉCNICAS DE LOS EQUIPOS SELECCIONADOS EN LAS SUBESTACIONES ELÉCTRICAS**

#### **5.1 INTRODUCCIÓN**

Las especificaciones son un conjunto de reglas escritas, de fácil comprensión, con una descripción clara y precisa de los requisitos técnicos de los materiales, equipos o servicios, que un comprador elabora basado en una o varias normas, que son parte integrante del contrato de compra venta con un fabricante, y que sirven de base para la fabricación de un equipo determinado.

En las especificaciones se fijan los requisitos mínimos de aceptación en cuanto a las característica eléctricas, mecánicas, químicas, etc., así como las pruebas de prototipo, de rutina y especiales requeridas. En este inciso se intenta describir las características eléctricas mas importante de los equipos seleccionados para el diseños de las subestaciones.

#### **5.2 CARACTERÍSTICAS ELÉCTRICAS DE LOS EQUIPOS SELECCIONADOS PARA EL DISEÑO DE LAS SUBESTACIONES ELÉCTRICAS**

##### **5.2.1 Transformador de Potencia**

Los transformadores de potencia seleccionado, tiene una capacidad de 36 MVA, con una relación de transformación de 115/34,5 kV y 115/13,8 kV.

Los transformadores de potencia debe cumplir con todas las especificaciones de la norma de CADAFE de subestaciones de distribución eléctrica para los niveles de voltaje mencionados anteriormente, norma de CADAFE NS-110- 1984.

La empresa ELEORIENTE utiliza una gama de marcas de transformadores. Las marcas de los transformadores a utilizados en nuestro diseño son: El de 115 / 34,5 kV y el de 115/13,8 kV, la marca es SIEMENS

Tabla N° 5.1 Características Técnicas del Transformador de 115/34,5 kV

Capacidad (MVA)	36
Frecuencia (Hz)	60
Números de Fase	3
Clase de Enfriamiento	OA/FA
Uso	Intemperie
Números de Arrollos	2
Impedancia ( %)	9,84
Arrollado Primario	
Tensión Nominal (kV)	115
Tensión Máxima de Diseño (kV)	123
Nivel Básico de Aislamiento (kV)	550
Corriente Nominal (A)	181
Conexión	Delta – Estrella
Arrollo Secundario	
Tensión Nominal (kV)	34,5
Tensión Máxima de Diseño (kV)	38
Nivel Básico de Aislamiento (kV)	200

Corriente Nominal (A)	602
Conexión	Estrella con Neutro a Tierra

Tabla N° 5.2 Características Técnicas del Transformador de 115/13,8 kV

Capacidad (MVA)	36
Frecuencia (Hz)	60
Números de Fase	3
Clase de Enfriamiento	OA/FA
Uso	Intemperie
Números de Arrollos	2
Impedancia ( %)	9,84
Arrollado Primario	
Tensión Nominal (kV)	115
Tensión Máxima de Diseño (kV)	123
Nivel Básico de Aislamiento (kV)	550
Corriente Nominal (A)	181
Conexión	Delta – Estrella
Arrollo Secundario	
Tensión Nominal (kV)	13,8
Tensión Máxima de Diseño (kV)	15

Nivel Básico de Aislamiento (kV)	110
Corriente Nominal (A)	1506
Conexión	Estrella con Neutro a Tierra

### 5.2.2 Interruptor Principal de Potencia (Disyuntor)

El interruptor de potencia seleccionado es del tipo ABB. Este ha sido diseñado para ser empleado en sistemas de 115kV y 31,5kA, de cortocircuito simétrico. Este estará provisto de un relé numérico ABB 2000R DPU

Las especificaciones técnicas de este interruptor de encuentra en la tabla 5.3

Tabla N° 5.3 Características Técnicas Garantizadas del Interruptor de Potencia

Tensión Nominal (kV)	115
Frecuencia (Hz)	60
Números de Polos	3
Tensión Máxima de Utilización (kV)	145
Corriente Nominal (A)	3150
Ciclo de Operación	0-0,3s - 3min-Co
Capacidad de Cortocircuito (kA)	31,5
Voltaje Onda de Choque (kV)	650

Voltaje Onda de Choque a Frecuencia Industrial (kV)	275
Cámara de Extinción	En Gas SF <sub>6</sub>
Control	ABB 2000R DPU

### 5.2.3 Reconectores

Los reconectores utilizados son del tipo GVR, para las salidas de 13,8 kV y del tipo SIPROTEC para la salida de 34,5 kV, su función es la de sacar de servicio la salida de la línea que presente falla en un determinado momento. Las especificaciones técnicas de cada uno están presentadas en las tablas 5.4 y 5.5 respectivamente.

Tabla 5.4 Especificaciones Técnicas del Reconectores de 13,8 kV

Tensión Nominal (kV)	13,8
Tensión Máxima de Diseño (kV)	15,5
Frecuencia (Hz)	60
Máxima Corriente de Interrupción (kA)	12,5
Nivel Básico de Impulso (NBI)	110
Máximo Tiempo de Interrupción (seg)	0.060
Temperatura de Operación	-40 a 70°C
Corriente nominal (A)	560
Control	PCD 200

Tabla 5.5 Especificaciones Técnicas del Reconectores de 34,5 kV

Tensión Nominal (kV)	34,5
Tensión Máxima de Diseño (kV)	38
Frecuencia (Hz)	60
Máxima Corriente de Interrupción (kA)	25
Nivel Básico de Impulso (NBI)	200
Máximo Tiempo de Interrupción (seg)	0.040
Temperatura de Operación	-40 a 70°C
Corriente nominal (A)	630
Control	ABB MICROSCHIELD O/c

#### 5.2.4 Transformador de Corriente

La selección de los transformadores de corriente para el diseño de las subestaciones serán, las que cumplan con las especificaciones técnicas requeridas, que se muestran en las tablas 5.6, 5.7 y 5.8

Tabla 5.6 Especificaciones Técnicas de los Transformadores de Corriente  
13,8 kV

Tensión Nominal (kV)	13,8
Tensión Máxima de Diseño (kV)	15
Nivel Básico de Aislamiento (kV)	150

Cantidad de Núcleos	3
RCT	1500:1
Frecuencia (Hz)	60

Tabla 5.7 Especificaciones Técnicas de los Transformadores de Corriente 34,5 kV

Tensión Nominal (kV)	34,5
Tensión Máxima de Diseño (kV)	38
Nivel Básico de Aislamiento (kV)	200
Cantidad de Núcleos	3
RCT	1000:1
Frecuencia (Hz)	60

Tabla 5.8 Especificaciones Técnicas de los Transformadores de Corriente 115 kV

Tensión Nominal (kV)	115
Tensión Máxima de Diseño (kV)	123
Nivel Básico de Aislamiento (kV)	550
Cantidad de Núcleos	3
RCT	200:1

Frecuencia (Hz)	60
-----------------	----

### 5.2.5 Transformadores de Tensión

Los transformadores de tensión seleccionados para el diseño de las subestaciones, son con las que cumpla con las especificaciones técnicas requeridas, que se muestra en la tabla 5.9.

Tabla 5.9 Especificaciones Técnicas requeridas de los Transformadores de Tensión

Tensión Nominal (kV)	13,8
Tensión Máxima de Diseño (kV)	15
Nivel Básico de Aislamiento (kV)	150
Tensión de Salida	120
Frecuencia (Hz)	60
Tipo de Aislamiento	Encapsulado en Resina Epoxica o Cerámica
Clase de Aislamiento (kV)	15
Potencia (VA)	15
Clase de Medición	0,5

### 5.2.6 Pararrayos



Los pararrayos seleccionados para proteger a las subestaciones contra las descargas atmosféricas son de tipo estación, y las especificaciones técnicas mínimas requeridas que deben presentar los pararrayos son las que se muestran en la tabla 5.6. 5.7 y 5.8

Tabla 5.10 Especificaciones Técnicas requeridas de los Pararrayos de 13,8 kV

Tensión Nominal (kV)	12
Corriente de Descarga Nominal con Ondas de 8x20 $\mu$ seg (kA)	10
Tensión de Impulso para 100% de Descarga. Para una rata de 250 kV/seg	42 – 55
Frecuencia (Hz)	60
Tensión residual para una corriente de 8x20 $\mu$ seg, en (kV) con una Amplitud de:	
5 kA	29,5 – 42
10 kA	33,5 – 44
20 kA	39 – 47
Distancia de Fuga Mínima hasta la Abrazadera (cm)	34,5
Tensión de Impulso para una onda de 1,2 – 50 $\mu$ seg (BIL)(kV)	110
Conexión	Fase Tierra
Material	Cerámica Superficie Virtificada

Tabla 5.11 Especificaciones Técnicas requeridas de los Pararrayos de 34,5 kV

Tensión Nominal (kV)	30
Corriente de Descarga Nominal con Ondas de 8x20 $\mu$ seg (kA)	10
Tensión de Impulso para 100% de Descarga. Para una rata de 250 kV/seg	92 – 105
Frecuencia (Hz)	60
Tensión residual para una corriente de 8x20 $\mu$ seg, en (kV) con una Amplitud de:	
5 kA	59 – 80
10 kA	67 – 87
20 kA	75 – 94
Distancia de Fuga Mínima hasta la Abrazadera (cm)	97
Tensión de Impulso para una onda de 1,2 – 50 $\mu$ seg (BIL)(kV)	200
Conexión	Fase Tierra
Material	Cerámica Superficie Virtificada

Tabla 5.12 Especificaciones Técnicas requeridas de los Pararrayos de 115 kV

Tensión Nominal (kV)	108
Corriente de Descarga Nominal con Ondas de 8x20 $\mu$ seg (kA)	10
Tensión de Impulso para 100% de Descarga. Para una rata de 250 kV/seg	304 – 340
Frecuencia (Hz)	60
Tensión residual para una corriente de 8x20 $\mu$ seg, en (kV) con una Amplitud de:	
5 kA	261 – 282
10 kA	296 – 315
20 kA	320 – 332
Distancia de Fuga Mínima hasta la Abrazadera (cm)	258
Tensión de Impulso para una onda de 1,2 – 50 $\mu$ seg (BIL)(kV)	550
Conexión	Fase Tierra
Material	Cerámica Superficie Virtificada

### 5.2.7 Seccionadores

Todos los seccionadores deben cumplir con la norma IEC 129 y ANSI C-37-30, estas normas se consideran complementarias entre sí, pero en caso de contradicciones se regirá por la jerarquía que se nombro

Los seccionadores serán para montaje intemperie, con sistema de fijación para estructura de acero.

Tabla 5.14 Especificaciones Técnicas Requeridas de los Seccionadores

Tensión Nominal (kV)	13,8	34,5	115
Tensión Máxima de Diseño(kV)	17,5	38	123
Frecuencia (Hz)	60	60	60
Tensión de Impulso a Tierra en (kV)	110	200	550
Tensión de Impulso a través del Seccionador Abierto en (kV)	125	220	550
Corriente Nominal (A)	600	600	2000
Corriente Máxima de Corta Duración (1seg.) en (kA)	10	10	40
Tipo de Aislador	Porcelana	Porcelana	Porcelana
Distancia de Fuga (mm)	330,2	609,6	2565

### 5.2.8 Cortacorriente

Los cortacorriente serán para montaje vertical y del tipo intemperie, con sistema de fijación para cruceta de acero. Los cortacorrientes deben cumplir con las especificaciones técnicas mostrada en la tabla 5.9.

Tabla 5.15 Especificaciones Técnica Requeridas de los Cortacorrientes

Tensión Nominal (kV)	13,8	34,5
Tensión Máxima de Diseño(kV)	27	38
Nivel Básico de Aislamiento en (kV)	150	200
Corriente Nominal (A)	100	100
Corriente de Cortocircuito Asimétrica (A)	8000	8000
Corriente de Cortocircuito Simétrica (A )	4000-8000	4000-8000
Distancia de Fuga (mm)	368	609,6

### 5.2.8. Transformador de Distribución para Servicios Auxiliares

El transformador de servicios auxiliares de corriente alterna debe cumplir con las normas CADAFE 375-93 y en su efecto con la norma COVENIN 536-1194

Tabla N° 5.16 Características de los Transformadores de Servicios Auxiliares

Potencia Nominal	25	
Números de Fase	3	
Tipo	Distribución	
Montaje	Intemperie	
Frecuencia (Hz)	60	
Devanado	Alta	Baja
Tensión Nominal	13,8 kV	220/110 V
Conexión	Delta	Estrella con Neutro a Tierra
Cambiador de Toma	Tipo	Gama de Regulación
	Sin Carga	±5%

## CONCLUSIONES

Después de haber culminado el trabajo de investigación, se presenta a continuación una serie de conclusiones:

Se realizó el estudio y cálculo para diseño de la subestación Guaca bajo los parámetros de diseños que exige las normativas de la empresa ELEORIENTE.

Los conductores que intervienen en el diseño de las barras colectoras cumple con los criterios eléctricos y mecánicos que exige las normas de la empresa ELEORIENTE.

En el diseño de la malla de puesta a tierra, se utilizó un método llamado hincamiento profundo, esto con el fin de que la malla cumpla con las máximas condiciones de seguridad en las instalaciones y para el personal que labora en ella.

Se realizó un estudio de apantallamiento, para proteger el transformador de potencia, debido a las sobretensiones que se producen por los rayos que caen en las subestaciones, utilizando como elemento de protección los cables de guarda.

Se estudio la coordinación de aislamiento de las Subestaciones, arrojando valores aceptables, siendo el margen de coordinación mayor al 20% que recomienda la norma.

## **RECOMENDACIONES**

Para que las subestaciones eléctricas tengan un buen funcionamiento, sea segura y tenga un periodo de vida larga, se recomienda la siguiente:

Se debe emplear un método para realizar un mantenimiento periódico al sistema de puesta a tierra de las subestaciones, y así mantener los voltajes de paso y toque permisibles dentro de los límites de seguridad.

Proveer a todo el personal técnico de la empresa del departamento de subestaciones de todos los equipos y herramientas, así como también la compra u obtención de un Megger de cuatro puntos, para el mantenimiento de las subestaciones.

Planificar un mantenimiento y una inspección continua de todos los equipos que intervienen en las subestaciones, y realizar una data de esto.

Se deben respetar todas las distancias mínimas de seguridad en las instalaciones, para evitar accidentes en el personal que labora en ella y en los equipos.

Realizar las pruebas recomendadas por ELEORIENTE antes de colocar en servicio cualquier equipo.



## BIBLIOGRAFÍA

Martín, J. “Diseño de Subestaciones Eléctricas”, Editorial Mc. Graw- Hill- Internacional de México. S.A. Mayo (1992).

Cavallotti, J. “Disposiciones Constructivas de Subestaciones a la Intemperie en Altas y muy Altas Tensiones”, Tomo I Compañía Anónima de Administración y Fomento Eléctrico CADAFE. Caracas, Venezuela. (1968).

CADAFE. “Unidad N°3 Equipos que Integran una Subestación”, Departamento de Subestaciones. Caracas, Venezuela. (1984).

Navas, R. “Actualización de los Parámetros de Diseño y Construcción Para las Subestaciones de Distribución de Eleoriente”, Tesis de Grado, Universidad de Oriente. (1996).

CADAFE. “Normas Para Proyectos de Subestaciones”, Dirección de Desarrollo Gerencia de Coordinación y Logísticas Departamentos de Normas y Equipos Eléctricos, Caracas, Venezuela. (1984).

Mariña, N. “Remodelación de Líneas 2.4KV. en el Distrito Montes, Estado Sucre y Diseño de Subestaciones Rural 500KV, 34.5/13.8KV. en Quebrada Seca”, Tesis de Grado, Universidad de Oriente, Anzoátegui. (1990).

CADAFE. “Normas Para Proyectos de Subestaciones NS”, Dirección de Desarrollo Gerencia de Coordinación y Logísticas Departamentos de Normas y Equipos Eléctricos, Caracas, Venezuela. (1984).

Harper, G. “Elementos de Diseño de Subestaciones Eléctricas”, Editorial Limusa, México (1.999).

I. J., Meneses Toledo. “Planificación y Diseño de una Subestación de Distribución para los niveles 34,5/13,8 kV Zona Sucre ELEORIENTE”, Tesis de Grado, Universidad de Oriente. (1995).

Vallejo, V. “Requerimientos Mínimos para Mejorar la Operación y el Funcionamiento de las Subestaciones de Distribución Eléctrica 34,5/13,8 kV de los Municipios Ribero y Andrés Eloy Blanco. ELEORIENTE Zona Sucre”, Universidad de Oriente. (2003).

**ANEXOS**

Tabla A.1 Efecto Piel

X	K	X	K	X	K	X	K
0,0	1,00000	1,0	1,00519	2,0	1,07816	3,0	1,31809
0,1	1,00000	1,1	1,00758	2,1	1,09375	3,1	1,35102
0,2	1,00001	1,2	1,01071	2,2	1,11126	3,2	1,38504
0,3	1,00004	1,3	1,01470	2,3	1,13069	3,3	1,41999
0,4	1,00013	1,4	1,01969	2,4	1,15207	3,4	1,45570
0,5	1,00032	1,5	1,02582	2,5	1,17538	3,5	1,49202
0,6	1,00067	1,6	1,03323	2,6	1,20056	3,6	1,52879
0,7	1,00124	1,7	1,04205	2,7	1,22753	3,7	1,56567
0,8	1,00212	1,8	1,05240	2,8	1,25620	3,8	1,60314
0,9	1,00340	1,9	1,06440	2,9	1,28644	3,9	1,64051

Tabla A. 2 Constantes de Materiales

Descripción	Conductividad (%)	Factor $\alpha_r$ a 20° C	K ( $1/\alpha_0$ ) a 0°C	Temp. fusión(°C)	$\rho_r$ a 20°C ( $\mu\Omega/cm$ )	Factor TCAP valor efect. ( $J/cm^3/^\circ C$ )
Cobre recocido	100,0	0,00393	234	1083	1,7241	3,422
Cobre estirado en frío	97,0	0,00381	242	1084	1,7774	3,422
Acero cobrizado	40,0	0,00378	245	1084/1300	4,397	3,846
Acero cobrizado	30,0	0,00378	245	1084/1300	5,862	3,846
Aluminio comercial EC	61,0	0,00403	228	657	2,862	2,556
Aleación de aluminio 5005	53,5	0,00353	263	660	3,2226	2,598
Aleación de aluminio 6201	52,5	0,00347	268	660	3,2840	2,598
Acero aluminizado	20,3	0,00360	258	660/1300	8,4805	2,670
Acero galvanizado	8,5	0,00320	293	419/1300	20,1	3,931
Acero inoxidable	2,4	0,00130	749	1400	72,0	4,032

Tabla A.3 Constantes

CM o AWG	D (mm)	S (mm <sup>2</sup> )	N° hilos (mm)	Diámetro de hilo (mm)	Resist 25°C (Ω- m)	Resist 50°C (Ω- m)	X <sub>L</sub> (Ω-Km)	X <sub>C</sub> (Ω-Km)	Carga de Ruptura (Kg)	Peso (Kg/Km)	(1) I (A)
750000	25,32	380,60	37	3,62	0,0508	0,0552	0,2589	0,0585	11.862	3.447,63	1.090
700000	24,46	353,76	37	3,49	0,0541	0,0585	0,2620	0,0592	10.953	3.216,47	1.040
600000	22,63	303,00	37	3,23	0,0625	0,0680	0,2682	0,0606	9.380	2.757,26	940
500000	20,59	253,17	19	4,12	0,0743	0,0810	0,2763	0,024	7.856	2.297,76	840
450000	19,55	228,02	19	3,91	0,0822	0,0897	0,2800	0,0633	7.060	2.068,01	780
400000	18,44	203,08	19	3,69	0,0922	0,1006	0,2844	0,0644	6.282	1.838,26	730
350000	18,03	177,42	12	4,34	0,1050	0,1147	0,2856	0,0648	5.452	1.608,01	670
300000	16,68	152,22	12	4,02	0,1222	0,1336	0,2918	0,0663	4.713	1.378,77	610
250000	15,24	126,18	12	3,66	0,1460	0,1597	0,2987	0,0679	3.954	1.149,02	540
4/0	13,30	107,20	7	4,42	0,1728	0,1883	0,3126	0,0706	3.297	972,30	480
3/0	11,80	85,00	7	3,93	0,2175	0,2374	0,3219	0,0727	2.636	770,95	420
2/0	10,50	67,40	7	3,50	0,2735	0,2989	0,3306	0,0748	2.105	611,32	360
1/0	9,30	53,50	7	3,12	0,3449	0,3772	0,3393	0,0770	1.680	485,24	310
1	8,30	42,40	7	2,78	0,4344	0,4755	0,3480	0,0791	1.342	384,75	270

2	7,40	33,60	7	2,47	0,5481	0,5991	0,3567	0,0812	1.071	304,00	230
4	5,18	21,15	Sólido	-	0,8539	0,9341	0,3785	0,0879	719	133,00	170
6	4,11	13,30	Sólido	-	1,3548	1,4853	0,3958	0,0921	458	118,29	120
8	3,26	8,36	Sólido	-	1,1566	2,3602	0,4129	0,0933	292	74,37	90

Tabla A.4. Parámetros para el dimensionamiento del Banco de Baterías

Tipo de Servicio	Voltaje Normal (VDC)	Voltaje Máximo (VDC)	Voltaje Mínimo (VDC)	Tiempo de Descarga (horas) Típicamente	Voltaje de Carga (Ecuilización) (Voltaje/Celda)	
					Baterías Plomo Acido	Baterías Níquel-Cadmio
Servicio Auxiliares	110	125	90	8 a 10	2,33 a 2,40	1,55 a 2,70
Servicios Auxiliares	125	140	105	8 a 10	2,33 a 2,40	1,55 a 2,70
Instrumentacion	24	27	22	8 a 10	2,33 a 2,40	1,55 a 2,70

Nota: la temperatura de operación debe oscilar en 25 °C



Tabla A.5. Características del Conductor de Aluminio Comercial EC desnudo

MCM o AWG	D (mm)	S (mm <sup>2</sup> )	N° hilos (mm)	D. de hilo (mm)	Resist 25°C (Ω/Km)	Resist 75°C (Ω/Km)	X <sub>L</sub> (Ω- Km)	X <sub>C</sub> (Ω- Km)	Carga de Ruptura (Kg)	Peso (Kg/ Km)	R <sub>oc</sub> a 20°C (Ω/ Km)	(1) I (A)
4/0	13,25	107	7	4,42	0,2689	0,3288	0,3126	0,1828	1783	296,00	0,2689	282
336,4	16,9	171	19	3,38	0,1691	0,2076	0,2915	0,1710	2786	470,00	0,1691	376
636	23,31	322	37	3,33	0,0894	0,1106	0,2660	0,1558	5154	888,00	0,0894	557
954 AA	28,55	483	37	4,08	0,0627	0,0746	0,2511	0,1461	7428	1333	0,0596	714
954 A	28,6	483	61	3,18	0,0628	0,0746	0,2505	0,1459	7663	1333	0,0596	714
1272	32,94	645	61	3,66	0,0481	0,0481	0,2393	0,1392	10002	1777	0,0447	830
1590	36,9	806	61	4,10	0,0390	0,0390	0,2312	0,1339	12230	2222	0,0357	959
2000	41,0	1012,58	91	3,76	0,0280	0,028	0,3117	0,1857	15521	2798	0,0218	1520

Tabla B.1 Factores de demanda y simultaneidad

EQUIPO	FACTOR DE DEMANDA (FD)	FACTOR DE SIMULTANEIDAD (FC)
Refrigeración		
Transformadores de Potencia	1	1
Refrigeración de Reactores	1	1
Motores de disyuntor	1	0,66 a 1 según los casos
Compresores de aire Comprimido	1	1
Cargadores de Batería	1	1
Aire acondicionado	1	1
Ventilación sala de Batería	1	1
Calefacción de Armarios	1	1
Tomacorrientes de 15 A monofásicos	0,5	0,3
Tomacorriente de 30 A monofásico	0,5	0,2
Iluminación de Pacios	1	1
Iluminación de Edificios	1	1
Iluminación de armarios Exterior	0,5	0,2

Bombas de aguas Blancas	1	0,1
----------------------------	---	-----

Tabla C.1 Característica de protección de pararrayos tipo subestación

Tensión nominal del pararrayos  kV eficaz	Tensión de impulso de arqueo por frente de onda		Tensión residual para una onda de impulso de corriente de descarga de 8×20 y valor de corriente		
	Índice de elevación de tensión (pendiente) kV/μseg	KV cresta máxima	5 kA	10 kA	20 kA
3	25	12	8,5	9	10
6	50	24	17	19	20
9	75	35	24	26	28
12	100	45	32	35	38
15	125	55	40	44	47
21	175	72	55	60	65
24	200	90	65	71	76
30	250	105	80	87	94
36	300	125	96	105	113
39	325	130	104	114	123
48	400	155	136	142	153
60	500	190	160	174	189
72	600	230	195	212	230
90	750	290	240	262	283
96	800	304	258	280	304
108	900	340	282	216	333
120	1000	370	320	350	378
144	1200	440	375	408	440
168	1200	510	450	490	530
180	1200	545	470	510	552
192	1200	575	500	545	588
240	1200	685	640	695	755
258	1200	730	522	584	666

**METADATOS PARA TRABAJOS DE GRADO, TESIS Y ASCENSO:**

<b>TÍTULO</b>	“ESTUDIO Y CÁLCULO ELÉCTRICO PARA EL DISEÑO DE UNA SUBESTACIÓN ELÉCTRICA 115KV DE DOS TRANSFORMADORES DE 36 MVA EN GUACA, CARUPANO - ESTADO SUCRE”
<b>SUBTÍTULO</b>	

**AUTOR (ES):**

<b>APELLIDOS Y NOMBRES</b>	<b>CÓDIGO CULAC / E MAIL</b>
ADGELMIR JOSÉ MÁRQUEZ ORTIZ	<b>CVLAC:</b> 16.996.030 <b>EMAIL:</b> marquezortiz.adg@hotmail.com

**PALÁBRAS O FRASES CLAVES:**Subestación EléctricaTransformadoresCálculo EléctricoEsquema EléctricoCircuitosArreglo Radial Simple

**METADATOS PARA TRABAJOS DE GRADO, TESIS Y ASCENSO:**

ÁREA	SUBÁREA
Ingeniería y Ciencias Aplicadas	
	INGENIERÍA ELÉCTRICA

**RESUMEN (ABSTRACT):**

El crecimiento constante de la carga y del consumo de energía eléctrica, motivadas principalmente por el desarrollo industrial y la elevación del nivel de vida de las poblaciones requiere la ampliación periódica de los sistemas eléctricos de generación y de distribución. Con el fin de obtener mejoras en los sistemas de distribución de energía eléctrica, y así, satisfacer las necesidades del crecimiento de los consumos eléctricos y mejorar la continuidad y calidad en el suministro de energía eléctrica en los suscriptores, se ha decidido la realización del diseño, de la subestación de Guaca de 115/34,5/13,8kV de 2 x 36MVA, ubicada en la ciudad de Carúpano. En la realización del diseño de subestaciones para una función determinada, es necesario realizar estudios para determinar la carga que va alimentar, el esquema eléctrico más apropiado, determinar el número de circuitos, la ubicación geográfica y tamaño del terreno, etc. Además la selección de las normas o criterios de la empresa que apliquen al diseño. Para este proyecto ELEORIENTE ha seleccionado para sus subestaciones por su costo reducido y fácil operación el arreglo radial simple, la subestación tendrá capacidad de 2x36MVA, con una relación de transformación 115kv/34.5Kv/13.8kV y cuatro circuitos de alimentación para cada transformador.

**METADATOS PARA TRABAJOS DE GRADO, TESIS Y ASCENSO:****CONTRIBUIDORES:**

APELLIDOS Y NOMBRES	ROL / CÓDIGO CVLAC / E_MAIL				
	ROL	CA	AS X	TU	JU
Suárez, Luis	CVLAC:	11.144.624			
	E_MAIL	suarezlu@pdvsa.com			
	E_MAIL				
	ROL	CA	AS	TU X	JU
Cova, Orlando	CVLAC:				
	E_MAIL	covaor@pdvsa.com			
	E_MAIL				
	ROL	CA	AS	TU	JU X
Parra, Hernán	CVLAC:	4.362.464			
	E_MAIL				
	E_MAIL				
	ROL	CA	AS	TU	JU X
Maza, Manuel	CVLAC:	8.266.951			
	E_MAIL	ingmanuelmaza@gmail.com			
	E_MAIL				
	ROL	CA	AS	TU	JU X

**FECHA DE DISCUSIÓN Y APROBACIÓN:**

2010	06	26
<b>AÑO</b>	<b>MES</b>	<b>DÍA</b>

**LENGUAJE: SPA**

**METADATOS PARA TRABAJOS DE GRADO, TESIS Y ASCENSO:****ARCHIVO (S):**

NOMBRE DE ARCHIVO	TIPO MIME
TESIS. Estudio y calculo electrico para el diseño de una subestacion electrica.doc	Application/msword

**CARACTERES EN LOS NOMBRES DE LOS ARCHIVOS:** A B C D E F  
G H I J K L M N O P Q R S T U V W X Y Z. a b c d e f g h i j k l m n o p q r s t u v  
w x y z. 0 1 2 3 4 5 6 7 8 9.

**ALCANCE**

**ESPACIAL:** PDVSA Costa Afuera, Gerencia de Desarrollo Social

**TEMPORAL:** 29/04/2010- 26/06/2010

**TÍTULO O GRADO ASOCIADO CON EL TRABAJO:**

Ingeniero Electrico

**NIVEL ASOCIADO CON EL TRABAJO:**

Pregrado

**ÁREA DE ESTUDIO:**

Departamento de Ingeniería Electrica

**INSTITUCIÓN:**

Universidad de Oriente/Núcleo de Anzoátegui



**METADATOS PARA TRABAJOS DE GRADO, TESIS Y ASCENSO:****DERECHOS:**

De acuerdo al artículo 41 del reglamento de trabajos de grado:

*“Los Trabajos de grado son exclusiva propiedad de la Universidad de Oriente y solo podrán ser utilizados a otros fines con el consentimiento del Consejo de Núcleo respectivo, quien lo participará al Consejo Universitario”*

**Márquez O., Adgelmir J.**

**AUTOR**

**Suárez, Luis**

**TUTOR**

**Parra, Hernán**

**JURADO**

**Maza, Manuel**

**JURADO**

**Verena Mercado**

**POR LA SUBCOMISIÓN DE TESIS**