

UNIVERSIDAD DE ORIENTE
NÚCLEO DE ANZOÁTEGUI
ESCUELA DE INGENIERÍA Y CIENCIAS APLICADAS
DEPARTAMENTO DE ELÉCTRICIDAD



**REMODELACIÓN DE UNA SUBESTACIÓN,
DE 20 MVA A 30 MVA, 34.5/13.8 KV,
MUNICIPIO SIMÓN BOLÍVAR,
PARROQUIA SAN CRISTÓBAL,
EDO. ANZOÁTEGUI.**

Realizado Por:

Hidalgo José Ríos Noriega.

TRABAJO PRESENTADO ANTE LA ILUSTRE UNIVERSIDAD DE ORIENTE
COMO REQUISITO PARCIAL PARA OPTAR AL TÍTULO DE:
INGENIERO ELECTRICISTA

PUERTO LA CRUZ, OCTUBRE DE 2010

UNIVERSIDAD DE ORIENTE
NÚCLEO DE ANZOÁTEGUI
ESCUELA DE INGENIERÍA Y CIENCIAS APLICADAS
DEPARTAMENTO DE ELÉCTRICIDAD



**REMODELACIÓN DE UNA SUBESTACIÓN,
DE 20 MVA A 30 MVA, 34.5/13.8 KV,
MUNICIPIO SIMÓN BOLÍVAR,
PARROQUIA SAN CRISTÓBAL,
EDO. ANZOÁTEGUI.**

Ing. José Carreño

Asesor Industrial

Ing. Pedro López

Asesor Académico

Ing. Lenin Natera.

Jurado Principal

Ing. Luis Suárez

Jurado Principal

PUERTO LA CRUZ, OCTUBRE 2010

RESOLUCIÓN

“DE ACUERDO AL ARTICULO 41, *DEL* REGLAMENTO DE TRABAJO DE GRADO: los trabajos de grado son de exclusiva propiedad de la Universidad de Oriente y solo podrán ser utilizados para otros fines, con el consentimiento del consejo de núcleo respectivo, el cual lo participará al concejo universitario”.

AGRADECIMIENTO

A mi Dios todo Poderoso. Mi guía Espiritual.

A la empresa CADAFE filial de CORPOELEC por darme la oportunidad de culminar mi carrera en sus instalaciones.

A mi asesor el Ingeniero José Carreño por su valiosa e incondicional asesoramiento en la elaboración de este trabajo y por recibir orientaciones que me servirán de ayuda en el futuro.

A mi asesor académico Profesor Pedro López, por su asesoría en el transcurso de este proyecto.

Al personal del departamento de Planificación y Redes: la Ingeniero Carllys Yzaguirre, la Ingeniero Emilia Hamana y la señora Maritza Albornet; por su colaboración prestada en el desarrollo de este proyecto, además de hacer muy grata mi permanencia en las instalaciones.

A todo el personal de la Universidad de Oriente por la ayuda prestada, especialmente al personal del departamento de Electricidad.

A todas aquellas personas que de una u otra forma contribuyeron a la realización de este trabajo.

A todos muchas gracias...

DEDICATORIA

A mis padres, Eleazar Ríos Barrios y María Zoraida Noriega de Ríos, que siempre mostraron su apoyo incondicional en todo momento, y por sus enseñanzas al camino correcto de la vida. Esta victoria es de ustedes.

A mi Esposa Neida García, por tu paciencia, apoyo y estímulo en los momentos más difíciles por los cuales hemos pasado. Este triunfo te lo mereces.

A mi hija Criselea Ríos, quien es mi fuente inspiración para poder hacer un mejor futuro para todos. Este triunfo es para ti.

A mis hermanos Yonny Ríos, Miceles Ríos, Mariela Ríos, Eleazar Ríos y José Francisco Ríos, por su comprensión y apoyo en momentos necesitados.

A mis tíos y tías en especial a Jesús Ríos por estar siempre pendiente de mí. A todos gracias.

A mis primas Yoly, Katty, Karina, Cinthia, por apoyarme y proporcionarme la ayuda cuando lo requería.

A mis cuñados, Frank García, Cristóbal García, Janeth García, Néstor García, Betzaida García y Gleira Rodríguez, por apoyarme y prestarme su ayuda cuando la requería.

A mi compadre Freddy Veracierta, por su apoyo moral.

A mis sobrinos Jeanfred, Freddy C, Paola, Eleomar, Edwin, Eleazar, Yonnel, Maciel, Jaimar, Yonnellys Armando, Eduardo, Luz Ángeles, Frank, Gleimar, Cristal, Francris, Hismenia, Cristóbal Alejandro, gracias a ellos uno puede demostrar lo mejor de sí y darse cuenta que somos un ejemplo a seguir.

A mis abuelas-. Herminia Peraza y Micaela Barrios que siempre me dieron esa palabra de aliento para seguir adelante en la vida.

A todos aquellos que de una u otra forma estuvieron conmigo y se me escapan de la memoria. A ellos este triunfo.

CONTENIDO

RESOLUCIÓN	iii
AGRADECIMIENTO	iii
DEDICATORIA	v
CONTENIDO	vii
INTRODUCCIÓN	xiii
CAPITULO I	10
SISTEMA DE DISTRIBUCIÓN ELÉCTRICA.....	10
1.1 COMPONENTES DE UNA SUBESTACIÓN.	12
1.1.1. Transformador de Potencia	12
1.1.2. Interruptor de Potencia	12
1.1.3. Transformador de corriente.	12
1.1.4. Transformador de Potencial.....	13
1.1.5. Reconectador.	13
1.1.6. Pararrayos.	13
1.1.7. Seccionador.....	13
1.1.8. Barras.	14
1.2. CIRCUITOS PRIMARIOS O ALIMENTADORES.	14
1.2.1. Componentes de los circuitos primarios.	14
1.2.1.1 Redes o Alimentadores de Distribución.	14
1.2.1.2. Interruptores Automáticos.	15
1.2.1.3. Recloset.	15
1.2.1.4. Capacitares.	15
1.3. TIPOS DE FALLAS PRESENTE EN LOS SISTEMAS DE DISTRIBUCIÓN.....	15
1.3.1. Fallas de acuerdo a su duración.....	15
1.3.2. Fallas de acuerdo al número de líneas involucradas.....	16
1.3.2.1. Falla de una línea a tierra (monofásica).....	16
1.3.2.2. Falla de línea a línea (Bifásica).	17

1.3.2.3. Falla de doble Línea a Tierra.	17
1.3.2.4. Fallas Trifásicas.	18
1.4. FUNCIONES DE UN SISTEMA DE PROTECCIÓN.....	20
1.4.1. Aislar Fallas Permanentes.	20
1.4.2. Minimizar el Número de Fallas Permanentes y de Salidas.....	21
1.4.3. Minimizar el Tiempo de Localización de Fallas.....	21
1.4.4. Prevenir Contra Daño al Equipo.	21
1.4.5. Minimizar la Probabilidad de Caída de Conductores.	22
1.4.6. Minimizar las Fallas Internas de los Equipos	22
1.4.7. Minimizar los Accidentes Mortales.....	22
1.4.8. Otras Funciones de los Sistemas de Protección.	23
1.4.8.1. Seguridad.....	23
1.4.8.2. Sensitividad.....	23
1.4.8.3. Selectividad.....	23
CAPITULO II.....	24
S/E TAPAS CORONAS	24
2.1. SITUACIÓN ACTUAL DE LA S/E TAPAS CORONAS.....	24
2.2 CARACTERISTICAS DE LOS EQUIPOS EXISTENTES, BARRAS DE LA S/E Y ALIMENTADORES.....	28
2.2.1 Transformadores de Potencia.....	28
2.2.2.- Disyuntor para la Línea 34.5 kv.	30
2.2.3.- Pararrayos:	30
2.2.4.- Pararrayos de 13.8 Kv:	30
2.2.5.- Seccionadores:.....	31
2.2.6.- Para los Alimentadores de 13.8 Kv:	31
2.2.6.1- Transformador de Corriente:.....	31
2.2.6.2.- Barras.	32
2.2.6.3.- Alimentadores:	34
2.3 Análisis de los alimentadores mediante el software SID.	35
SUBESTACIONES A 34.5 KV	36
CAPITULO III.....	38

DIMENSIONAMIENTO DE LA SUBESTACIÓN.....	38
3.1.- AISLAMIENTO COMO BASE DEL DISEÑO:.....	38
3.1.1.- Disposición general de equipos.....	40
3.1.2 Distancias dieléctricas	40
3.1.2.1. DISTANCIAS DE SEGURIDAD.....	41
3.1.2.1.1.- Distancia de fase a tierra mínima basada en la dimensión física de referencia de un operador.....	41
3.1.2.1.2.- Distancia de seguridad vertical para circulación de personal	42
3.1.2.1.3.- Distancia horizontal para circulación de personal.....	42
3.1.2.1.4.- Distancia de seguridad vertical para la circulación de vehículos.....	43
3.1.2.1.5.- Distancia de seguridad horizontal para la circulación de vehículos.....	43
3.1.2.1.6.- La distancia mínima para áreas de trabajo será:.....	43
3.2.- DISTANCIAS DE DISEÑO:	44
3.2.1. Altura de las barras sobre el nivel del suelo:	44
3.2.2. Altura de las partes energizadas del equipo	45
3.2.3. Altura mínima para la llegada de las líneas	45
3.3.- DISTANCIAS DE MANTENIMIENTO.....	46
3.4.- DETERMINACIÓN DE ANCHO DE CAMPO	46
3.5.- DETERMINACIÓN DE LA LONGITUD DEL CAMPO.....	46
3.5.1.- Visita a la subestación.	46
3.5.2.- verificación de espacio para que cumpla con las normas correspondientes:.....	47
3.6.- SISTEMA DE ILUMINACIÓN DEL PATIO DE LA SUBESTACIÓN: .	49
3.7.- CALCULO DE LA MALLA DE TIERRA.	50
3.7.1.- Sección de conductor de cobre para la Malla:	51
3.7.2.- Largo “teórico” aproximado de los conductores de la malla, asumiendo que toda la I_{cc} es dispersada por ella.....	51

3.7.3. Resistencia de la malla (R_m). Sólo con cables de cobre	
52	
3.7.4. Resistencia de la jabalina (R_j)	53
3.7.5 Corriente dispersada por la malla propuesta: I_m	53
3.7.6. Número de jabinas necesarias (n)	55
3.7.7. Distribución de la corriente evacuada en conjunto (parte por malla y parte por jabinas)	55
3.7.8. Verificación de la tensión de contacto máxima exigida en proyecto	57
3.7.9. Verificación de la tensión de paso (U_p) máxima exigida en proyecto (del orden de 125 Volt/metro)	58
3.8. CLASIFICACIÓN DE LA SUBESTACIÓN CON AMPLIACIÓN:	58
3.8.1 parte de la subestación 34.5 Kv.	58
3.8.2 Parte de la subestación 13.8 Kv.	59
CAPITULO IV	61
CALCULOS ELECTROMECHANICOS DE LA S/E	61
4.1.- CALCULO DE LOS NIVELES DE CORTOCIRCUITO	61
4.1.1.- Impedancia de Falla.	61
4.1.2.- Calculo de los niveles de Cortocircuito.	62
4.2- CRITERIOS PARA LA SELECCION DE BARRAS	77
4.2.1- Parámetros de selección	77
4.2.2.- Selección del conductor.	78
4.2.3.- Condiciones de diseño eléctrico	78
4.3.- CALCULO DE LA BARRA PARA 13.8 KV.	86
4.3.1.- Capacidad térmica de los conductores a régimen permanente.	88
4.3.2.- Condiciones de emergencia para la barra 13.8 Kv.	89
4.3.3.- Capacidad Térmica de los Conductores bajo Cortocircuito en 13.8 KV.	90
4.4.- DESCARGADORES DE SOBRETENSIÓN (PARARRAYOS):	90
4.4.1.- Tensión de cebado para los pararrayos en 34.5 KV.	92

4.4.2.- Tensión de cebado para los Descargadores de Sobretensión de 13.8 Kv (Pararrayos)	93
CAPITULO V	94
DISEÑO DE ALIMENTADORES.....	94
5.1.- TRAZADO DE LAS REDES DE LAS DIFERENTES SALIDAS A 13.8 KV DESDE LA S/E TAPAS CORONAS.....	94
5.1.1.- Ruta Física de los Alimentadores.	94
5.2. DEFINICIONES DE LOS PUNTOS DE INTERCONEXIÓN CON LA RED EXISTENTE Y DESCRIPCIÓN DE LOS CIRCUITOS PROVENIENTES DE LA S/E TAPAS CORONAS.....	97
5.2.1. Conexión del Circuito El Dorado.....	97
5.2.2. Conexión del Circuito El Moriche.....	98
5.2.3. Conexión del Circuito Mayorquin.....	98
5.3 ANÁLISIS DE LA CARGA DE CADA ALIMENTADOR.	100
5.3.1. Condiciones de Operaciones Normales.....	101
5.3.2 Condiciones de Operación en Emergencia.....	106
5.4. CALCULO Y DISEÑO DE LOS ALIMENTADORES 13.8 KV	107
5.4.1. Cálculos Eléctricos.....	107
5.4.2. Calculo Mecánico.	108
5.4.3. Cimentación.....	121
5.4.4. Calculo de Estructura.....	124
CAPITULO VI.....	135
PROTECCIÓN Y SELECTIVIDAD.....	135
6.1. CRITERIOS DE UBICACIÓN, SELECCIÓN Y/O AJUSTE DE PROTECCIONES.....	135
6.1.1. Fusibles.	135
6.1.2. Reconectores.....	136
6.1.3. Seccionalizadores.....	137
6.2. CRITERIO DE COORDINACIÓN DE LOS EQUIPOS DE PROTECCIÓN.....	138
6.2.1. Coordinación Fusible – Fusible.....	138

6.2.2. Coordinación Reconectador – fusible.	139
6.2.3. Coordinación Relé – Fusible.	141
6.2.4. Coordinación Relé – Reconectador.	143
6.3. UBICACIÓN, AJUSTES Y COORDINACIÓN DE LOS EQUIPOS DE PROTECCIÓN PARA LOS NUEVOS ALIMENTADORES.	144
6.3.1. Alimentador El Dorado.	144
6.3.2 Alimentador Mayorquin:	158
6.3.3. Alimentador El Moriche.	166
CONCLUSIONES	172
RECOMENDACIONES	175
BIBLIOGRAFIA CONSULTADA.....	177
METADATOS PARA TRABAJOS DE GRADO, TESIS Y ASCENSO:.....	220

INTRODUCCIÓN

En los últimos años se ha experimentado un incremento progresivo de la demanda de energía eléctrica teniendo como origen el aumento de la población y la proliferación de pequeñas industrias, hoteles, centros vacacionales y grandes Urbanizaciones o complejos habitacionales en la zona sur este de Barcelona, en la parroquia San Cristóbal, esto ha traído como consecuencia mayor demanda de energía eléctrica.

Debido a la cantidad de energía requerida por la ciudad, se han registrado Transformadores dañados, Disyuntores fuera de servicio de las Subestaciones, Seccionadores dañados, desbalance en las líneas secundarias, etc., generando esto que la mayoría de los circuitos se encuentren sobrecargados.

CADAFE analizó el problema que se ha presentado con los Sistemas de Distribución plantea realizar el proyecto para la Remodelación de la Subestación Tapas Coronas, de 20 MVA a una capacidad de 30 MVA, 34.5/13.8 Kv. Así como también nuevos alimentadores de 13.8 Kv para la zona de influencia de la Subestación, para satisfacer la demanda actual.

Como consecuencia de esto surge la necesidad de realizar el presente trabajo, el cual está estructurado de la siguiente manera:

Capitulo 1: En el que se establecen los conceptos básicos utilizados dentro de un Sistema de Distribución.

Capitulo 2: En este capítulo se hace hincapié sobre la situación actual presentada en la Subestación Tapas Coronas, así como la descripción de los diferentes equipos que en ella se encuentran.

Capitulo 3: Comprende el dimensionamiento de una subestación, nivel de aislamiento, distancias dieléctricas, distancias de seguridad, distancias de diseño, cálculo de la malla de tierra y la clasificación de la S/E con la Remodelación hecha.

Capitulo 4: Se realizan los Cálculos electromecánicos de la S/E los cuales incluyen el análisis de Corto Circuito, los criterios para la selección de Barras, 34.5 y 13.8 Kv, por cálculos eléctricos según el medio ambiente.

Capitulo 5: Donde se establecen los parámetros para el diseño de los alimentadores así como, el cálculo de poste y de la estructura.

Capitulo 6: Por ultimo este capítulo especifican los resultados obtenidos en el diseño de los esquemas de protecciones para los nuevos alimentadores de la Subestación Tapas Coronas.

CAPITULO I

SISTEMA DE DISTRIBUCIÓN ELÉCTRICA

Uno de los componentes más importante de los sistemas eléctricos ya sea que pertenezca a empresas privadas o estatales, es el **SISTEMA DE DISTRIBUCIÓN**, el cual debe cumplir con la función primordial de reducir la energía eléctrica de las grandes fuentes y distribuirlas entre los consumidores al nivel de voltaje y con grado de confiabilidad que resulta adecuado para los diversos tipos de usuario.

Los **sistemas de distribución** están constituidos por una o varias subestaciones, las cuales se encargan de reducir los niveles de transmisión (230 y 115 Kv) a niveles de distribución (34.5 y 13.8 Kv), como se puede observar en la figura 1.1.

Las **subestaciones de distribución** son las encargadas de reducir la energía hacia un voltaje más bajo, para la distribución total y por lo común incluye instalaciones para la regulación del voltaje primario. Se encuentran clasificadas en tipo nodal y tipo radial, conformadas por una serie de equipos.

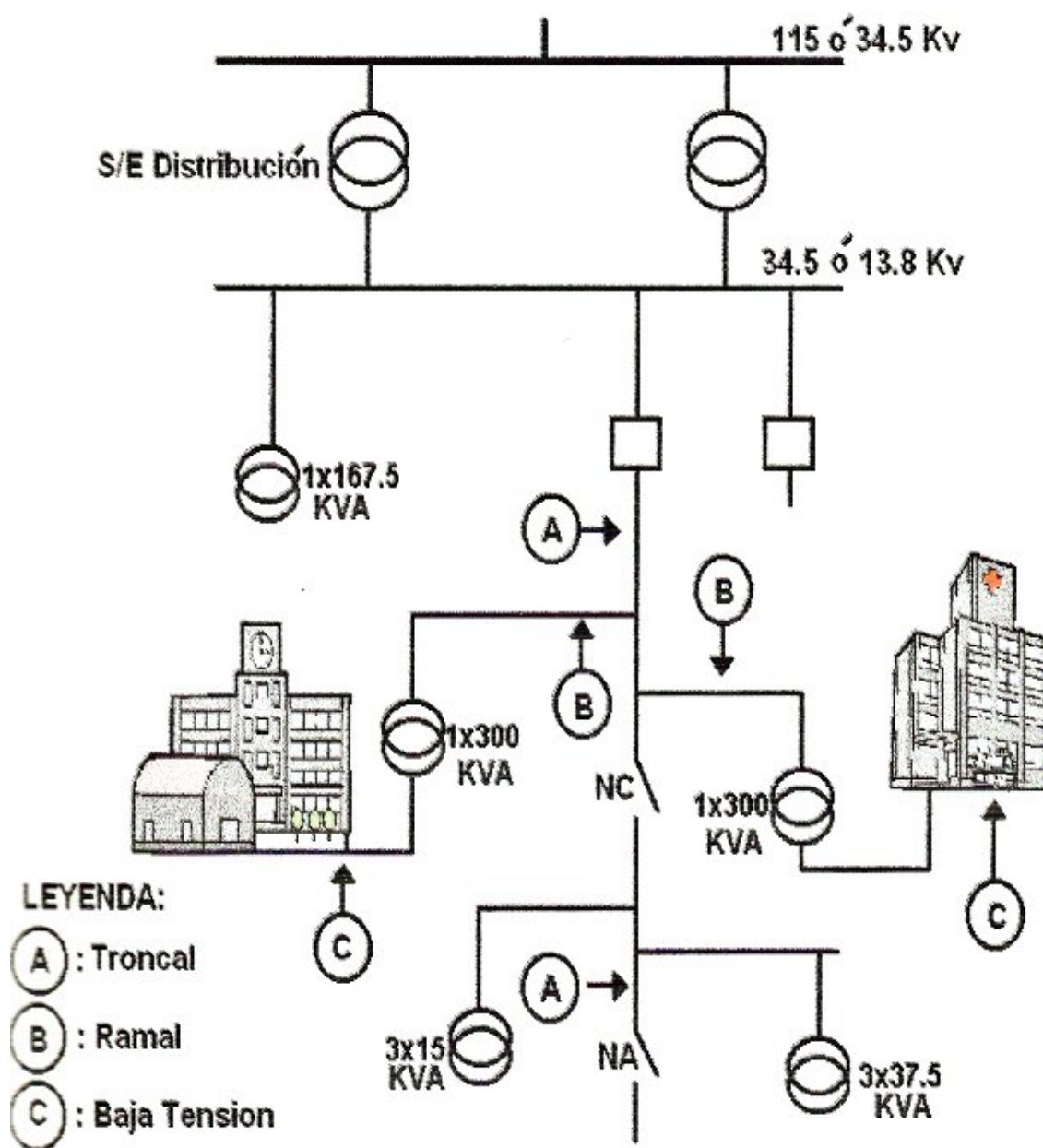


Fig. 1.1 Sistemas Eléctrico de Distribución

1.1 COMPONENTES DE UNA SUBESTACIÓN.

Estos equipos se encuentran directamente conectados a los conductores y/o cables de alta tensión y cumplen funciones de maniobras, medición y protección, etc.

1.1.1. Transformador de Potencia

Son los equipos más importantes y de mayor costo. Su función primordial es reducir el voltaje a los niveles de subtransmisión o distribución y están diseñados con una relación de transformación y capacidad definida.

Un transformador es un equipo o artefacto que aumenta o disminuye los niveles de voltaje a otro, mediante la acción de un campo magnético.

1.1.2. Interruptor de Potencia

Los interruptores de potencia se utilizan para conectar o desconectar un circuito, así como también para interrumpir la corriente de cortocircuito en el caso de fallas en la línea, el transformador de potencia o barras principales. La operación de abrir o cerrar puede realizarse en condiciones normales como en condiciones de cortocircuito.

1.1.3. Transformador de corriente.

Estos se encargan de reducir las magnitudes de intensidades de corriente de la línea de alta tensión, para que puedan ser manejadas por los equipos de protección y medición del tramo. Estos transformadores pueden ser de medición, protección o mixtos.

1.1.4. Transformador de Potencial

Los transformadores de tensión o potencial se utilizan para disminuir las altas tensiones de los sistemas eléctricos con el objeto de alimentar las bobinas voltimétricas de los relés de protección y equipos de mediciones de tensión más bajas.

1.1.5. Reconectador.

Se encarga de proteger la red contra fallas temporales, debido a las funciones de apertura y reconexión ideales que poseen para despejar este tipo de fallas. Suele usarse como protección principal a la salida de los alimentadores y también como respaldo de seccionadores y fusibles.

1.1.6. Pararrayos.

Son 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 desbalanceo del sistema.

1.1.7. Seccionador.

Los seccionadores se utilizan principalmente para dejar el tramo con los equipos asociados completamente aislado o desenergizados, a objeto de realizar pruebas o mantenimiento en dichos equipos, o cuando el tramo va a permanecer desenergizado un periodo de tiempo indeterminado. Las operaciones de cierre o apertura pueden realizarse con mando manual o mando eléctrico, en este último caso puede operarse localmente o a distancia.

1.1.8. Barras.

Se conoce como barra al nodo de conexión de los circuitos al mismo nivel de tensión de la subestación y puede ser tendida o soportada.

Otra parte primordial dentro de los sistemas de distribución lo constituyen:

1.2. CIRCUITOS PRIMARIOS O ALIMENTADORES.

Se encargan de tomar la energía de la barra común de las subestaciones de distribución y la entrega a los transformadores de distribución. Estos sistemas pueden ser tanto aéreos como subterráneos. Las instalaciones aéreas en comparación con las subterráneas tienen costo iniciales bajos y son las más predominantes tanto en la ciudad como en las poblaciones rurales. Estas instalaciones son las más utilizadas por la empresa CADAPE, por el contrario una red subterránea resulta más confiable, teniendo como desventajas que pueden ser 10 veces más costosas que una red aérea.

1.2.1. Componentes de los circuitos primarios.

1.2.1.1 Redes o Alimentadores de Distribución.

Es todo circuito eléctrico que trasmite la energía desde la subestaciones de distribución hasta los puntos de los subscriptores. Este alimenta esencialmente cargas ubicadas dentro del perímetro urbano de la ciudad y contempla la alta tensión (13.8 Kv) y baja tensión (120/208/240) V.

1.2.1.2. Interruptores Automáticos.

Son dispositivos mecánicos de interrupción capaces de pasar, conducir e interrumpir corrientes en condiciones normales como en condiciones anormales de un circuito

1.2.1.3. Recloset.

Es un equipo que al detectar una condición de sobrecorriente interrumpe el flujo, una vez transcurrido un tiempo determinado cierra su contacto nuevamente energizando el circuito protegido.

1.2.1.4. Capacitares.

Tiene como función corregir el factor de potencia del circuito, para así disminuir la potencia reactiva de éste, la cual es originada a través de la caída de tensión.

1.3. TIPOS DE FALLAS PRESENTE EN LOS SISTEMAS DE DISTRIBUCIÓN.

Las fallas en los sistemas de distribución, en líneas y equipos son condiciones anormales en los circuitos, y las causas de estas pueden ser innumerables. Hay muchas causas como falla de aislamiento, objetos extraños sobre las líneas, lluvia, descargas atmosféricas, vientos, etc. Sin embargo una identificación correcta de estas permite programar procedimientos de mantenimientos preventivos y seleccionar, localizar y coordinar correctamente los equipos de protección.

1.3.1. Fallas de acuerdo a su duración.

Desde el punto de vista de su duración, las fallas se pueden clasificar de dos maneras:

- Permanentes.

➤ Temporales.

Una falla permanente es aquella en la cual persisten las causas de la falla, aun después de haber operado las protecciones correspondientes.

Una falla temporal, es aquella en la cual las causas que la originaron, desaparecen en las primeras operaciones de los equipos de protección, estas fallas, son en su mayoría causadas por factores atmosféricos, y por la vegetación próxima a las líneas.

1.3.2. Fallas de acuerdo al número de líneas involucradas.

1.3.2.1. Falla de una línea a tierra (monofásica).

Ocurre cuando un conductor cae a tierra o hace contacto con el conductor neutro. La figura 1.2 muestra los puntos posibles a lo largo de un sistema de distribución donde este tipo de falla puede ocurrir.

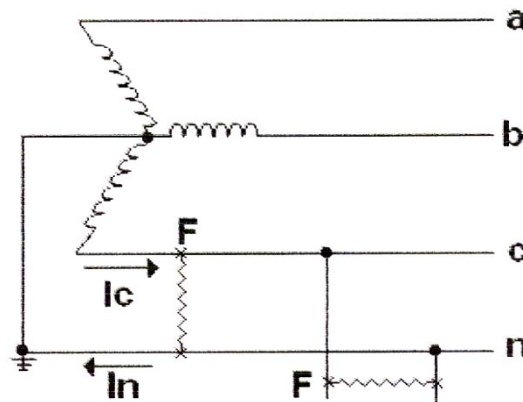


Fig. 1.2. Falla de una Línea a Tierra

1.3.2.2. Falla de línea a línea (Bifásica).

Sucede cuando dos líneas de un sistema son cortocircuitadas como se muestra en la figura 1.3. Este tipo de falla puede ocurrir en cualquier lugar a lo largo del sistema, ya sea que esté conectado en estrella o delta a lo largo de un ramal.

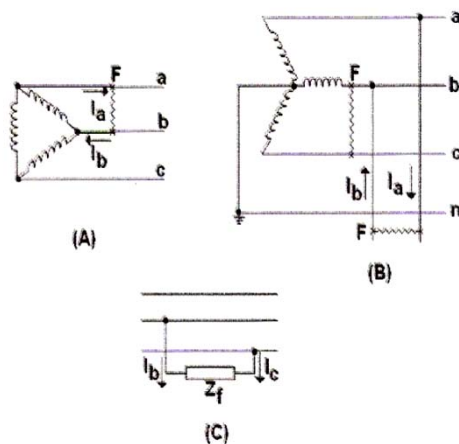


Fig. 1.3. Falla de dos líneas a tierra

1.3.2.3. Falla de doble Línea a Tierra.

Esta falla se presenta cuando dos conductores caen y son conectados a través de tierra, o cuando dos conductores hacen contacto con el conductor neutro en un sistema aterrado de dos o tres fases. La figura 1.4 muestra un circuito con una falla de este tipo.

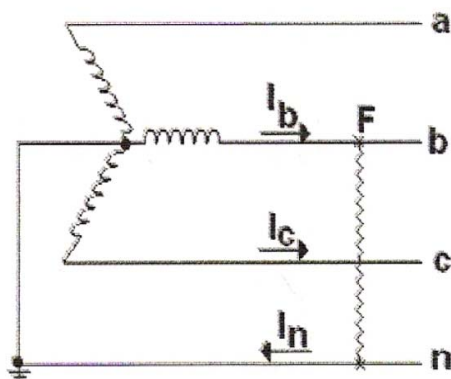


Fig. 1.4. Falla de doble Línea a Tierra

1.3.2.4. Fallas Trifásicas.

Esta ocurre cuando las tres fases de un sistema trifásico conectado en estrella o delta son cortocircuitadas. La figura 1.5 muestra un circuito con este tipo de falla.

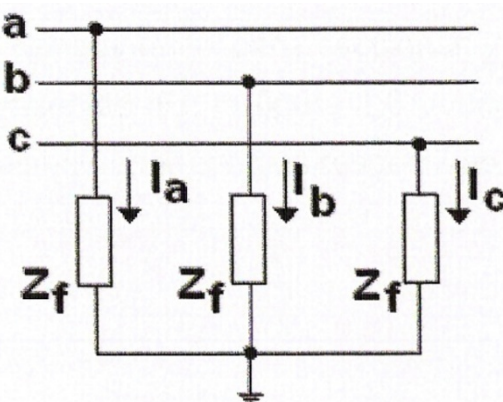


Fig. 1.5. Falla Trifásica a través de impedancias.

Si un circuito de distribución fuera instalado sin el equipo de protección de sobrecorriente, las fallas podrían causar una falta de suministro de energía o

todos los consumidores servidos desde el alimentador. Esto trae como consecuencia una reducción de los niveles de confiabilidad (continuidad de servicio) que son inaceptables. Para incrementar el nivel de confiabilidad en el suministro de energía eléctrica existen dos opciones:

- Diseñar, construir y operar un sistema de tal forma que el número de fallas se minimice.
- Instalar equipos de protección contra sobrecorrientes de tal forma que reduzca el efecto de las fallas.

Se debe realizar las dos alternativas anteriores para que el servicio al consumidor tenga un nivel de confiabilidad aceptable al más bajo costo.

Un sistema de distribución consiste de un alimentador trifásico principal (troncal) protegido por un interruptor de potencia en la subestación, un recloset en el alimentador principal y circuitos laterales monofásico o trifásico conectados al alimentador principal a través de seccionadores o fusibles y se utilizan cuchillas operadas manualmente o remotamente para seccionar o conectar por emergencia con los alimentadores adyacentes.

En la figura 1.6 podemos apreciar un diagrama unifilar simplificado de un alimentador con sus respectivas protecciones.

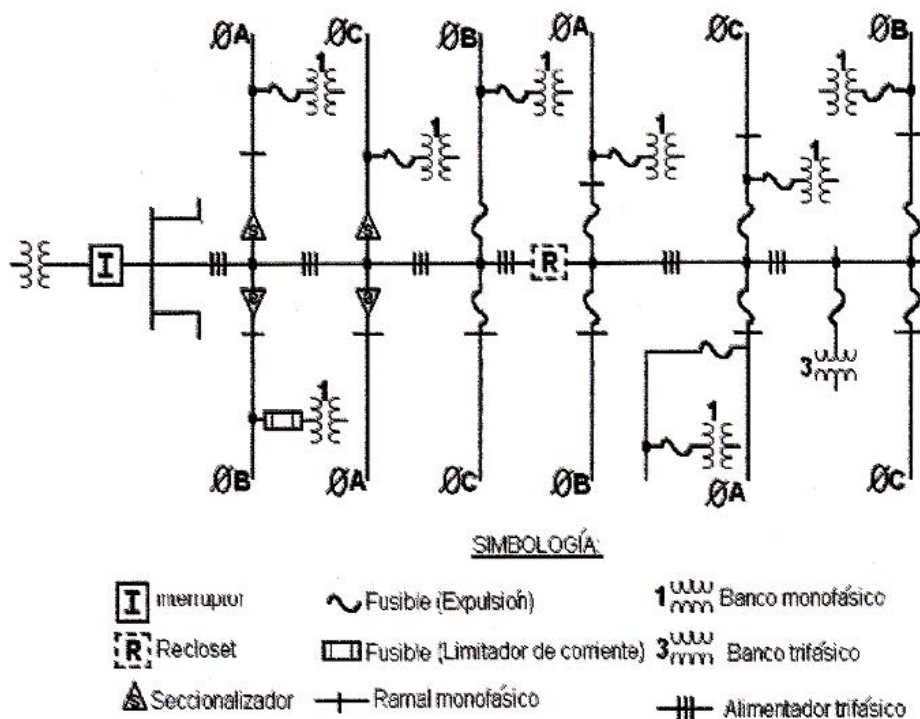


Fig. 1.6 Diagrama Unifilar Simplificado de un Alimentador de Distribución

1.4. FUNCIONES DE UN SISTEMA DE PROTECCIÓN.

1.4.1. Aislar Fallas Permanentes.

La primera de las funciones del sistema de protección contra sobrecorrientes es aislar fallas permanentes de secciones no falladas del de distribución. En el sistema de la figura 1.6 una falla permanente en un circuito lateral puede ser aislada por la fusión de un elemento fusible lateral, o por la operación de un seccionizador. Sin embargo si se omite el restaurador central, los seccionizadores y fusibles, una falla en un lateral deberá ser despejada por la operación del interruptor de potencia en la

subestación. Esto podría causar un apagón de tipo permanente a todos los consumidores.

1.4.2. Minimizar el Número de Fallas Permanentes y de Salidas.

La segunda función del sistema de protección es desenergizar rápidamente fallas transitorias antes de que se presente algún daño serio que pueda causar una falla permanente. Cuando la función se realiza exitosamente, los consumidores experimentan solo una falla de energía transitoria si el dispositivo que desenergiza la falla, ya sea un recloset o un interruptor de potencia, es automáticamente restaurado para reenergizar el circuito. Sin embargo, no es posible prevenir que la totalidad de las fallas transitorias no se vuelvan permanentes o causen apagones permanentes debido al tiempo finito requerido para desenergizar el circuito fallado. La velocidad a la cual el circuito fallado se desenergiza determina cuando una falla transitoria se vuelve permanente o causa una falla permanente.

1.4.3. Minimizar el Tiempo de Localización de Fallas.

Para reducir el tiempo requerido, los dispositivos de protección contra sobrecorriente deben ser cuidadosamente coordinados, para que solo el dispositivo más cercano a la parte con falla permanente opere a la posición del bloqueo.

1.4.4. Prevenir Contra Daño al Equipo.

La cuarta función es prevenir contra daños al equipo no fallado (Barras conductoras, cables, transformadores, etc.). Todos los elementos del sistema de distribución tienen una curva de daño, de tal forma que si excede de ésta la vida útil de los elementos se ve considerablemente reducida. El tiempo que dure la falla y la corriente que lleva consigo, combinadas, definen la curva de daño. Estas curvas deben ser tomadas en cuenta en la aplicación y coordinación de los dispositivos de protección contra sobrecorriente.

1.4.5. Minimizar la Probabilidad de Caída de Conductores.

La quinta función es minimizar la posibilidad de que el conductor se queme y caiga a la tierra debido al arqueo en el punto de la falla. Es muy difícil establecer valores de corriente contra tiempo para limitar el daño de los conductores durante fallas de arqueo debido a las múltiples condiciones variables que afectan este hecho. Esto incluye valores de corriente de falla, velocidad y dirección del viento, calibre de conductores y tiempo de despeje de los dispositivos de protección.

1.4.6. Minimizar las Fallas Internas de los Equipos

Esta función consiste en minimizar la probabilidad de fallas en equipos que están sumergidos en líquidos, tales como transformadores y capacitares.

Una falla disruptiva es aquella que causa grandes presiones, fuego, o cantidades excesivas de líquido en las partes internas, que es expulsada del interior de los equipos.

1.4.7. Minimizar los Accidentes Mortales.

La última función del sistema de protección contra sobrecorrientes es desenergizar conductores en sistemas de distribución aéreos que se queman y caen a tierra, por consiguiente, minimizar los accidentes mortales. Aun con la actual tecnología, no existen métodos conocidos para detectar el cien por ciento de todos los conductores caídos en un sistema.

La protección contra sobrecorriente se considera hoy en día como una ciencia y un arte. Principios de ingeniería bien fundamentados son aplicados cuando

se calculan las corrientes de falla, determinando los valores nominales requeridos en los equipos y su coordinación.

Para una misma situación, los ingenieros pueden diseñar sistemas de protección que sean diferentes desde el punto de vista del tipo de equipo, localización y operación, aunque todos se ejecuten satisfactoriamente, las condiciones locales de protección a lo largo del circuito.

1.4.8. Otras Funciones de los Sistemas de Protección.

Los sistemas de protección contra sobrecorrientes deberán ofrecer las funciones definidas como seguridad, sensibilidad y selectividad.

1.4.8.1. Seguridad.

El sistema debe ser seguro contra operaciones falsas, de tal forma que reenergice el circuito cuando se tenga desbalanceada, corrientes de arranque de carga fría, armónicas, y otros transitorios o condiciones de estado estable que no sean peligrosos para los componentes o causen daños mortales a personas.

1.4.8.2. Sensibilidad.

El sistema debe tener suficiente sensibilidad, de manera que debe realizar sus funciones. Por ejemplo un interruptor de potencia en la subestación debe detectar fallas transitorias o permanentes al final del alimentador principal y prevenir la fusión de los fusibles instalados en los más remotos ramales debido a fallas transitorias en los mismos.

1.4.8.3. Selectividad.

El sistema debe estar selectivamente coordinado, de manera que el dispositivo de protección más cercano a una falla permanente debe ser el que lo bloquee. Si dos o más dispositivos de protección se encuentran en serie, solo el dispositivo que se encuentre más cercano a la falla debe operar en una falla permanente.

CAPITULO II

S/E TAPAS CORONAS

En los últimos años se ha experimentado un incremento progresivo de la demanda de energía eléctrica debido al aumento de la población y a la proliferación de pequeñas industrias, hoteles, urbanizaciones y centros comerciales en el municipio Simón Bolívar, esto ha traído como consecuencia fallas en el sistema de distribución, motivo por el cual **ELEORIENTE**, empresa filiar de **CADAFE**, realizó un estudio sobre el sistema 13.8 kv y el resultado obtenido fue que la mayoría de los circuitos se encontraban sobrecargados.

Entre las recomendaciones resultantes de este estudio se plantea realizar el **ANÁLISIS DE SOBRECARGA DE LOS ALIMENTADORES MONTONES Y AMPLIACIÓN DE LA SUBESTACIÓN TAPAS CORONAS DE 20 MVA A 30 MVA, 34.5/13.8 KV, MUNICIPIO SIMÓN BOLÍVAR, EDO. ANZOÁTEGUI**, para el mejoramiento de la situación actual.

2.1. SITUACIÓN ACTUAL DE LA S/E TAPAS CORONAS.

La subestación Tapas Coronas se encuentra ubicada en el sector Puente Ayala a un lado de la empresa Tapas Coronas (vía cárcel de puente Ayala) cerca de la Urb. el Tamarindo. Esta S/E se encuentra alimentada por una doble terna la cual la conforman el circuito Barcelona I (el cual esta de reserva) y el circuito Barcelona II, ambos proveniente del patio de transformación 115/34.5 kv de la subestación Barbacoa I. El circuito Barcelona II, también alimenta en la S/E Barcelona un transformador de 7.5 MVA, mientras que el alimentador Barcelona I se encontraba alimentando a la S/E Tronconal V (Hoy en día es alimentada por 115 Kv). Estos alimentadores tiene una longitud aproximada de 15 Km. y está compuesto por conductores 4/0 ACAR.

Esta S/E fue construida hace aproximadamente 20 años, así como sus líneas de Transmisión y Distribución. Ella fue diseñada para alojar un transformador de Potencia de 10 MVA y así proveer de energía a la zona industrial de mesones, Las Villas, Puente Ayala y Mayorquin, quedando una terna de 34.5 Kv para futuras ampliaciones (Barcelona I).

Actualmente la subestación tiene en servicio dos transformadores de 10 MVA cada uno, para tener una capacidad instalada de 20 MVA, la cual está dada por estos dos transformadores a nivel 34.5/13.8 Kv, la demanda oscila alrededor de 18 MVA y lo conforma una barras que alimenta 5 circuitos de distribución del tipo residencial, comercial e industrial.

La barra I, integrada por 4 circuitos (Mesones, Mallorcaín, Tapas plásticas y Tapas metálicas) es alimentada por un transformador de 10 MVA, cuya máxima registrada hasta Enero del 2010 es de 10.9 MW, es decir, 137 % de utilización.

A la salida del alimentador de Villas Olímpicas, se colocó de forma provisional, sobre rolas de madera, un transformador de 10 MVA y contiene al circuito Villas Olímpicas que en hora critica (8 PM) registro hasta 7.36 MW en el mes de Enero del 2010, para tener un porcentaje de utilización de 92.1 %. Podemos acotar que este transformador fue puesto en servicio en la subestación, en Septiembre del 2008, como medida de emergencia en el alimentador Villas Olímpicas ya que todos los circuitos eran alimentados por un solo transformador de 10 MVA.

La demanda del sector a servir se puede dispersar, según su tipo, de la siguiente manera:

Carga Residencial:	40,00%
Carga Comercial:	29,00%
Carga Industrial:	30,00%
Carga Oficial / Otros:	1,00%

El Municipio Simón Bolívar tiene una población de 359.984 habitantes y un número de viviendas de 91.659, cifras que representan, respectivamente, el 28.5 y el 26.8% del total del estado Anzoátegui. La tasa geométrica de crecimiento poblacional es del 3.6% (estas cifras provienen del Instituto Nacional de Estadística, INE, según el Censo Poblacional del año 2001). La Parroquia San Cristóbal, de acuerdo a cifras proyectadas por el INE en el Censo del año 1999, tiene un estimado de 175.477 habitantes, es decir, el 48.75% del total del Municipio. Esta Parroquia comprende desde el margen oeste del río Neverí hasta la parroquia Caigua. El área de influencia del proyecto es una parte de esa parroquia, específicamente en la Zona Industrial que se encuentra en las afueras de Barcelona. Este proyecto tiene una gran importancia desde el punto de vista social, ya que el mismo suplirá la demanda que se prevé en esta zona. Entre los sectores más populosos se encuentran: Barrio Mesones, Urb. El Tamarindo, Urb. El Moriche I, II etapa y la Urb. José A. Anzoátegui, Villa Olímpica, Mallorquín, La Ponderosa, Puente Ayala, u otros.

En la figura 2.1 se presenta el diagrama unifilar de la Subestación Tapa Coronas.

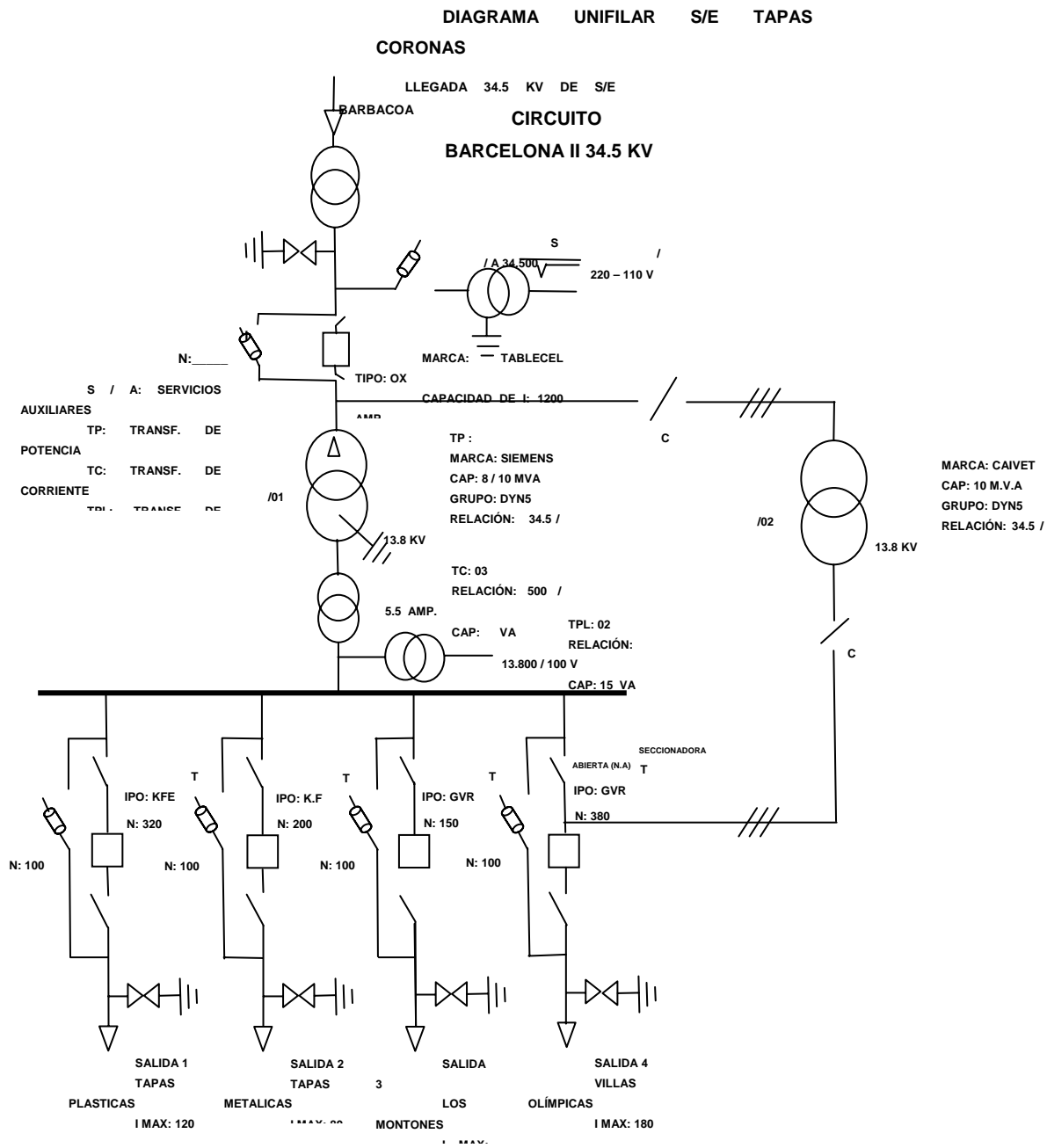


Fig. 2.1 Diagrama unifilar de la S/E tapas Coronas (Actualmente).

2.2 CARACTERISTICAS DE LOS EQUIPOS EXISTENTES, BARRAS DE LA S/E Y ALIMENTADORES.

La S/E Tapas Coronas actualmente está integrada por una serie de equipos como los Transformadores de Potencia, Pararrayos, Disyuntores, Transformadores de corrientes, u otros. A continuación se indican las características de los equipos existentes en la subestación.

2.2.1 Transformadores de Potencia.

La S/E cuenta con dos transformadores de potencia, los cuales presentan las principales características:

Transformador 1:

Marca:	Siemens	
Fase:	3	
Frecuencia:	60 Hz	
Potencial nominal	Alta tensión	8-10 MVA
	Baja tensión	8-10 MVA
Tensión	Alta tensión	34.5 Kv
	Baja tensión	13.8 Kv
Intensidad nominal	Alta tensión	168 Amp.
	Baja tensión	419 Amp.
Nivel de aislamiento de los devanados:	1.2/50 μ s, onda completa.	
Tensión más alta de la red	Alta tensión: 38 Kv	
	Baja tensión: 15 Kv	
Tensión de C:C:	AT/BT : +/- 10 X 1.5%	
Enfriamiento	ONAN (Aceite Natural)	
Potencia	10000 KVA	

Diagrama de conexión:	DYN5
Tipo de aceite:	COVENIN AD66
Tiempo de C:C:	2.5 Seg.
Corriente de C.C:	12.5 KA.

Transformador 2:

Marca:	Caivet
Fase:	3
Frecuencia:	60 Hz
Potencial nominal	Alta tensión 8-10 MVA Baja tensión 8-10 MVA
Tensión	Alta tensión 34.5 Kv Baja tensión 13.8 Kv
Intensidad nominal	Alta tensión 151 Amp Baja tensión 419 Amp
Nivel de aislamiento de los devanados	1.2/50 μ s, onda completa
Tensión más alta de la red	Alta tensión: 38 Kv Baja tensión: 15 Kv
Tensión de C:C:	AT/BT : 10,3 % a 10 MVA
Enfriamiento	ONAN (Aceite Natural)
Potencia	10000 KVA
Diagrama de conexión:	DYN5
Tipo de aceite:	COVENIN AD66
Tiempo de C:C:	2.5 Seg.
Corriente de C.C:	12.5 KA.

2.2.2.- Disyuntor para la Línea 34.5 kv.

Las principales características de este son:

Disyuntor.

Marca:	TABLECEL
Tipo:	OX
Voltaje Nominal:	36 kv.
Corriente Nominal:	1200 Amp.
Corriente de Ruptura:	20 KA
Duración de cortocircuito:	3 Seg.

2.2.3.- Pararrayos:

Pararrayos de 34.5 Kv:

Marca:	Siemens.
Modelo:	3EK7
Tipo:	Sólido
Frecuencia:	60 Hz.
Tensión de operación permanente:	29 Kv.
Tensión de línea del sistema:	34.5 Kv.
Baja corriente larga duración:	250 Amp.
Corriente alta de Cortocircuito:	20 KA.
Corriente Baja de Cortocircuito:	600 Amp.
Corriente de Coordinación:	10 KA.

2.2.4.- Pararrayos de 13.8 Kv:

Tensión de línea del sistema:	13.8 Kv.
Tensión nominal del pararrayo:	12 Kv.
Corriente de corto circuito.	10 KA.

2.2.5.- Seccionadores:

El seccionador de 34.5 de la S/E Tapas Coronas presenta las siguientes características:

Seccionador:

Marca:	Gardy
Tipo:	SV
Tensión Nominal.	36 Kv
Corriente:	1 KA.
Tensión de ensayo de choque:	
(Bajo lluvia a frecuencia industrial)	70 Kv.
(Al choque valor cresta)	170 Kv.
Intensidad corta duración.	80 KA.
Valor cresta de la corriente	195 KA.

2.2.6.- Para los Alimentadores de 13.8 Kv:

2.2.6.1- Transformador de Corriente:

Solamente el Transformador 1 tiene transformador de corriente y las características son las siguientes:

Marca:	GEC ASLTHOM
Tipo:	HMX 15
Relación de corriente:	500/5 Amp.
Corriente Nominal:	1500 Amp.
Voltaje nominal:	17,5 Kv.
Corriente de Ruptura en C.C:	25 KAmper.
Duración del C.C:	3 Seg.

Tensión soportada al Choque: 95 Kv.

Cierre a 110 Vcc.

Apertura a 110 Vcc.

2.2.6.2.- Barras.

Existe una barra tendida a nivel de 13.8 Kv y en la tabla 2.1 se muestra la distribución:

Tabla 2.1 Distribución de Barra de Alimentadores

BARRA	CIRCUITOS
I	MAYORQUIN
	LOS MONTONES
	TAPAS PLASTICAS
	TAPAS METALICAS

Existe también el Alimentador Villas Olímpicas pero este se encuentra alimentado en forma directa por uno de los transformadores de 10 MVA.

En la Figura 2.2 y 2.3 se muestra parte de los equipos mencionados anteriormente en la subestación.



Fig. 2.2 Transformador de 10 MVA (Villas Olímpicas) sobre rolas.



Fig. 2.3 Pórticos y Equipos de Protección.

2.2.6.3.- Alimentadores:

La Subestación Tapas Coronas cuenta con cinco circuitos en operación y sin reservas. En la tabla 2.2 se muestran las características y zona de influencia de cada una de estas salidas.

El esquema de alimentación de estos circuitos es radial (Anillo abierto). Por otra parte existen interconexiones con otras subestaciones, las cuales se pueden hacer a través de seccionadores, los cuales se encuentran en diferentes puntos de los troncales de los Alimentadores.

Los totales se refieren a la carga total de los alimentadores actuales que sirven el área del proyecto, sin embargo, esta carga no es la que corresponde al área servida del proyecto, ya que estos circuitos incluyen cargas de otros sectores diferentes

El alimentador Tapas Metálicas tiene un Ramal el cual alimenta a las Urb. José A. Anzoátegui, El Moriche etapa I y II, este troncal no posee seccionador al final del tramo para conectarse con algún otro alimentador para contingencia.

Tabla 2.2 Características y Zonas de influencia de cada Alimentador

Nombre del Circuito	# del Conductor del Troncal	Demanda (MVA)	Zona de Influencia
VILLAS OLIMPICAS	2/0 ARV	9,21164	Urb. las villas olímpicas, barrio los Olivos, Urb. Constantino Maradei
LOS MESONES	2/0 ARV	0,72844	Zona Industrial los Mesones
TAPAS PLASTICAS	2/0 ARV	0,37654	Fabrica de Tapas Corona (metálicas)
TAPAS METALICAS	2/0 ARV	3,56325	Fabrica de Tapas Corona (Plásticas)
MAYORQUIN	4/0 ARV	9,06174	Mayorquin I y II Naricual, Araguita, las Minas, hasta el caserío las matutes

2.3 Análisis de los alimentadores mediante el software SID.

El software para realizar las simulaciones en las redes de 13.8 y 34,5 kV es el Sistema Integrado de Distribución (SID). Los resultados de las corridas fueron suministrados por el Departamento de Planificación de Redes Eléctricas de CORPOELEC - Zona Anzoátegui. Una vez realizado el estudio para el año 2010, se determinó que el área de influencia de este proyecto abarca las subestaciones presentadas en la tabla No. 2.3.

TABLA 2.3 AREA DE INFLUENCIA DEL PROYECTO

SUBESTACIONES A 34.5 KV	
TAPAS CORONAS 34.5/13.8	BARCELONA 115/13.8

Los criterios técnicos utilizados durante las simulaciones, para las condiciones “sin proyecto”, se describen a continuación:

- Para los análisis de contingencias se simuló la salida de un solo elemento (transformador o circuito) a la vez (N-1). Bajo estas condiciones sólo se permite sobrecargas del 20 % en transformadores.
- Se permite una variación de tensión máxima de +/- 5%, de acuerdo con las Normas de Calidad del Servicio Eléctrico. (En Alimentadores de 13.8 Kv.).
- No se admiten sobrecargas en los elementos del sistema bajo condiciones normales de operación.
- Se considera la capacidad firme de la subestación como la máxima carga a ser atendida bajo contingencia simple.
- Ningún conductor del troncal o de las ramificaciones que poseen puntos de transferencia con otros circuitos, deberá cargarse a más de 3/4 partes de su capacidad nominal (75%) en condiciones normales de operación. En condiciones de emergencia no deberá pasar del 110% de su capacidad de carga.

A continuación en la tabla 2.4 se presentan los resultados obtenidos del análisis realizado sin proyecto.

Tabla 2.4. Resumen de Análisis en el Software sin proyecto.

°	CIRCUITO			.U	.P	CA RGA (KVA) CONECTA DA	V	% Carga	Pe rdidas (Kw)	De manda (KVA)	
	MP PRO	V BARR	CO LOR								
9	MONTONES BARCELONA						93.50	1.2	47.2	5.94	13 048.07
	30	03	1 3	0	.47	.96					
10	MESONES TAPAS CORONAS						3.00	.11	0.36	44	72 8.44
	9	05	1 60	1	0	.15					
11	VILLAS OLIMPIVAS TAPAS CORONAS						95.00	.36	31.0	1.22	92 11.64
	67	05	1 41	2	0	.62					
12	MAYORQUIN TAPAS CORONAS						88.00	5.0	34.5	8.95	90 61.74
	61	05	1 4	5	0	.55					
13	TAPAS PLASTICAS TAPAS CORONAS						0.00	.02	.35	05	37 6.54
	5	05	1 12	2	0	.19					
14	TAPAS METALICAS TAPAS CORONAS						62.50	.60	0.70	.35	35 63.25
	42	05	1 30	1	0	.33					

Como puede apreciarse, los alimentadores 69, 111 y 112 están sobrecargados, lo que origina una caída de tensión en los circuitos, dejándolos por encima de los límites permisibles de las normas de calidad del servicio.

CAPITULO III

DIMENSIONAMIENTO DE LA SUBESTACIÓN

El dimensionamiento de una subestación es una de las actividades principales dentro de la etapa de diseño, puesto que incide prácticamente en todas las demás actividades y por lo tanto afecta el costo global.

Los niveles de tensión determinan las necesidades de aislamiento que garantizan la operación confiable y segura para el personal y el equipo instalado en una subestación. Dicho aislamiento impone la especificación de materiales aislantes y de distancias entre los diferentes elementos de patio, de tal forma que los gradientes de tensión a los cuales están sometidos no rompan la rigidez dieléctrica del material aislante. Dicho de otro modo, los niveles de tensión y el material aislante determinan las distancias entre los diferentes elementos de patio de una subestación. A su vez, dichas distancias en conjunto con la potencia de trabajo determinan el tamaño de los equipos a utilizar.

En tal sentido, los principales factores a considerar en el dimensionamiento de una subestación son las distancias críticas fase - fase y fase - tierra que deben existir en la subestación para garantizar un nivel de aislamiento adecuado y las distancias de seguridad requeridas para las labores de revisión y mantenimiento sin peligro alguno para el personal.

3.1.- AISLAMIENTO COMO BASE DEL DISEÑO:

Se denomina coordinación de Aislamiento de una instalación eléctrica, al ordenamiento de los niveles de aislamiento de los diferentes equipos, de tal manera

que al presentarse una onda de sobretensión, ésta se descargue a través del elemento adecuado, que es el descargador de sobretensión, sin producir arcos ni daños a los equipos adyacentes.

La norma IEEE 1313.1 “Standard for Insulation Coordination”, establece los niveles de aislamiento que se muestran en la tabla N° 3.2.

Tabla n° 3.2 Niveles de coordinación para Aislamiento. [IEEE, 1996]

Voltaje Máximo del Sistema (Kv, rms)	Nivel de Aislamiento a Frecuencia Industrial (Kv, rms)	Nivel Basico de Aislamiento BIL (Kv, cresta)
15	34	95
		110
26.2	50	150
36.2	70	200
48.3	95	250
72.5	95	250
	140	350
121	140	350
	185	450
	230	550
145	230	450
	275	550
	325	650
169	230	550
	275	650

	325	750
242	275	650
	325	750
	360	825
	395	900
	480	975
		1050

3.1.1.- Disposición general de equipos

En una subestación eléctrica el material aislante entre los elementos que están a diferente potencial es el aire. La rigidez dieléctrica del aire puede romperse cuando el gradiente de potencial alcanza valores elevados. Por lo tanto el diseño de la disposición de los equipos en una subestación está orientado a la distribución de estos, de las barras de distribución de energía o de cualquier elemento, de manera que las distancias entre ellos sean suficientes para que no se produzcan entre sí fallas

3.1.2 Distancias dieléctricas

En una Subestación, para contar con una coordinación de aislamiento adecuada, se debe establecer distancia a través del aire, entre partes con tensión de fases diferentes, y entre fase y tierra.

La norma CADAFE 158 – 88 “presentación de proyecto subestaciones de transmisión”, “guía técnica para el cálculo de juegos de barra” establece los valores de distancia mínimas de seguridad entre fases y entre fase y tierra, como se indica en la tabla N° 3.1.

**Tabla Nº 3.1. Distancias de seguridad para instalaciones exteriores.
[CADAFE, 1998]**

Tensión Nominal (Kv)	Nivel Básico de Aislamiento BIL.(Kv)	Distancia mínima a Masa (cm)	Distancia mínimas entre Fases (cm)	Altura mínima a Tierra (m)
		Conductor Flexible	Conductor Flexible	Conductor Flexible
13.8	110	26 + f	60	7.5
34.5	200	53 + f	80	7.5

Donde:

f: flecha máxima del conductor tendido.

3.1.2.1. DISTANCIAS DE SEGURIDAD.

Se entiende como distancia mínima de seguridad aquellos espacios que se deben conservar en las subestaciones para que el personal pueda circular y efectuar maniobras sin que exista riesgo para sus vidas. Las distancias de seguridad a través de aire están compuestas por dos términos: el primero es la distancia mínima de fase a tierra, correspondiente al nivel de aislamiento al impulso de la zona. El segundo término se suma al anterior y dependen de la talla media de los operadores. Son definidas por el papel de trabajo No. 23 de la IEC, como las distancias necesarias para mantener las partes vivas fuera del alcance del personal que opera o realiza labores de mantenimiento en la subestación.

3.1.2.1.1.- Distancia de fase a tierra mínima basada en la dimensión física de referencia de un operador.

Esta distancia consiste en la distancia de fase a tierra más la talla patrón de un operador la cual es:

- Máxima altura de un hombre = 1,75 m
- Máxima longitud de los brazos abiertos = 1,75 m
- Máxima altura de un hombre con los brazos en alto = 2,25 m

3.1.2.1.2.- Distancia de seguridad vertical para circulación de personal

$$h = 2,25 + d_{\text{fase-tierra}} \quad 85 \quad h = 2,25 + 0,45m \quad h = 2,70m$$

Tomaremos para nuestro diseño **h= 3 m.**

Adicionalmente se debe cumplir que:

- Los partes bajo tensión no deben tener una altura inferior a 3 m.
- Ningún equipo debe estar colocado a una altura inferior de 2,25 m en caso contrario deberá usarse barrera de protección.

3.1.2.1.3.- Distancia horizontal para circulación de personal

Cuando las partes vivas estén por debajo de las alturas mínimas especificadas por la sección anterior se deberá usar barreras de protección las cuales en ningún caso estarán a menos de la distancia de fase a tierra más 0,90 m.

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

$$D = d + 0.9$$

Donde:

D: es la distancia horizontal en metros que se debe respetar en todas las zonas de circulación.

d: es la distancia mínima de fase a tierra correspondiente al BIL

Para nuestro diseño:

$$D = 0.60 \text{ m} + 0.9 = 1.50 \text{ m}$$

3.1.2.1.4.- Distancia de seguridad vertical para la circulación de vehículos

Estará en función de la altura de los vehículos que circularan por la instalación mas las distancia de seguridad vertical de circulación de personal.

$$H = (d+0.7) + 2.25 = (0.60+0.7) + 2.25 = 3.55 \text{ m} \approx 3,60 \text{ m}.$$

3.1.2.1.5.- Distancia de seguridad horizontal para la circulación de vehículos

Se consideran 0,7 m mayor que las distancias verticales.

Es decir, 4,3 m.

3.1.2.1.6.- La distancia mínima para áreas de trabajo será:

$$D = (d+1.75) + 0.9 = (0.60+1.75) + 0.9 = 3.25 \text{ m}$$

$$H = (d+1.25) + 2.25 = (0.60 + 1.25) + 2.25 = 4,10 \text{ m}.$$

3.2.- DISTANCIAS DE DISEÑO:

Se refiere al dimensionamiento de las distancias entre partes vivas que se requieren en instalaciones convencionales (ya sea interiores e intemperie). No se tiene en cuenta las instalaciones encapsuladas o aisladas en gas. La determinación de estas dimensiones se efectúa mediante el cálculo de las distancias dieléctricas entre las partes vivas del equipo y entre estas y las estructuras, muros, rejas y el suelo, de acuerdo con el siguiente orden.

1. Distancia entre fases.
2. Distancia entre fase y tierra.
3. Distancia de seguridad.
4. Altura de los equipos sobre el nivel del suelo.
5. Altura de las barras colectoras sobre el suelo.
6. Altura de remate de las líneas de transmisión que llegan a la subestación.

Los tres primeros numerales ya han sido tratados y veremos los tres restantes.

3.2.1. Altura de las barras sobre el nivel del suelo:

La altura de las barras sobre el nivel del suelo debe considerar la posibilidad de que al pasar una persona por debajo de las barras, esta reciba la sensación del campo eléctrico. La expresión que proporciona la altura de las barras colectoras (h), considerando la sensación de campo eléctrico es la siguiente:

$$h = 5,0 + 0,0125 \times kV$$

Donde kV es la máxima tensión de diseño del equipo en cuestión.

$$h = 5,0 + 0,0125 \times kV \qquad h = 5,0 + 0,0125 \times 34,5 \qquad h = 5,43125m$$

La altura tomada en el diseño es de 7.80 m

3.2.2. Altura de las partes energizadas del equipo

Esta altura se considera también como el primer nivel de barras (h).

La altura mínima h, de las partes vivas sobre el nivel del suelo en ningún caso debe ser inferior a 3 metros, si no se encuentran aisladas por barreras de protección. La altura mínima de la base de los aisladores que soportan partes vivas no debe ser menor de 2.25 metros.

Prescindiendo de las tablas, la altura mínima de las partes vivas de cualquier equipo se calcula de acuerdo con la siguiente

$$h = 2,25 + 0,0105 \times kV \qquad h = 2,25 + 0,0105 \times 34.5kv \quad h = 2,61225m$$

La altura mínima tomada en el diseño fue de 3 m.

3.2.3. Altura mínima para la llegada de las líneas

Los conductores de las líneas que llegan o salen de una subestación no deben rematar a una altura h inferior a 6m. Dicha altura se puede obtener de la relación:

$$h = 5.0 + 0.006xkv$$

$$h = 5.0 + 0.006x34.5kv = 5,207 \text{ m}$$

Debido a la norma se asumirá una altura de 6 m. mínima.

3.3.- DISTANCIAS DE MANTENIMIENTO

Son aquellas que hay que considerar para que el operario pueda realizar un mantenimiento de los equipos bajo las condiciones de seguridad adecuada.

Se deben establecer para ello zonas de trabajo alrededor de los equipos las cuales definirán la distancia necesaria para la labor de mantenimiento.

3.4.- DETERMINACIÓN DE ANCHO DE CAMPO

El ancho de campo de una subestación es la distancia entre los ejes de las columnas que forman el pórtico de entrada de línea y está determinado por la configuración, las dimensiones de los equipos y los tipos de barras utilizadas.

“El ancho de campo de la S/E en el diseño es de 40 m.”

3.5.- DETERMINACIÓN DE LA LONGITUD DEL CAMPO

3.5.1.- Visita a la subestación.

Se realizó una reunión en la Subestación con personal técnico y el Ing. José Carreño y en esta se logro analizar desde un punto de vista óptico y haciendo medidas en el terreno que podría realizarse la ampliación de la misma



Figura 3.1 S/E en la Actualidad.

3.5.2.- verificación de espacio para que cumpla con las normas correspondientes:

El lugar propuesto para la ampliación de la subestación colinda con ella misma y la empresa Tapas Corona, según las normas de dimensiones y distancias de seguridad el espacio a tomar para la ampliación de la misma cumple con las dimensiones deseadas. En la figura 3.2 podemos observar el espacio a un lado de la subestación existente para hacer esta ampliación.



Figura 3.2 Indicación donde se plantea Ampliación.

La longitud de campo está determinada por la configuración de la subestación y por las distancias entre los diferentes equipos. Dicha longitud no se determina por las distancias mínimas o de seguridad, sino más bien por razones de mantenimiento, montaje y estética. Para el montaje y mantenimiento se recomienda que los terminales de los equipos sean accesibles por el personal desde cualquier punto. Se considera como una distancia aceptable entre los terminales de equipo 1.5m. Partiendo de esta base y considerando las dimensiones de los diferentes equipos, se puede determinar la distancia entre equipos de un mismo campo. Cuando se tienen equipos de aspecto exterior similar, por ejemplo transformadores de instrumentación y pararrayos, pero de dimensiones ligeramente distintas, es posible por razones estéticas adoptar distancias iguales entre estos equipos.

“Es por esto, que las longitudes de campo totales de la S/E está calculada en 50 m. de largo y el ancho será de 40 m”

3.6.- SISTEMA DE ILUMINACIÓN DEL PATIO DE LA SUBESTACIÓN:

El sistema, debe garantizar un nivel de iluminación adecuado, que permita, si se quiere, realizar maniobras y mantenimiento en las noches.

Se tendrá un tablero de control de alumbrado del cual se distribuirá un circuito en 240 V para cada una de las torres de alumbrado. Se instalará 4 poste hexagonales de alumbrado en las cuatros esquinas del patio, en cada postes se tendrán dos reflectores de vapor de sodio alta presión, cada una de 750 W a 240 V. el equipo eléctrico que se alojará en cada reflector, consta de un balasto, un ignitor, un porta lámpara y un condensador.

El conductor que va desde el transformador auxiliar hacia el tablero de control, debe soportar una corriente mayor que:

$$I = 1.25 \times \frac{P_T}{V} \quad (\text{EC. 3.1})$$

Donde:

I = Corriente

P_T = Potencia del transformador de alumbrado

V = Voltaje bifásico del Transformador.

Sustituyendo en la ecuación 3.1, se obtiene que el conductor debe manejar una corriente mayor a $I = 78,125$ A. lo que implica un calibre N° 4 AWG TTU. 600 V. (100 A).

Cada torre se maneja por un circuito independiente, donde los circuitos que van a cada torre, deben manejar una carga de 1500 W cada uno, a 240 V. lo que implica una corriente de 6,25 A, por lo tanto, se alimenta cada torre con dos conductores N° 12 AWG- TTU- 600V (20 A.). La alimentación de estas luminarias se realizara a través de bancadas las cuales fueron seleccionadas con una capacidad tal que, transporten las tuberías para la iluminación y además se cuente con reserva

3.7.- CALCULO DE LA MALLA DE TIERRA.

La corriente de falla a tierra a usar para el diseño de la malla, es la del lado de alta tensión, es decir, la corriente de falla a tierra de 34.5 Kv., debido a que el nivel de corto circuito es menor en el lado de la media tensión (13.8 Kv) por la impedancia introducida por los transformadores de potencia y la resistencia de puesta a tierra. La corriente de cortocircuito de alta tensión que se usa en diseño de la malla de tierra, es el de fase a tierra, ya que la corriente de fase a tierra es menor. El calibre del conductor de cobre para la malla de tierra a usar deberá ser 4/0 AWG, conductividad de 97 %, por norma de CADAPE.

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

- a. Debe tener una resistencia tal, que el sistema se considere sólidamente puesto a tierra.
- b. La variación de la resistencia, debido a cambios ambientales, debe ser despreciable de manera que la corriente de falla a tierra, en cualquier momento, sea capaz de producir el disparo de las protecciones.
- c. Impedancia de onda de valor bajo para fácil paso de las descargas atmosféricas.
- d. Debe conducir las corrientes de falla sin provocar gradientes de potencial peligrosos entre sus puntos vecinos. Debe salir 1 m fuera de la cerca.

e. Al pasar la corriente de falla durante el tiempo máximo establecido de falla, (es decir disparo de respaldo), no debe haber calentamientos excesivos.

f. Debe ser resistente a la corrosión.

3.7.1.- Sección de conductor de cobre para la Malla:

Al conductor de cobre se le adjudica una capacidad de transmitir una densidad de corriente del orden de 150 A/mm^2 ; por lo cual la sección mínima necesaria se calcula como:

$$S [\text{mm}^2] = \frac{I_t}{150}$$

Y en este caso da:

$$S = \frac{13358.4}{150} = 89.056 [\text{mm}^2]$$

CADAFE establece que la sección mínima de conductor de la malla es de 50 mm^2 . Para nuestra malla seleccionaremos 107.2 mm^2 el cual es de calibre 4/0,

3.7.2.- Largo “teórico” aproximado de los conductores de la malla, asumiendo que toda la I_{cc} es dispersada por ella.

La cantidad de metros de cobre de la malla está relacionada con la resistividad eléctrica del terreno y la corriente I_t a evacuar así como a la verificación posterior del resultado de máxima tensión de contacto U_c especificada en el proyecto, como se verá más adelante.

El diseño de la malla y sus dimensiones debe resolver el problema de evacuar la I_t hacia un terreno de una resistividad (δ_t) que CADAFE asume igual a 300 Ohm.m .

El largo necesario en metros de los conductores de la malla resulta de calcular:

$$L_c [m] = \frac{0,7 \delta_m I_t}{U_c}$$

$$L_c [m] = \frac{0,7 \times 300 \times 9894}{125} = 16621 m$$

δ_m = Resistividad eléctrica del terreno a la profundidad de implantación de la malla (terrenos arcillosos, sin piedras, valor máximo: 300 Ohm.m).

U_c (V): Dato de tensión máxima a lograr (del orden de 125 V).

En la Obra se instalarán aproximadamente 870 m de cable de malla, más un conjunto de jabalinas de tipo copperweld que, en definitiva, dispersarán la mayor parte de I_{cc} .

La característica de más relevancia de la malla es dar un conjunto equipotencial en contacto con la tierra, al vincular los equipos y tableros mediante conductores de cobre.

3.7.3. Resistencia de la malla (R_m). Sólo con cables de cobre

Este ítem consiste en calcular el valor resultante de la resistencia hacia tierra lograda por la presencia de la malla enterrada.

$$R_m [Ohm] = \frac{\delta_m}{2d} + \frac{\delta_m}{L_c}$$

Siendo:

L_c : Longitud de conductores de la malla propuesta en metros.

d : Diámetro equivalente del círculo de igual superficie que la superficie de la malla propuesta, en metros, tomando sólo la malla propia de la estación:

$50m \times 40m = 2000 m^2$. Con lo cual:

$$d = \sqrt{4 \times \frac{2000}{\pi}} = 50 m$$

$$R_m = \frac{300}{2 \times 50} + \frac{300}{870} = 3.3 [Ohm]$$

3.7.4. Resistencia de la jabalina (R_j)

La sección circular y el material químico de la jabalina aseguran que la misma tendrá una buena duración frente a la acción corrosiva del terreno sobre ella, así como un valor de puesta a tierra por jabalina de 5 Ohm.

$$R_j = 5 Ohm$$

3.7.5 Corriente dispersada por la malla propuesta: I_m

Esta corriente se calcula luego de aplicar los diversos datos de proyecto y establecer la malla que cubrirá el terreno y de proponer lo exigido en cuanto a “cuadrículas” (cuadrados que se forman por cruce de cables de la malla).

La especificación de AIEE indica que en mallas de diseño “cuadrado” (o muy próximo a cuadrado) no resulta práctico ni aporta una disminución final del valor de puesta a tierra prever más de 12 divisiones por lado de la malla.

En Obra se establece una cuadrícula de 6 x 4 m para mallas de subestaciones de distribución, de tensión máxima 34.5 kV.

Además se deben adicionar las conexiones entre mallas que, por proyecto, se necesitan, tanto para el conjunto de la malla como para otras mallas donde se exigen puestas a tierra asociadas a una determinada instalación conectada a la malla general.

Del conjunto resultará una determinada malla en la cual se debe verificar su capacidad de corriente de dispersión (I_m), en Ampere:

$$I_m [A] = \frac{I_t \cdot k}{100}$$

Siendo:

I_m : la capacidad de corriente de la malla diseñada

k : Relación porcentual de I_t que puede dispersar la malla propuesta

$$k [A] = \frac{100 \cdot U_c \cdot L_m}{0,7 \cdot \delta_m \cdot ISUBt}$$

Reemplazando resulta:

$$I_m = \frac{U_c \cdot L_m}{0,7 \cdot \delta_m} = \frac{125 \times 870}{0,7 \times 300} = 517,8 \text{ A}$$

3.7.6. Número de jabalinas necesarias (n)

$$n = \frac{I_j \cdot R_j}{I_m \cdot R_m}$$

Donde: $I_j = (I_t - I_m) [A]$

$$n = \frac{(9894 - 518) \times 5}{518 \times 3.3} = 28 \text{ jabalinas}$$

Esta diferencia entre las jabalinas teóricas y las cinco instaladas se cubrirá vinculando a tierra las tierras naturales encontradas en la zona que son las riostras de fundación que se vincularán también al sistema de puesta a tierra.

Se adopta un número mínimo de jabalinas igual a 5 (cinco), a partir de considerar una corriente límite de 6100 A.

En este proyecto se adopta el mínimo de 91 jabalinas.

3.7.7. Distribución de la corriente evacuada en conjunto (parte por malla y parte por jabalinas)

Primero se determina el valor de la resistencia del conjunto R_t del "paralelo" malla y jabalina:

$$\frac{I}{R_t} = \left(\frac{I}{R_m} + \frac{I}{R_{jt}} \right) \left[\frac{I}{Ohm} \right]$$

R_{jt} : Resistencia total del conjunto de jabalinas, valor que se obtiene de

$$R_{jt} = \frac{R_j}{n}$$

En este caso el número de jabalinas $n=5$ y $R_j=5$. Reemplazando:

$$R_{jt} = \frac{5}{91} = 0.05 \text{ Ohm}$$

Con este valor y el de R_m calculado en 2.5 tenemos:

$$\frac{I}{R_t} = \left(\frac{I}{3.3} + \frac{I}{0.05} \right) \left[\frac{I}{Ohm} \right] \quad R_t = 0.05 \text{ [Ohm]}$$

Finalmente se puede discriminar la corriente en Ampere que, malla y jabalinas, dispersan de la corriente total a dispersar por el conjunto:

$$1) \quad I_m = I_t \left(\frac{R_t}{R_m} \right) [A]$$

$$2) \quad I_j = I_t \left(\frac{R_t}{R_{jt}} \right) [A]$$

$$I_m = 9894 \times \frac{0.05}{3.3} = 150 [A]$$

$$I_j = 9894 \times \frac{0.05}{0.05} = 9894 [A]$$

Obsérvese que la mayor parte de la corriente de falla será dispersada por las jabalinas

3.7.8. Verificación de la tensión de contacto máxima exigida en proyecto (Del orden de 125V)

La circulación de corriente de frecuencia industrial por todo el circuito de puesta a tierra originará tensiones de **paso y de contacto** en el interior y el exterior de la malla.

La Norma VDE 0121 aconseja verificar las tensiones de paso y de contacto en el interior de la estación con un tiempo referencial de 1 segundo, como tiempo de actuación de las protecciones asociadas al sistema de puesta a tierra, estableciendo el valor de seguridad ya mencionado de 250 V (aunque las protecciones instaladas de tipo limitador establecen, a lo sumo, un tiempo de falla de 0,02 s).

$$U_c = \frac{0,7 \times \delta_m \times I_m}{L_m \times h} [V]$$

h: Profundidad de instalación. Haciendo h = 1m tenemos:

$$U_c = \frac{0,7 \times 300 \times 150}{870 \times 0.7} = 51.72 [V/m] < 125 [V/m]$$

Para tiempos de actuación de 0,02 s.

3.7.9. Verificación de la tensión de paso (U_p) máxima exigida en proyecto (del orden de 125 Volt/metro)

En este punto se procura resolver una hipotética situación de descarga a tierra y donde una persona ubicada sobre el terreno de la malla o en el exterior de la estación y sus pies separados 1 metro (paso), no se originen en ella tensiones mayores a las exigidas en este caso, es decir los 125 V.

$$U_p = \frac{0,16 \times \delta_m \times I_m}{L_m \times h} [V]$$

$$U_p = \frac{0,16 \times 300 \times 150}{870 \times 0,7} = 11,82 [V] < 125 [V]$$

Es de considerar que, el hecho de la selección de protecciones de tipo limitadoras, tanto en el fusible de media tensión como en las protecciones de interruptores automáticos de 380/220 V, permitiría establecer valores de tensiones de paso y contacto mayores a las aquí verificadas de 125 V (tiempo de actuación de protecciones del orden máximo de 0,02 s), verificándose que, de todos modos, los valores son menores a 125 V para malla que actualmente se encuentra con una misma disposición. La cual al tomar los mismos parámetros para la ampliación, estos concuerda con la misma.

3.8. CLASIFICACIÓN DE LA SUBESTACIÓN CON AMPLIACIÓN:

Para nuestra ampliación de la subestación el diseño abarca el siguiente tipo:

3.8.1 parte de la subestación 34.5 Kv.

- Subestación Radial I con dos transformadores Reductores de 34.5 KV a 13.8 KV

- Barra seccionadora con Equipos de maniobra de Intemperie en capacidad para 600 A.
- Máximo de números de salidas de líneas 34.5 Kv: 6.
- Máximo número de llegadas de transformadores a Barra 34.5 Kv: 2
- Conmutador de Mando de Disyuntor Local – Remoto.
- Conmutador de mandos seccionadores: Manual.

3.8.2 Parte de la subestación 13.8 Kv.

- Barra principal con capacidad de 1200 A.
- Barra de transferencia con capacidad de 600 A a soportar en el pórtico de salida de líneas de 13.8 Kv..
- Máximo número de tramos de 13.8 Kv: 17
- Máximo números de salidas de 13.8 Kv: 10
- Máximo número de llegada de transformadores a barra de 13.8 Kv: 2
- Máximo número de acoplamiento de Barra: 1
- Tramo de transferencia: 1
- Máximo números de transformadores de servicios auxiliares: 2
- Conmutador de mando de Disyuntores: Local – Remoto
- Conmutador de mando Seccionadores: Manual

A continuación en la figura 3.3 se observa el diagrama de la subestación una vez ampliada.

C.A.D.A.F.E
ZONA: ANZOÁTEGUI
FECHA: 12/02/2017
RESPONSABLE: PASANTE: IBALGORRINS

**SE TAPAN CORONAS
 CON AMPLIACIÓN**

**NOTA: ESTA SE REQUIERE DE UN TABLERO
 DE MEDICIÓN Y PROTECCIÓN PARA PROTEGER
 LOS TRES TRANSFORMADORES DE POTENCIA
 SELECTIVO EN LOS DISPAROS**

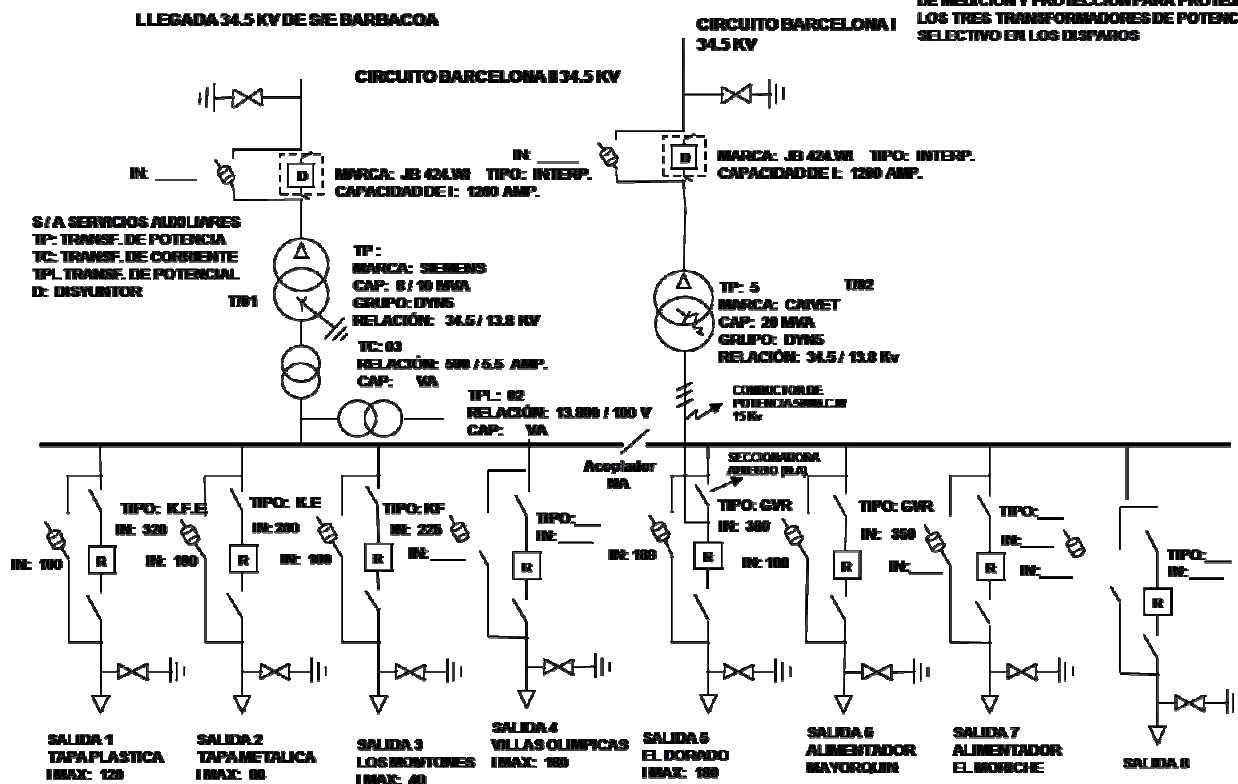


Figura 3.3. Diagrama unifilar de S/E Ampliada a 30 MVA

CAPITULO IV

CALCULOS ELECTROMECHANICOS DE LA S/E

El estudio Electromecánico del sistema eléctrico en la subestación se hace con un propósito específico, es decir, que debe tener una aplicación concreta para la solución de un problema. Estos cálculos nos sirve para seleccionar o verificar la capacidad de los equipos a utilizar, tales como seccionadores, interruptores, conductores, barras, protecciones, etc.

El presente capítulo tiene por objeto mostrar los cálculos de los niveles de cortocircuito en la barra 13.8 Kv, así como llegar al cálculo de los conductores de las barras y pasos considerados para el diseño de los esquemas de protecciones contra sobrecorriente, para los nuevos alimentadores.

4.1.- CALCULO DE LOS NIVELES DE CORTOCIRCUITO

Para llevar a cabo una correcta protección de un sistema de distribución es necesario conocer todos los parámetros del mismo, tales como impedancia de falla, niveles de cortocircuito, etc. A continuación se indicaran estos datos y forma de calcularlo.

4.1.1.- Impedancia de Falla.

Las fallas en los sistemas de distribución en líneas y equipos son condiciones anormales en los circuitos, y las causas de estas puede ser innumerables, por eso se dice que todas no son del tipo sólido, esto quiere decir que la mayoría de las fallas se originan por factores externos, que poseen una impedancia propia que es desconocida, pero apreciable. (Impedancia de Falla).

Por lo tanto para el cálculo de las corrientes mínimas de cortocircuito monofásica, es necesario considerar una magnitud para dicha impedancia; tomándose para la realización de este trabajo 20 ohmios, siendo este un valor normalizado por la gerencia de CADAFE.

4.1.2.- Calculo de los niveles de Cortocircuito.

A continuación se presenta el cálculo para los niveles de cortocircuito para la barra 13.8 Kv, para luego ser utilizado en los cálculos de los niveles mínimos de corto circuito de los nuevos alimentadores mediante e subprograma CORTO del programa SID.

4.1.2.1. Con el Acoplador Abierto.

En la figura 4.1 se observa el diagrama unifilar del sistema cuando el acoplador está abierto.

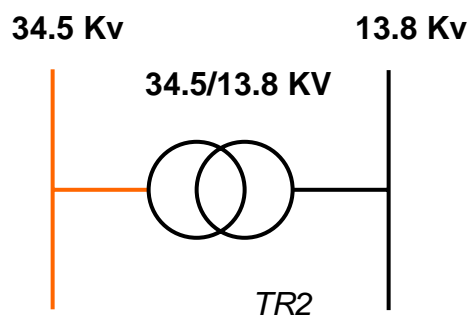


Figura 5.1. Diagrama unifilar del sistema sin acoplador

4.1.2.1.1.- Datos del sistema.

4.1.2.1.1.1.- Niveles de cortocircuito en la barra 34.5 KV.

Estos datos fueron suministrados por el departamento de Trasmisión (Ing. Nelson Figuera) de CADAPE Puerto la Cruz. La cual fueron suministrados por el departamento de carga de la subestación Barbacoa, en la tabla N° 4.1 las fallas Monofásicas y en la tabla N° 4.2 las fallas trifásicas de cortocircuito en la barra 34.5 Kv.

Tabla N° 4.1. Fallas de Cortocircuito Monofásicas en la Barra 34.5 Kv.

No mbre	I_k'' kA	I k'', Ángu lo d eg	S_k " MV A	i_p kA	Cor riente kA	R k0, Im(Zk0) O hm	X k0, Im(Zk0) O hm
Bar bacoa 34.5 kV	13, 3584	- 89,26 8	26 6,080	37, 0607	13,3 584	0, 0014	0, 4893

Tabla N° 4.2. Fallas de Cortocircuito Trifásico en la Barra 34.5 Kv

No mbre	I_k " k A	Cor riente kA	I k'', Ángu lo d eg	S k" M VA	i_p k A	Rk , Re(Zk) O hm	X k, Im(Zk) O hm	lb k A
Bar bacoa 34.5 kV	9, 8930	9,8 938	- 89,17 9	5 91,21	2 7,448	0, 03170	2, 2143	9, 8938

4.1.2.1.1.2. Datos del Transformador.

Impedancia del transformador de potencia: 10.03 %

Capacidad del transformador de potencia 20 MVA.

Conexión del transformador de potencia: $\Delta - Y$

Tomando como valores bases:

$$S_{BASE} = 100 \text{ MVA.}$$

$$V_{BASE} = 13.8 \text{ Kv.}$$

Con estos valores, calculamos la I_{BASE} y la Z_{BASE} mediante las formulas 5.1 y 5.2.

$$I_{BASE} = \frac{S_{BASE}}{\sqrt{3}xV_{BASE}} \quad \text{(Ec. 5.1)}$$

$$I_{BASE} = \frac{100MVA}{\sqrt{3}x13.8Kv}$$

$$I_{BASE} = 4183.7A$$

$$Z_{BASE} = \frac{V_{BASE}^2}{S_{BASE}} \quad \text{(Ec. 5.2)}$$

$$Z_{BASE} = \frac{(13.8Kv)^2}{100MVA}$$

$$Z_{BASE} = 1,904\Omega$$

Llevando los valores de corriente de cortocircuito a valores por unidad:

$$I_{CC3\Phi} = 2,36 \angle -89.17^\circ p.u$$

$$I_{CC1\Phi} = 3.19 \angle -89.26^\circ p.u$$

Una vez obtenido todos los valores bases, procedemos a calcular los tipos de impedancia:

4.1.2.1.2 Calculo de las impedancias en la Barra 34.5 Kv.

Para el cálculo de la impedancia se utilizan las ecuaciones 5.3 para la impedancia de secuencia positiva y la ecuación 5.4 para la impedancia de secuencia cero.

$$Z_{Sec+} = Z_{Sec-} = \frac{S_{BASE}}{S_{CC3\Phi}} = \frac{100 \angle 0^\circ}{591.211 \angle 89,17^\circ} \quad (\text{Ec. 5.3})$$

$$Z_{BASE} = 0,17 \angle -89,17^\circ p.u$$

$$Z_{Sec0} = \left(\frac{3xV_{p.u}}{I_{falla1\Phi} p.u} \right) - 2xZ_{Sec+} p.u \quad (\text{Ec. 5.4})$$

$$Z_{Sec0} = 1,611 \angle 89,52^\circ p.u$$

4.1.2.1.3. Calculo de la impedancia del transformador de Potencia.

$$Z_{Transf} = 10.03\% = 0.1003 p.u$$

Transformando a la base seleccionada:

$$Z_{Transf}' = Z_{Transf} x \left(\frac{S_{BASE}}{S_{Nueva}} \right) x \left(\frac{V_{Nuevo}}{V_{BASE}} \right) = 0.1003 x \left(\frac{100}{20} \right) x \left(\frac{13.8}{13.8} \right) = 0,5015 p.u$$

De la figura 4.2 (Curva X/R Vs. MVA de Transformadores), obtenemos un valor de:

X/R = 22, para un transformador de 20MVA.

$$X/R = 22 \Rightarrow X = 2.R$$

De aquí:

$$Z = \sqrt{R^2 + (22.R)^2} = R.\sqrt{485}$$

Donde:

$$R = \frac{Z}{\sqrt{485}} = \frac{0.5015}{\sqrt{485}} = 0,0227 \text{ p.u.}$$

$$X = 22.R = 22 \cdot 0,0227 \Rightarrow X = 0.5 \text{ pu.}$$

Para el transformador tenemos:

$$Z_{Sec+} = Z_{Sec-} = Z_{Sec0} = 0.5 \angle 87,4^\circ \text{ p.u.}$$

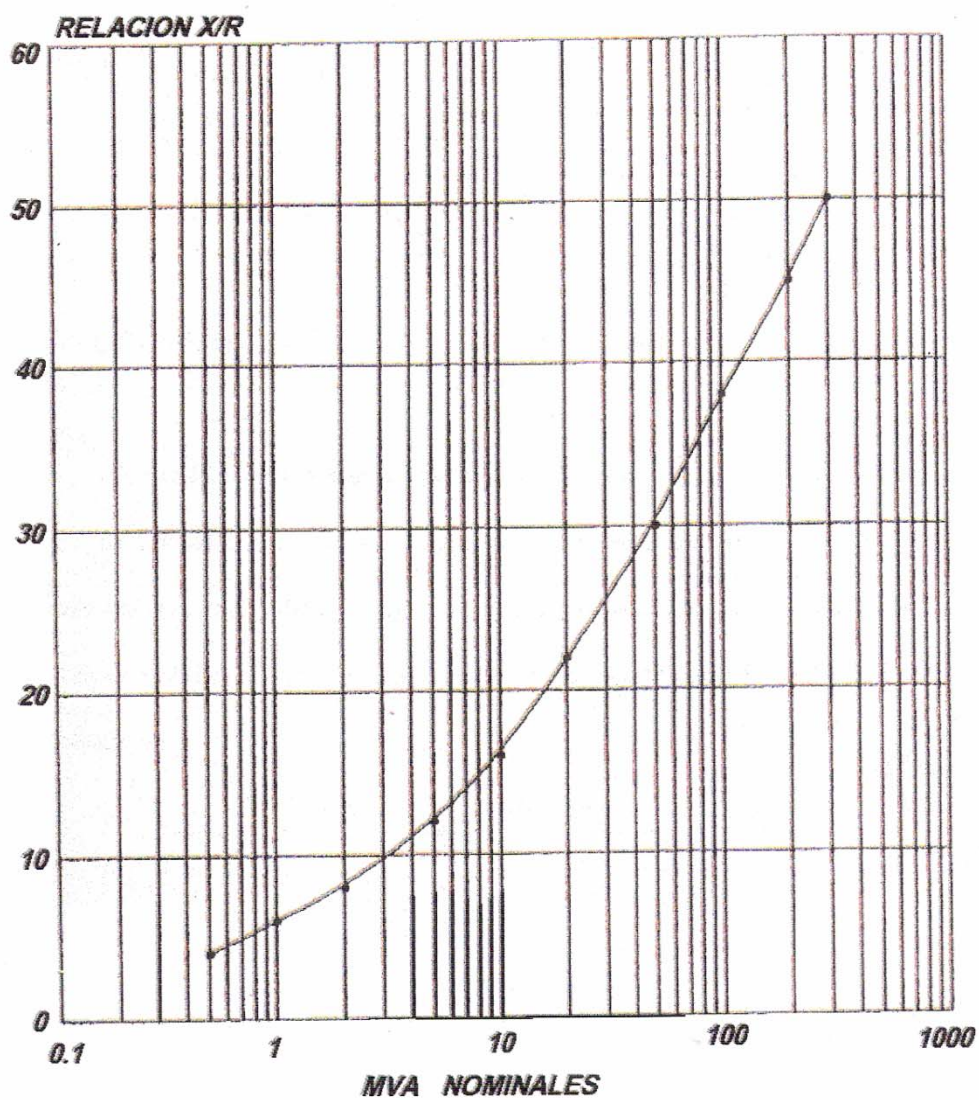
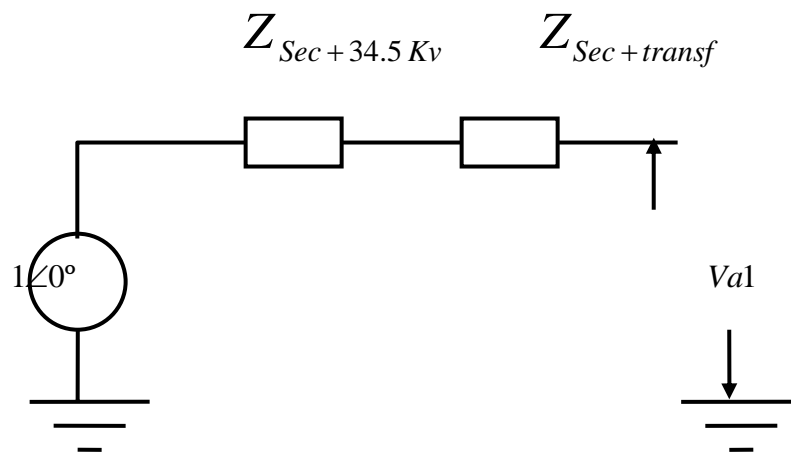


Figura 4.2 Curva X/R Vs. MVA de Transformadores.

4.1.2.1.4. Impedancia Equivalente en la Barra de 13.8 Kv.

Diagrama de secuencia Positiva:

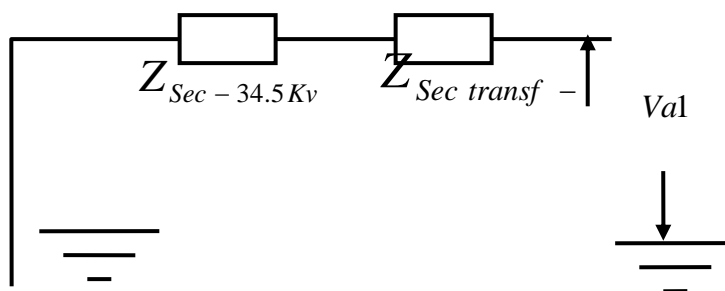


$$Z_{eq_{Sec+13.8 Kv}} = Z_{eq_{Sec + 34.5 Kv.}} + Z_{eq_{Sec+transf}} \quad (\text{Ec. 4.4})$$

A través de la ecuación 4.4 se obtiene el valor de impedancia de secuencia positiva de 13.8 Kv.

$$Z_{eq_{Sec+13.8Kv}} = 0,33 \angle 85,63^\circ \text{ p.u.}$$

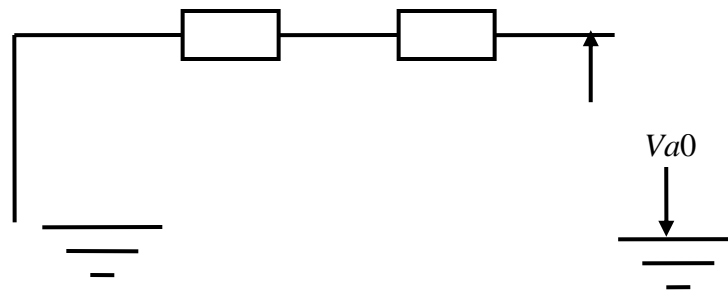
Diagrama de secuencia Negativa:



$$Z_{eq_{Sec-}} = Z_{eq_{Sec+}} = 0,33 \angle 85,63^\circ \text{ p.u.}$$

Diagrama de secuencia cero:

$$Z_{Sec0\ 34.5\ Kv} \quad Z_{Sec0\ transf}$$



Para la obtención del valor de la impedancia de secuencia cero en la Barra hay que utilizar la ecuación 4.5.

$$Z_{eq_{Sec0_{13,8Kv}}} = Z_{eq_{Sec0_{34,5Kv}}} + Z_{eq_{Sec0_{transf}}} \quad (\text{Ec. 4.5})$$

$$Z_{eq_{Sec0_{13,8Kv}}} = 2,1106 \angle 89,01^\circ \text{ p.u.}$$

4.1.2.1.5. Cálculo de la potencia en cortocircuito en la Barra de 13.8 Kv.

Una vez calculada las impedancias de secuencias referidas a la Barra de 13.8 Kv., se procede a calcular las corrientes de cortocircuito con la ecuación 4.6 y luego como resultado de interés los MVA de cortocircuito en dicha Barra.

De este modo:

$$I_{CC3\Phi p.u} = \frac{V_{p.u}}{Z_{eq_{Sec+en13.8Kv}}} \quad (\text{Ec. 4.4})$$

$$I_{CC3\Phi p.u} = 3.03 \angle -85,63^\circ p.u.$$

Llevando este resultado a valor real:

$$I_{CC3\phi Real} = I_{CC3\phi p.u} \times I_{CC3\phi BASE}$$

$$I_{CC3\phi Real} = 12.676 KA$$

De aquí:

$$MVA_{cc_{3\phi en 13.8Kv}} = 174,93 MVA$$

Igualmente:

$$I_{cc_{1\phi p.u}} = \frac{3 \times V_{p.u}}{2 \times Z_{Sec+13.8Kv} + Z_{Sec0 13.8 Kv.}}$$

$$I_{cc_{1\phi p.u}} = 1,083 \angle -88,2^\circ p.u$$

$$I_{cc_{1\phi \text{ Real}}} = 4532,23 \text{ A.}$$

De aquí resulta:

$$MVAcc_{1\phi} = 62,54 \text{ MVA.}$$

4.1.2.2. Con el Acoplador de Barras Cerrado.

En la figura 4.3 se observa el diagrama unifilar del sistema cuando el acoplador esta cerrado.

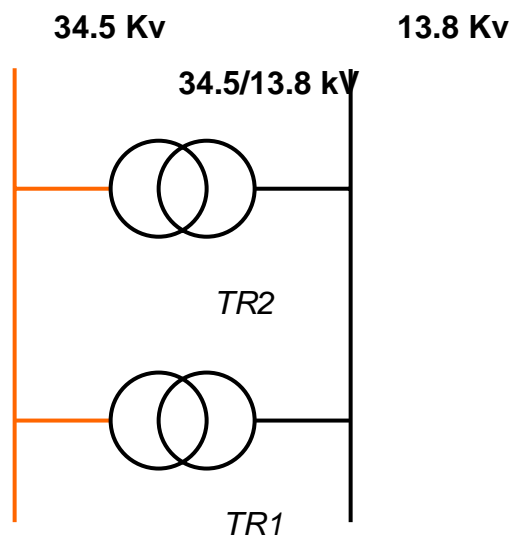


Figura 4.3. Diagrama Unifilar del Sistema con el acoplador de las Barras de 13.8 Kv Cerrado.

4.1.2.2.1. Datos del sistema:

4.1.2.2.1.1. Niveles de Cortocircuito e la Barra 34.5 Kv.

Estos datos son los mismos suministrados por CADAFE y utilizados en el punto 4.1.2.1.2.

4.1.2.2.1.2. Datos del Transformador.

Tabla 4.3. Características de los transformadores en la S / E.

Transformador	TR 1	TR 2
Impedancias	10 %	10.03 %
Capacidad en MVA	10	20
Conexión	$\Delta - Y$	$\Delta - Y$

Utilizando los datos de la tabla 4.3 y los valores bases utilizados en los cálculos anteriores (punto 4.1.2.1.1.2).

Ahora se procede a calcular los tipos de impedancias.

4.1.2.2.2. Calculo de impedancias en la Barra 35.5 Kv.

Mediante las ecuaciones 4.3 y 4.4, se obtienen los valores de impedancias siguientes:

$$Z_{Sec+} = 0,17 \angle -89,17^{\circ} p.u$$

$$Z_{Sec\ 0} = 1,611 \angle 89,52^\circ \text{ p.u}$$

4.1.2.2.3. Calculo de impedancia del transformador de potencia de la Subestación.

$$Z_{transf} = Z_{transf\ 1} // Z_{transf\ 2}$$

$$Z_{transf} = \frac{0,1 \times 0,1003}{0,1 + 0,1003}$$

$$Z_{transf} = 0,05 \text{ p.u}$$

Transformando a la base seleccionada

$$Z_{trans'} = 0,25 \text{ p.u}$$

De la figura 4.2 se obtiene el valor de:

$$X/R = 22 \Rightarrow X = 22.R$$

$$\text{De donde } Z = \sqrt{R^2 + X^2} \Rightarrow \sqrt{R^2 + (22.R)^2} = R \cdot \sqrt{485}$$

Despejando a R nos queda:

$$R = \frac{Z}{\sqrt{485}} = \frac{0,25}{\sqrt{485}} = 0,01135 \text{ p.u}$$

Para el transformador tendremos:

$$Z_{Sec+} = Z_{Sec-} = Z_{Sec0} = 0,25 \angle 87,39^\circ$$

4.1.2.2.4. Impedancia Equivalente en la Barra 13.8 Kv.

Impedancia de secuencia positiva.

Con la ecuación 4.4 se calculo el valor de la impedancia.

$$Z_{eq_{Sec+}} = Z_{eq_{Sec-}} = 0,081 \angle 80,16^\circ \text{ p.u.}$$

Para realizar el cálculo de la impedancia de secuencia cero se sustituyeron los datos en la ecuación 4.5, resultando:

$$Z_{eq_{Sec0 \text{ 13.8 Kv}}} = 1,86 \angle 89,23^\circ$$

4.1.2.2.5. Calculo de los MVA de cortocircuito en la Barra de 13.8 Kv.

Procedemos a calcular las corrientes de cortocircuito con la ecuación 4.6 y luego como resultado de interés los MVA de cortocircuito en dicho barra.

Estos MVA de cortocircuito son datos de entrada al programa CORTO, el cual se describirá en el anexo N° 2.

De esta manera obtenemos como resultado:

$$I_{CC\ 3\phi\ p.u} = 12,34 \angle -80,16^\circ\ p.u$$

$$I_{CC\ 3\phi\ real} = I_{CC\ 3\phi\ p.u} \times I_{CC\ 3\phi\ BASE}$$

$$I_{CC\ 3\phi\ real} = 51,65\ KA.$$

De aquí

$$MVA_{cc\ 3\phi\ en\ 13.8\ Kv} = 712,77\ MVA$$

Igualmente

$$I_{cc\ 1\phi\ p.u} = \frac{3 \times V_{p.u}}{2 \times Z_{Sec+ 13.8\ Kv} + Z_{Sec\ 0\ 13.8\ Kv}}$$

$$I_{cc\ 1\phi\ p.u} = 1,485 \angle -88,5^\circ\ p.u.$$

Calculando su valor real usando los parámetros de Base:

$$I_{cc_{1\phi \text{ real}}} = 6213,41 \text{ A}$$

De aquí

$$MVA_{cc_{1\phi}} = 88,74 \text{ MVA}$$

Una vez hecho todos estos cálculos para el estudio de cortocircuito de la barra de 13.8 Kv, se procederá a utilizar en el programa de CORTO del programa SID. (Sistema Integral de Distribución). Para obtener los reportes de los diferentes tipos de fallas (trifásicas, bifásicas, dos líneas a tierra, monofásicas), en los nodos pertenecientes a cada Alimentador bajo estudio.

4.2- CRITERIOS PARA LA SELECCION DE BARRAS

4.2.1- Parámetros de selección

El diseño de las barra principales en subestaciones involucra muchos factores, entre los que se incluyen:

4.2.1.1.- Ubicación de las barras.

La ubicación de las barras en la subestación y su proximidad a otros equipos juega un papel fundamental en el tamaño de una S/E. Los conductores flexibles usados en la construcción de las barras principales en ciertas ocasiones se mueven por causa de cortocircuitos o elongan debido a condiciones de temperatura por lo que deben dimensionarse convenientemente para prevenir el contacto con otros equipos o infringir las distancias mínimas de seguridad.

El mantenimiento de equipos e izamiento de los mismos también deben ser considerados en la ubicación de las barras y las estructuras de apoyo.

4.2.1.2.- Expansión futura de la subestación.

Las barras principales normalmente requieren que las estructuras de apoyo sean lo suficientemente robustas puesto que ellas pueden limitar la expansión futura si no son adecuadamente dimensionadas.

4.2.2.- Selección del conductor.

El conductor seleccionado debe estar basado en la ampacidad, propiedades físicas y costo del mismo. Los conductores deben seleccionarse tal que ellos tengan la capacidad de resistir incrementos de cargas transitorias y fallas del sistema sin sufrir daño por excesos de temperatura.

4.2.3.- Condiciones de diseño eléctrico

Valido tanto para barras tendidas como barras soportadas.

- Capacidad de corriente
- Cortocircuito

Los criterios a seguir indistintamente del modelo que se tome deben ser (basados en las Normas de CADAFE) los siguientes:

En exteriores.

- Temperatura ambiente máxima 40 °C

En instalaciones interiores.

- Temperatura ambiente máxima 40 °C, 50 °C, 60 °C
- Aumento de temperatura máxima de diseño:
- En condiciones normales 30 °C y 35 °C en el punto más caliente.
 - En condiciones de emergencia 70 °C y 75 °C

4.2.3.1.- Calculo de la barra de 34.5 kv.

La capacidad a instalar en subestación Tapas Corona será de 30 MVA, la barra de 34.5 deberá ser capaz de manejar esa potencia instalada.

La corriente en régimen permanente, que deberá soportar la barra, se determina utilizando la ecuación.

$$I = \frac{MVA_{Totales}}{\sqrt{3} \times V_{Barra}} \quad \text{Ec. (4.1)}$$

Donde:

$MVA_{Totales}$ = Capacidad a instalada de la Subestación.

V_{Barra} = Voltaje Nominal de la Barra.

I = Corriente máxima a través de la barra en régimen permanente.

Para una para una capacidad instalada de 30 MVA, y una tensión de 34.5 Kv se obtiene una corriente en régimen permanente de **502.04 A**.

El conductor de la barra 34.5 Kv deberá tener una corriente nominal mayor a 502.04 A. para la barra 34.5 Kv se seleccionará un conductor, ARVIDAL COSMOS 477 MCM. Este conductor soporta una corriente en régimen permanente de 639 A. la es mayor a la corriente que la corriente máxima que pasará a través del conductor, lo que garantiza que en régimen permanente la barra de 34.5 Kv nunca estará sobrecargada.

En la tabla 4.1 se muestran las características del conductor seleccionado para la Barra 34.5 Kv.

Tabla 4.1 Características del conductor ARVIDAL Cosmos 477 MCM

DESCRIPCIÓN	UNIDAD	PARAMETROS
Calibre	MCM	477
Diámetro del Conductor	mm	20.15
Peso aproximado	Kgr/Km.	666

Tensión de ruptura	Kgr	3792
Ro	Ω / Km DC a 20°	0.119
Reactancia capacitiva	$M\Omega \cdot Km$	0.2196
Reactancia inductiva	Ω / Km	0.3978
Resistencia eléctrica a 75 °C	Ω / Km	0.145
Corriente Nominal	A	639

4.2.3.1.1.- Calculo Eléctrico

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

La sección de los conductores debe ser tal que su temperatura no exceda la temperatura no exceda la temperatura limite del material, dicha temperatura puede ser determinada por los requerimientos mecánicos del material cuando se le somete en un tiempo muy corto a una temperatura muy alta.

4.2.3.1.2.- Capacidad térmica de los conductores a régimen permanente.

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

$$I^2 \times R + Q_I = Q_C + Q_R \quad \text{Ec. (4.2)}$$

Donde:

Q_C = Energía térmica por convección (W/m).

Q_R = Energía térmica por radiación (W/m).

Q_I = Energía térmica por insolación.(W/m).

R = Resistencia efectiva (ca) a la temperatura del conductor = 0.145 (Ω / m)

4.2.3.1.3.- Calor transmitido por convección.

Se calcula mediante la siguiente expresión:

$$Q_C = 14.77 \rho_f^{0.5} \times D^{0.75} (T_C - T_A)^{1.25} \quad \text{Ec. (4.3)}$$

Donde:

D = Diámetro del Conductor = 0.02015 m.

ρ_f = Densidad del Aire = 0.829 Kgr / m^3

T_C = Temperatura promedio del conductor a 75 °C

T_A = Temperatura ambiente = 40 °C.

Sustituyendo en la ecuación 4.3 obtenemos:

$Q_C = 61.227 \text{ W/m}$

4.2.3.1.4.- Calor perdido por Radiación:

$$Q_R = 17.8 \times D \times e \left[\left(\frac{T_C}{100} \right)^4 - \left(\frac{T_a}{100} \right)^4 \right] \quad \text{EC. (4.4)}$$

Donde:

D = Diámetro del conductor = 0.02015 m.

T_C = Temperatura del conductor a 348.15 °K

T_a = Temperatura ambiente a 313.15 °K

e = Coeficiente de emisividad. = 0.5 para conductor aluminio CADAFE como se indica en la tabla 4.2

Sustituyendo e la ecuación 4.4 obtenemos **QR = 9.1 W/m.**

Tabla 4.2 Emisividad de los Conductores según Material.

Emisividad				
Material	Cond.		CADAFE	CADAFE
	nuevo	viejo	interiores	exteriores
Cobre	0,40	0,70	0,4	0,6
Aluminio y aleaciones	0,38	0,90	0,35	0,5
ACSR	0,45	0,90	-	-

4.2.3.1.5.- Calor absorbido por insolación.

$$Q_I = 1100 \times a \times D \times \text{sen}\phi \quad \text{Ec. (4.5)}$$

Donde:

D = Diámetro del conductor = 0.02015 m

ϕ = Latitud solar = 90° (Latitud Ecuatorial)

a = Coeficiente de absorción = 0.5 (valor promedio)

Sustituyendo en la ecuación 4.5 se obtiene $Q_I = 11.08 \text{ W/m.}$

Sustituyendo los valores obtenidos de Q_C , Q_I y Q_R en la ecuación 4.2 se obtiene el valor de la capacidad térmica del conductor:

$$I = 639.21 \text{ Amp}$$

Este valor es la corriente bajo régimen permanente de operación del conductor, y debido a que es mayor que la máxima corriente que transportara el conductor (502.04 A), ratifica la elección del conductor ARVIDAL 477 MCM.

4.2.3.2- Condiciones de Emergencia.

En este caso la ecuación de balance térmico es la siguiente:

$$I^2 \times R + Q_I + Q_A = Q_C + Q_R \quad \text{EC. (4.6)}$$

Donde:

Q_A = Emergencia térmica almacenada por el conductor (W/m).

En este caso los cálculos se hacen para una temperatura del conductor de 110 °C, es decir $T_c = 110$ °C

4.2.3.2.1. Calor transmitido por convección:

Utilizando la ecuación 4.3 se obtiene que $Q_c = 145.625$ W/m.

4.2.3.2.2 Calor perdido por Radiación:

Utilizando la ecuación 4.4 se obtiene que $QR = 21.4037 \text{ W/m}$

4.2.3.2.3 Calor Almacenado en el conductor:

$$Q_A = 11,828 \times 10^3 \times C \times W(T_C - T_a) \times T^{-1} \quad \text{EC. (4.7)}$$

Donde:

$C =$ Calor específico del material del conductor = $0.093 \text{ cal/g.}^\circ\text{C}$

$W =$ Peso del conductor = 0.666 Kg/m .

$T_c =$ Temperatura promedio del conductor = $110 \text{ }^\circ\text{C}$

$T_a =$ Temperatura ambiente = $40 \text{ }^\circ\text{C}$.

$T =$ Tiempo de sobrecarga = 2700 seg .

Utilizando la ecuación 4.7 se obtiene $Q_A = 18.993 \text{ W/m}$

4.2.3.2.4 Calor absorbido por insolación:

Es el mismo que en el caso de régimen permanente.

Finalmente, sustituyendo los valores respectivos en la ecuación 4.6, se obtiene la capacidad térmica del conductor para régimen de emergencia y su valor

es de $I = 971.86 \text{ A}$. Este valor es superior al valor de corriente de carga máxima, por lo tanto se verifica el conductor nuevamente por capacidad térmica.

4.2.3.3.- Capacidad Térmica de los Conductores bajo Cortocircuito.

La corriente permisible bajo cortocircuito se determina a partir de la siguiente ecuación:

$$I_{cc} = K \times A \sqrt{\frac{\ln\left(1 + \frac{T_m - T_i}{235}\right)}{T \times \left(1 + \frac{T_i - 20}{235}\right)}} \quad \text{Ec. 4.8}$$

Donde:

A = Área efectiva del conductor = 241.51 mm²

T = Duración del corto circuito = 0.5 seg.

T_m = Temperatura máxima que puede soportar el conductor = 180 °C

T_i = Temperatura inicial del conductor = 40 °C

K = Constante de proporcionalidad = 141.9 (Para el Aluminio)

Sustituyendo estos valores en la ecuación 4.8, se obtiene que el conductor es capaz de soportar una corriente de cortocircuito igual **31,8 KA**. Del análisis de cortocircuito se determino que para el fallo mas severo, es decir el trifásico, la corriente de corto circuito suministrada por el departamento de despacho de Subestación Barbacoa de la barra de 34.5 KV es de **9893,8 KA**. Por lo tanto el conductor seleccionado para la barra 34.5 Kv (ARVIDAL 477), posee suficiente capacidad térmica para soportar el corto circuito trifásico.

Entonces, el conductor seleccionado para la barra de 34.5 Kv, cumple con todos los requisitos necesarios.

4.3.- CALCULO DE LA BARRA PARA 13.8 KV.

Se siguen los mismos procedimientos que para la barra 34.5 Kv.

Estos cálculos estarán destinados para el nuevo pórtico del transformador de 20 MVA y una tensión de 13.8 Kv, el cual tendrá conexión con el pórtico existente a través de un acoplador que se encuentra normalmente abierto. La corriente en régimen permanente que deberá soportar la barra, se determinara por la ecuación.

Para 20 MVA y una tensión de 13.8 Kv se obtiene una corriente de régimen permanente de **836.74 A**. El conductor de la barra de 13.8 Kv. deberá tener una corriente nominal mayor a 836.74

Para la barra 13.8 Kv se selecciono un conductor, ARVIDAL de calibre 1000 MCM. Este conductor soporta una corriente de 1010 A, la cual es mayor que la corriente máxima que pasará a través del conductor, lo que garantiza que en régimen permanente la barra 13.8 Kv nunca estará sobrecargada.

En la tabla 4.3, se muestran las características del conductor seleccionado para la barra de 13.8 Kv. (ARVIDAL 1000 MCM).

Tabla 4.3 Características del conductor ARVIDAL 1000 MCM

DESCRIPCIÓN	UNIDAD	PARAMETROS
Calibre	MCM	1000
Diámetro del Conductor	mm	29.2
Peso aproximado	Kgr/Km.	1397.2
Tensión de ruptura	Kgr	7783
Ro	Ω / Km DC a 20 ^o	0.057

Reactancia capacitiva	$M\Omega \cdot Km$	0.2017
Reactancia inductiva	Ω / Km	0.3386
Resistencia eléctrica a 75 °C	Ω / Km	0.071
Corriente Nominal	A	1010

4.3.1.- Capacidad térmica de los conductores a régimen permanente.

4.3.1.1.- Calor transmitido por convección.

Sustituyendo en la ecuación 4.3, los valores correspondiente para los conductores de 1000 MCM, se obtiene que $Q_C = 80.868 \text{ W/m}$

4.3.1.2.- Calor perdido por Radiación.

Sustituyendo en la ecuación 4.4, los valores correspondiente para los conductores de 1000 MCM, se obtiene que $Q_R = 13.189 \text{ W/m}$

4.3.1.3 Calor absorbido por insolación.

Sustituyendo en la ecuación 4.5, los valores correspondiente para los conductores de 1000 MCM, se obtiene que $Q_I = 16.06 \text{ W/m}$.

Sustituyendo los valores de Q_C, Q_I y Q_R en la ecuación 4.2 se obtiene el valor de la capacidad térmica del conductor 1000 MCM.

$$I = 1048 \text{ Amp}$$

Este valor es la corriente bajo régimen permanente de operación del conductor, y debido a que es mayor que la máxima corriente que transportará el conductor (1010 A), ratifica la elección del conductor ARVIDAL 1000 MCM.

4.3.2.- Condiciones de emergencia para la barra 13.8 Kv.

En este caso los cálculos se hacen para una temperatura del conductor de 110 °C, es decir $T_c = 110$ °C.

4.3.2.1. Calor transmitido por convección:

Utilizando la ecuación 4.3 se obtiene que **$Q_c = 192.33$ W/m.**

4.3.2.2 Calor perdido por Radiación:

Utilizando la ecuación 4.4 se obtiene que **$Q_R = 31.01$ W/m**

4.3.2.3 Calor Almacenado en el conductor:

Utilizando la ecuación 4.7 se obtiene **$Q_A = 39.846$ W/m**

4.3.2.4 Calor absorbido por insolación:

Es el mismo que en el caso de régimen permanente. **$Q_I = 16.06$ W/m**

Finalmente, sustituyendo los valores respectivos en la ecuación 4.6, se obtiene la capacidad térmica del conductor para régimen de emergencia y su valor es de **$I = 1535.65$ A.**

Este valor es superior al valor de corriente de carga máxima, por lo tanto se verifica el conductor nuevamente por capacidad térmica.

4.3.3.- Capacidad Térmica de los Conductores bajo Cortocircuito en 13.8 KV.

Sustituyendo los valores en la ecuación 4.8, se obtiene que el conductor es capaz de soportar una corriente de cortocircuito igual a $I_{CC} = 66.74 \text{ KA}$. Del análisis de corto circuito se determino que para el fallo mas severo, es decir, el trifásico, la corriente de cortocircuito de la barra de 13.8 Kv es de **12,676 KA**. Por lo tanto el conductor seleccionado para la barra 13.8 Kv esta por encima de este valor de fallo y cumple con las condiciones deseadas.

4.4.- DESCARGADORES DE SOBRETENSIÓN (PARARRAYOS):

Para que los Descargadores de Sobretensión realicen una Protección efectiva, su instalación deberá cumplir con lo siguiente:

- Que las conexiones entre el punto de unión del descargador de sobretensiones (Pararrayos) y tierra sea lo suficientemente cortas y se disponga de una baja resistencia de puesta a tierra.
- que la distancia entre el descargador de sobretensión y el quipo a proteger sea mantenida dentro de un valor adecuado.

El primer requisito tiene importancia en las instalaciones de media tensión debido a que las caídas de tensión originadas por efecto ohmico e inductivo en las conexiones pueden alcanzar valores importante en relación con la tensión residual del descargador.

A continuación calculamos de los descargadores de tensión para 34.5 Kv.
Tensión nominal del descargador:

$$V_N = C \times V_{MÁX} \quad \text{EC: 4.9}$$

$$C = \frac{U_c(fl)}{\sqrt{3}} \quad \text{EC: 4.10}$$

Donde:

$V_{MÁX}$ = Voltaje máximo del sistema (38 Kv para 34.5 y 17.5 para 13.8 Kv)

U_c = Tensión de cebado del pararrayo a frecuencia industrial.

fl = Frecuencia industrial.

C = Factor de sobretensión.

Para calcular U_c se determina las tensiones de fases sanas al momento de ocurrir el fallo de línea a tierra, la tensión que resulte mayor se le asigna a U_c .

Suponiendo que el fallo de línea a tierra ocurre en la fase “a”, se determina los voltajes de fase de “b” y “c”, los cuales pueden ser calculados de la siguiente manera:

$$e_b = -\frac{1}{2} - j\frac{\sqrt{3}}{2} - \frac{Z_0 - Z_1}{2Z_1 + Z_0} \quad \text{EC. 4.11}$$

$$e_c = -\frac{1}{2} + j\frac{\sqrt{3}}{2} - \frac{Z_0 - Z_1}{2Z_1 + Z_0} \quad \text{EC. 4.12}$$

Donde:

e_b = Tensión en la fase “b”, en el momento de la falla en la fase “a”.

e_c = Tensión en la fase “c”, en el momento de la falla en la fase “a”.

Z_0 = Impedancia de Secuencia cero en el punto de fallo.

Z_1 = Impedancia de Secuencia positiva en el punto de fallo.

En los análisis de corrientes de cortocircuitos hechos para la barra de 34.5 KV y de 13.8KV obtuvimos unos los cuales se reflejan en la tabla 4.4:

Tabla 4.4 Impedancia de secuencias (CADAFE 2009)

BA RRAS	Zo	Z1
34. 5 KV	$j0,417$	$j1,560$
13. 8 KV	$j0,590$	$j0,707$

4.4.1.- Tensión de cebado para los pararrayos en 34.5 KV.

Sustituyendo los valores de la tabla 4.4, correspondiente a 34.5 KV, en la ecuación 4.11 y 4.12, se obtiene:

$$|e_b| = |e_c| = 1.31$$

Por lo tanto **Uc = 1.31**

Ahora, el factor de sobretensión se calcula a partir de la ecuación 4.10, de donde se obtiene:

$$C = 0.756$$

Y sustituyendo este valor en la ecuación 4.9, se obtiene la tensión nominal para el descargador de sobretensión de 34.5 KV:

$$V_N = 28.728.Kv$$

Por lo tanto, la tensión nominal de todos los descargadores de sobretensión en 34.5 Kv, debe de ser de **30 Kv**.

4.4.2.- Tensión de cebado para los Descargadores de Sobretensión de 13.8 Kv (Pararrayos)

Sustituyendo los valores de la tabla 4.4, correspondiente a 13.8 Kv, en la ecuación 4.11 y 4.12 se obtiene:

$$|e_b| = |e_c| = 1.03$$

$$Uc = 1.03$$

Ahora el factor de sobretensión se calcula a partir de la ecuación 4.10, obteniendo:

$$C = 0.59$$

Y sustituyendo este valor en la ecuación 4.9 obtenemos:

$$V_N = 10.5.Kv$$

Por lo tanto, la tensión nominal de los descargadores de sobretensión para 13.8 Kv, debe ser de **12 Kv**

CAPITULO V

DISEÑO DE ALIMENTADORES

Este capítulo comprende cuatro puntos básicos que son: Diseñar las redes de las diferentes salidas del transformador N° 2 de la subestación Tapas Coronas, definir los puntos de interconexión con las redes existentes, análisis de carga de cada alimentador, cálculo y diseño de los alimentadores.

Con el desarrollo de estos puntos se abarca en forma satisfactoria todo lo concerniente al diseño de los nuevos alimentadores derivados de la subestación Tapas Coronas, su condición de operación en condiciones normales y bajo emergencia, además del procedimiento seguido para realizar la transferencia de carga entre la S/E Tapas Coronas y la S/E Barcelona.

5.1.- TRAZADO DE LAS REDES DE LAS DIFERENTES SALIDAS A 13.8 KV DESDE LA S/E TAPAS CORONAS.

El trazado de los nuevos alimentadores se hizo en planos a escala 1:5000 (ver anexo 1). La definición de estas redes se realizó de acuerdo a ciertos parámetros, los cuales se desarrollarán a continuación.

5.1.1.- Ruta Física de los Alimentadores.

La definición de la ruta de los alimentadores se rige, por ciertas condiciones, como trayectoria de las rutas y la construcción de las redes.

5.1.1.1.- Trayectoria de la Ruta.

Una vez analizada la situación actual de los alimentadores, se decidió considerar tres (3) zonas. Esta división se hizo con la intención de destinar un alimentador para cada una de ellas, definiendo el área de influencia para cada nuevo circuito.

La ruta física de los nuevos alimentadores no presento mayores problemas, excepto en el alimentador villas olímpicas, el alimentador Mayorquin y el nuevo alimentador El Dorado, donde al inicio de la ruta de estas se presta para cruces de redes. Definidas las áreas de influencia de cada uno de ellos, se trazaron estos conservando la menor distancia posible entre dichas áreas y la subestación, con la intención de minimizar los efectos de caída de Voltaje y de reducir los costos.

Tabla 5.1. Denominación de los Alimentadores

Nombre	Nº del Alimentador
Mayorquin	112
El Moriche	115
El Dorado	116

5.1.1.2.- Construcción de las Redes.

Las consideraciones referentes a la construcción de las redes juega un papel importante, ya que muchas veces depende de la opción más conveniente a la hora de trazar un Alimentador. En el caso particular de este proyecto de alimentadores presenta ciertas derivaciones (ángulos) debido a las construcciones de edificaciones de empresas en la zona fuera de los límites de frente.

En los puntos donde se realizó la interconexión con la red existente se tomo muy en cuenta el calibre del conductor que poseían las distintas secciones.

. Igualmente se consideró ubicar nuevos postes y reubicar los existentes, y colocar nuevos seccionadores para la realización de diferentes maniobras que ejecuta la empresa.

En las tablas N° 5.3 y 5.4 se muestran las secciones y seccionadores creados.

Tabla 5.3 Secciones Creadas

Alimentadores	Secciones	Ubicación
Mayorquín	12	Calle principal
El Dorado	1	Av. 1 Zona Industrial de Mesones.
El Moriche	4,5	Calle 1 Calle principal de los Mesones

Tabla 5.4 Seccionadores Nuevos.

Alimentadores	Seccionadores	Ubicación
Mayorquin	5 (NC)	Calle principal de Mayorquin
		Calle 1 Zona

El Dorado	1 (NC), 2 (NA)	Industrial los Mesones. Vía principal de Mesones.
El Moriche	2 (NC)	Calle 1 Moriche I

5.2. DEFINICIONES DE LOS PUNTOS DE INTERCONEXIÓN CON LA RED EXISTENTE Y DESCRIPCIÓN DE LOS CIRCUITOS PROVENIENTES DE LA S/E TAPAS CORONAS.

Los Alimentadores derivados de la S/E Tapas Coronas en su recorrido hacia su zona de influencia se conectarán en diversos puntos con la red existente. En cada punto de interconexión se aprovechará al máximo las instalaciones existentes con la finalidad de hacer estas conexiones lo mas económica posible.

5.2.1. Conexión del Circuito El Dorado.

El Circuito El Dorado se deriva de la S/E Tapas Coronas en forma aérea hasta la esquina de la Av. Vía Mesones y la Av. 1 de la Zona Industrial de Mesones. En ese punto del circuito se colocara una seccionalizadora con dos seccionadores para utilizar como parte del troncal principal a la red que forma parte del circuito Los Montones de la S/E Barcelona. Luego tiene otra conexión con un tramo del circuito Villas Olímpicas a unos 1800 mts a la altura de la calle 1 de los Mesones.

Este alimentador después de conectado hace un recorrido por la Av. 1 de la zona Industrial de Mesones, La Vía hacia Mesones – Cruz Verde y alimenta la Urb. El Tamarindo y a la mayor parte del Barrio Mesones. Este alimentador tiene una longitud aproximada de 2000 mts.

Este alimentador El Dorado termina en punta en los seccionadores AYDKQ8605, AYDKC5859 Y AYDLH9296 de operación normalmente abierto.

5.2.2. Conexión del Circuito El Moriche.

El circuito El Moriche sale de la S/E Tapas Coronas, compartiendo la misma salida del Circuito Tapas Metálicas, en forma aérea paralelo al circuito Villas Olímpicas, y Mayorquin a lo largo de unos 800 mts, luego sigue en paralelo con el circuito Villas Olímpicas hasta la entrada de la vía hacia Puente Ayala. Desde ese punto cruza hacia vía mesones y cruza en la Av. 1 de mesones hacia la Urb. El Moriches I y II.

Este alimentador es de tipo Expreso porque después de haber recorrido una distancia de casi 3000 mts es que se conecta a la Urb. José A. Anzoátegui y el Moriche Etapa I y II.

El alimentador El Moriche no tiene terminación con ningún otro circuito de la zona de del proyecto.

5.2.3. Conexión del Circuito Mayorquin.

El circuito Mayorquin sale de la S/E Tapas Coronas en forma aérea paralelo al circuito Villas Olímpicas y El Moriche, separándose de estos en la entrada hacia la empresa Tapas metálicas, tomando su ruta vía Mayorquin. Este Alimentador está conectado en su recorrido a la Cárcel Puente Ayala, el Barrio los Olivos, parcelamiento Puente Ayala, sector Puma Rosa, La Grujita, Urb. Constantino Maradei etapas I y II, Barrio Mayorquin, Naricual, sector las Peñas, Pueblo las Minas y caserío las Matutes.

Este alimentador es el más largo que posee la Subestación y tiene un longitud de aproximadamente unos 15,5 Km. Por esta condición y la carga que posee, es que presenta muchas fallas debido a la caída de tensión.

El alimentador Mayorquin termina en un interruptor de fusible BDDKJ2036 (NA) en el sector Los Aguacates y el seccionador BADKG2382 (NA) en el Puente de Naricual.

En la tabla 5.5 se especifica la ubicación de cada uno de los seccionadores de los alimentadores tomados para el proyecto.

Circuitos	Seccionador	Ubicación	Circuito en Punta.
El Dorado	AYDLH9296	Av. 1 Zona Industrial Mesones Av. Vía Mesones	Los Montones, de S/E Barcelona.
	AYDKC5859	Av. Vía Mesones Calle principal Urb. Los Mesones.	Villas Olímpicas.
	AYDKC5172	Av. Vía Mesones Cruz Verde.	Cruz Verde. de la S/E Cruz Verde.
	BADKG2382	Carretera	Pica de Neverí,

Mayorquin		Nacional vía al Km. 52	De la S/E El Rincón
	BDDKJ2036 (INT)	Sector los Aguacates.	El Rincón. De la S/E El Rincón.
El Moriche	3	Calle Principal de la Urb. Moriche I	Villas Olímpicas.

5.3 ANÁLISIS DE LA CARGA DE CADA ALIMENTADOR.

En esta sección se hace un estudio de los alimentadores involucrados de la Subestación Barcelona y Tapas Coronas, y los nuevos alimentadores de la subestación Tapas Coronas en condición de operación normales y en condiciones de Emergencia.

En la tabla 5.6 se detallan las condiciones actuales, en cuanto a caída de tensión y máxima carga de los alimentadores involucrados en el estudio tanto de la subestación Barcelona como la subestación Tapas Coronas (Datos proporcionado del mes de Enero del 2010)

Tabla 5.6 Condiciones Actuales de Cada Alimentador.

CIRCUITO	F.U	F.P	CAR GA(Kva) CONECTA	% V	% CARG	PER DIDAS (Kw)	DE MANDA (Kva)
----------	-----	-----	---------------------------	--------	-----------	----------------------	----------------------

				DA		A		
6	Los	0	0	2579	1	1	885.	130
9	Montones	.47	.96	3.50	1.28	47.27	94	48.47
10	Me sones	0	0	5013. 00	0	1	0.44	728. 44
11	Vill as Olímpicas	0	0	1479 5.00	5	1	261. 22	921 1.64
12	Ma yorquin	0	0	1538 8.00	1	1	528. 95	906 1.74
13	Tap as Plásticas	0	0	2000. 00	0	5	0.05	376. 54
14	Tap as Metálicas	0	0	1046 2.50	2	5	45.3 5	356 3.25

A continuación se detallan las condiciones de operaciones normales y emergencia de los alimentadores involucrados en el estudio (tanto existentes como los nuevos).

5.3.1. Condiciones de Operaciones Normales.

La transferencia parcial de carga de los alimentadores existentes a los nuevos alimentadores para condiciones normales se hizo básicamente guardando tres parámetros que son: Caída de Tensión, Carga en Conductor y Demanda.

La caída de tensión (máxima 5%) y la carga en conductor (máxima 80 %) se rige por las normas establecidas por el Departamento de Trasmisión de CADAPE.

La demanda de un alimentador está igualmente ligada a los parámetros antes mencionados, por esto su importancia en el funcionamiento adecuado del sistema de distribución. En lo que a ella se refiere se estableció un tope de demanda de 7 MVA para cada nuevo alimentador a la hora de realizar la transferencia de carga con las subestaciones. Esto se hizo con la intención para que los alimentadores no sobrepasaran el 80 % de la capacidad del conductor del troncal principal.

5.3.1.1. Maniobras para la Transferencia en Condiciones Normales de Operación.

Para hacer transferencia de carga a los nuevos alimentadores, se harán diversas maniobras de apertura y cierre de seccionadores, con la finalidad de que cada alimentador supliera el área geográfica que se le destino y que a su vez cumpliera también con los parámetros de caída de tensión, carga en conductor y demanda.

Estas maniobras realizadas vienen a representar la descarga de ciertos alimentadores de la S/E Barcelona como de la S/E Tapas Coronas a través de los nuevos alimentadores de la S/E Tapas Coronas, garantizándose una mejor calidad de servicio para la zona de influencia del proyecto.

A continuación se describen las condiciones finales de los alimentadores de ambas subestaciones (S/E Barcelona y S/E Tapas Coronas).

5.3.1.1.1. Alimentadores de la Subestación Tapas Coronas. (Nuevos)

Los resultados arrojados por el Sistema de Análisis de Redes Primario (SARP) en el análisis efectuado a los alimentadores de esta Subestación fueron los siguientes:

5.3.1.1.1.1. Alimentador El Dorado.

Este alimentador entraría en servicio con una demanda de 7466.88 Kva. La caída de tensión máxima es de 3.99 % la carga en el conductor es de 80.63% manteniéndose el valor de la caída de tensión en el alimentador por debajo del limite establecido y una carga aproximadamente igual al establecido por la empresa.

Este alimentador adsorbería gran parte de la carga del circuito Los Montones de la subestación Barcelona y una gran parte de los Ramales del circuito Villas Olímpicas de la Subestación Tapas Coronas.

5.3.1.1.1.2. Alimentador El Moriche.

Este es un alimentador tipo Expreso que tiene la finalidad de alimentar a las Urb. José A. Anzoátegui y El Moriche I y II. Este alimentador esta ligado al alimentador Tapas Metálicas de la Subestación Tapas Coronas pero al independizarlo tendrá una demanda de 2509.12 Kva. La caída de tensión máxima de 2.48 % la carga en el conductor es de 35.70 %, manteniéndose ambos valores por debajo de los limites exigidos por la empresa.

5.3.1.1.1.3. Alimentador Los Montones

El alimentador El Dorado (Nuevo) absorbió un 49% aproximadamente de la carga de este alimentador. Quedando el mismo con una caída de tensión de 5.43 % y una carga máxima de 88.94 % para una demanda calculada de 7882.08 Kva. Estos resultados se aproximan al máximo de los valores que exige la empresa, pero están por debajo, considerando en las condiciones en que se encontraba este alimentador.

5.3.1.1.1.4. Alimentador Villas Olímpicas.

El alimentador el Dorado (Nuevo) absorbió un 33.86 aproximadamente de la carga de este alimentador. Quedando el mismo con una caída de tensión de 2.87 % y una carga máxima en el conductor de 86.69 % para una demanda calculada de 6091.93 Kva. La caída de tensión esta por debajo de lo establecido y la carga sobrepasa no mucho el valor, considerándose por la empresa bastante bueno para como se encontraba.

5.3.1.1.1.5. Alimentador Mayorquin.

Este es el alimentador más problemático de la subestación Tapas Coronas, debido a su condición geográfica y en la actualidad presenta una caída de tensión de 15 %, una carga en el conductor de 134.51 % para una demanda de 9061.74 Kva.

En este alimentador se puede apreciar que el porcentaje de carga en los conductores se sobrepasa en más de 54 % esto se debe a la longitud del alimentador que es muy extensa. Aun así el trabajará en condiciones especiales.

5.3.1.1.1.6. Alimentador Mesones.

El alimentador Mesones no sufrió ningún cambio, quedando con una caída de tensión de 0.11 %, una carga el conductor de 10.36 % para una demanda de 728.44 Kva. Estos resultados nos muestran una excelente condición de operación del circuito.

5.3.1.1.1.7. Alimentador Tapas Metálicas.

A este alimentador se le quitó la mayoría de la carga al crear el Alimentador El Moriche (Nuevo). Posee una caída de tensión de 0.1 % con una carga de 10%,

para una demanda calculada de 574 Kva. Estos resultados nos muestran una excelente condición de operación del circuito.

5.3.1.1.1.8. Alimentador Tapas Plásticas.

El alimentador Tapas Plásticas no sufrió ningún cambio, quedando con una caída de tensión de 0.02 %, una carga el conductor de 5.35 % para una demanda de 376.54 Kva. Estos resultados nos muestran una excelente condición de operación del circuito.

En la tabla 5.7 se expresa el resultado del análisis en condiciones normales de los alimentadores involucrados en el estudio, arrojado por el programa SARP.

Tabla 5.7. Condiciones Normales de Operación.

CIRCUITOS		F.U	F.P	CA RGA (Kva) CONECT ADA	% V	% CARG A	PER DIDAS (Kw)	DE MANDA (Kv a)
6	MON TONES S/E	0	0	16	5	8	259.	788
9	Barcelona	.47	.96	233.50	.43	8.94	35	2.08
10	MES ONES	0	0	50	0	1	0.44	728.
		.15	.85	13.00	.11	0.36		44
11	VILLA S OLIMPICAS	0	0	96	2	8	88.2	609
		.62	.875	70	.87	6.69	1	1.93
12	MAY ORQUIN	0	0	15	1	1	528.	906
		.55	.89	388	5.0	34.51	95	1.74
1	TAPA	0	0	20	0	5	0.05	376.

13	S PLASTICAS	.19	.85	00	.02	.35		54
14	TAPA S METALICA S	0	0	24	1	4	34.5	105
		.	.88	00	.98	0.00	5	0.00
60	EL DORADO	0	0	14	3	8	166.	746
		.53	.97	685	.99	0.63	22	6.88
61	EL MORICHE	0	0	80	2	3	43.0	250
		.33	.90	62.5	.48	5.70	8	9.12

5.3.2 Condiciones de Operación en Emergencia.

En esta sección se realizó el análisis del sistema en caso que se presente problemas con los alimentadores involucrados en el proyecto y que se requiere una máxima transferencia de carga hacia los nuevos alimentadores.

Las maniobras realizadas para concretar esta transferencia están contenidas en la tabla 5.8. El sumario del nuevo alimentador de la S/E Tapas Coronas después de efectuada esta transferencia se muestran en la tabla 5.9.

Tabla N° 5.8. Seccionadores para la transferencia del Alimentador nuevo en condiciones de emergencia.

Alimentador Nuevo	Seccionadores	Alimentadores tomados por la Transferencia.
	AYDKC5172 (NC) AYDKQ8605 (NA)	Parte del Circuito Cruz Verde

El Dorado	AYDLH9296 (NC) AYDMR6518 (NA)	Parte del Circuito Los Montones
------------------	----------------------------------	------------------------------------

Tabla N° 5.9. Sumario del alimentador nuevo en Condiciones de Emergencia.

Circuito	% V	% Carga	Perdidas (KW)	Demanda (Kva)
El Dorado	8.9	98.6	532.23	9325.64

Podemos decir que el nuevo alimentador de la S/E Tapas Coronas cumple con el máximo requisito para una condición de emergencia, ya que está por encima de los valores normales por muy poco porcentaje.

5.4. CALCULO Y DISEÑO DE LOS ALIMENTADORES 13.8 KV

Las redes utilizadas en todo proyecto eléctrico deben calcularse con sumo cuidado, pues esto permite garantizar que los conductores, postes y demás elementos sean los más adecuados para presentar un buen servicio.

5.4.1. Cálculos Eléctricos.

El diseño eléctrico de los Alimentadores comprende los parámetros de caída de tensión, carga en conductor y demanda. Estos cálculos se hicieron con la ayuda del subprograma SARP del programa SID.

Los valores máximos permitidos de caída de tensión y carga del conductor por la empresa para cada alimentador en condiciones de operación normal, se mantuvieron en todo momento en los parámetros establecidos. Excepto el alimentador Mayorquin que requiere de otras condiciones para corregir los mismos debido a su condición geográfica.

El conductor escogido para los troncales principales de cada circuito nuevo fue de cuatro cero de cobre (4/0 Cu) para el circuito El Dorado y El Moriche. La corriente máxima permitida por el conductor 4/0 es de 428 Amp y para el conductor 2/0 es de 312 Amp.

Es oportuno señalar que de los nuevos alimentadores el que presento mayor demanda fue el circuito 7466.88 Kva. (Ver tabla 5.7) lo que indica que esta levemente por encima de los 7 MVA establecidos por la empresa para la zona de influencia.

5.4.2. Calculo Mecánico.

Estos cálculos comprende el tipo de poste a utilizar, conductores retenidas y herrajes. Se debe considerar una serie de fuerzas que actúan sobre ellos, como lo son: las Fuerzas Verticales, Transversales, de Pandeo, etc.

Los cálculos y comprobaciones se hicieron en las situaciones mas criticas posibles en la zona, esto quiere decir que el poste que va a tener mas esfuerzo es el que se le hace el estudio, y si el cumple con los requisitos se consideran que los demás lo cumplen.

Todos los valores relacionados con las dimensiones del poste se tomaron del catalogo SAIEN del que se hace referencia en la selección. De la misma manera, los valores y características del conductor 4/0 y 2/0 se obtuvieron del catalogo técnico de ICONEL

A continuación se muestra los cálculos realizados tanto para la parte mecánica como para la cimentación que usaran los postes.

5.4.2.1. Calculo del Poste en Alineación con Derivación.

A continuación se presenta los datos para realizar el cálculo del poste, y su respectivo esquema.

Datos:

Conductor: 4/0 Cu.

dc= 0.0133 mts

$W_{c_0} = 0.9723 \text{ Kgr} / \text{mts}^2$

$S_c = 107.2 \text{ m.m}^2$

CR=3297 Kgr

$\alpha_{Cu} = 17 \times 10^{-6}$

$E=13000 \text{ Kgr} / \text{m.m}^2$

$a_r = 80 \text{ mts}$

$\Theta_{\max} = 65 \text{ }^\circ\text{C}$

$\Theta_{\min} = 20 \text{ }^\circ\text{C}$

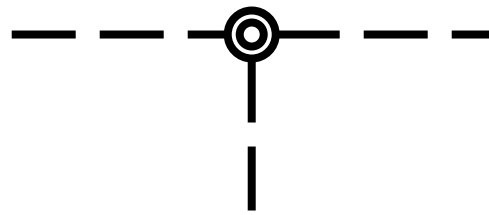


Fig. 5.1 Esquema del Poste.

Mediante la ecuación 5.1, se procederá a calcular la flecha máxima que pueden tener los alimentadores.

$$hp(\text{mts}) = ho + dt + F \max + dll + 0.10 \quad (\text{Ec. 5.1})$$

$$hp(\text{mts}) = 1.8 + 7 + F \max + 1.2 + 0.10$$

$$hp(\text{mts}) = 10.1 + Fmáx$$

Escogemos un poste de 12.20 mts y calculamos la $Fmáx$

$$Fmáx = 12.20 - 10.1$$

$$Fmáx = 2.1 \text{ mts}$$

5.4.2.1.1. Esfuerzos Longitudinales.

Este tipo de esfuerzo se utiliza para realizar una tabla de tensado para el tipo de conductor según su temperatura y también la utilizamos para calcular la tensión máxima que ejerce el conductor sobre el poste.

Para comprobar a que tipo de límite pertenece, es necesario conocer el valor del vano crítico mediante la ecuación 5.2 y comprobarlo con el valor del vano regulador.

Antes de conocer el valor del vano crítico, es indispensable tener el valor del peso crítico mediante la ecuación 5.3:

$$Wc = \sqrt{Wo^2 + (42dc)^2} \quad \text{(Ec. 5.3)}$$

$$Wc = \sqrt{(0.9723)^2 + (42 \times 0.0133)^2}$$

$$Wc = 1.121 \text{ Kgr / mts}$$

$$a_C = T_C \times \sqrt{\frac{24 \cdot \alpha \cdot (\Theta_{\text{máx}} - \Theta_{\text{mín}})}{(W_C^2 - W_0^2)}} \quad \text{(Ec. 5.2)}$$

$$a_C = 1648.5 \cdot \sqrt{\frac{24 \cdot 17 \cdot 10^{-6} \cdot (65 - 20)}{(1.121)^2 - (0.9723)^2}}$$

$$a_C = 400.36 \text{ mts}$$

A continuación se describe a que tipo de condición de límite pertenece.

$$a_R < a_C \rightarrow \text{Limite R.}$$

$$T_{\text{máx}} = 50\% C_R \quad ; \quad V_{V_{\text{máx}}} = 100 \text{ Km / h}$$

Cambio de condiciones.

Condiciones Iniciales:

$$F_{\text{máx}} = 2.1 \text{ mts}$$

$$F_{\text{máx}} = \frac{W_0 \cdot a_T^2}{8 \cdot F_{\text{máx}} \cdot S_C} = \frac{(0.9723) \cdot (80)^2}{8 \cdot 2.1 \cdot 107.2} = 3.46$$

$$\Theta = 65 \text{ } ^\circ\text{C}$$

$$Wc = \frac{0.9723}{107.2} = 9.07 \cdot 10^{-3}$$

Condiciones Finales:

$$T_{\text{máx}} = ?$$

$$\Theta' = 20 \text{ } ^\circ\text{C}$$

$$Wc' = \frac{1.121}{107.2} = 10.46 \cdot 10^{-3}$$

Calculamos la tensión máxima (T) mediante la ecuación 5.4.

$$T'^2 \cdot (T' + A') = B \quad (\text{Ec. 5.4})$$

$$A = \alpha \cdot E \cdot (\Theta' - \Theta) + \frac{Wc^2 \cdot a_T^2 \cdot E}{24 \cdot T^2} - T$$

$$A = 11.52$$

$$B = \frac{Wc'^2 \cdot a_T^2 \cdot E}{24}$$

$$B = 379.29$$

$$T'^2 \cdot (T' + 40.95) = 820.29 \rightarrow T'^3 + 40.95 \cdot T'^2 - 820.69$$

Resolviendo la ecuación de tercer grado tenemos que:

$$T' = 4.26$$

Llevándolos a kilogramos obtenemos:

$$T_{máx} = T' \cdot S_c = 4.26 \cdot 67.4$$

$$T_{máx} = 287.12 \text{ Kgrs}$$

$$\frac{287.12}{2105} \cdot 100 = 13.64 \% < 50 \% ; \text{ Cumple por ruptura.}$$

5.4.2.1.2. Cálculos de las Fuerzas Transversales.

Las Fuerzas Transversales son la de mayor influencia debido a la presión que ejerce el viento sobre los conductores, poste y equipo. Se efectuará el cálculo de acuerdo a la ecuación 5.5

$$F_{TV} = F_{VC} + F_{VP} + F_{VH} \quad (\text{Ec. 5.5})$$

Donde:

F_{VT} : Fuerza del Viento Total

F_{VC} : Fuerza del Viento sobre los Conductores.

F_{VP} : Fuerza del Viento sobre el Poste.

F_{VH} : Fuerza del Viento sobre los Herrajes.

A continuación se procederá a realizar los cálculos de cada uno de los parámetros:

Primero se calcula la fuerza del viento sobre los conductores, mediante la ecuación 5.5.1

$$F_{VC} = F_{C1} + F_{c2} \cdot \frac{h_1}{h_1'} \quad \text{(Ec. 5.5.1)}$$

$$F_{VC} = 42 \cdot dc \cdot \left(\frac{a_r}{2} \right) + 42 \cdot dc \cdot a_r \cdot \frac{h - 0.1}{h - 0.1 - 1.2}$$

$$F_{VC} = 3 \cdot 42 \cdot 0.0105 \cdot \left(\frac{110}{2} + 110 \cdot \frac{(10.4 - 0.1)}{(10.4 - 0.1 - 1.2)} \right)$$

$$F_{VC} = 237.50 \text{ Kgrs}$$

Con este valor asumimos un poste cuyo esfuerzo en cumbre este por encima de 237.50 Kgr. A continuación se definirá el poste con las siguientes características:

$$hp = 12.20 \text{ mts}, Ec = 305 \text{ Kgr.}$$

$$Li = 6.26 / 2.97 / 2.97 \text{ mts}$$

$$Di = 19.1 / 16.8 / 11.4 \text{ mts}$$

$$e_i = 8 / 7 / 6 \text{ m.m}$$

Este poste se encuentra codificado en el catálogo SAIEN con el número 100885 (Ver anexo 3). Ahora podemos calcular la fuerza del viento sobre el poste y sobre los herrajes, con las ecuaciones 5.5.2 y 5.5.3.

$$F_{VP} = \frac{21}{h-0.1} \cdot [D1L1^2 + D1L2 \cdot (2L1 + L2) + D3L3 \cdot (2L1 + 2L2 + L3)] \quad \text{(Ec. 5.5.2)}$$

$$F_{VP} = \frac{21}{10.6-0.1} \cdot [3.7992956 + 5.9326344 + 6.0368814]$$

$$F_{VP} = 32.15 \text{ Kgr}$$

$$F_{VH} = 50\% F_{VP}$$

$$F_{VH} = 0.5 \cdot 32.15$$

$$F_{VH} = 16.075 \text{ Kgr}$$

Ahora se procede a obtener el valor total:

$$F_{VT} = 237.5 + 32.15 + 16.075$$

$$F_{VT} = 285.725 \text{ Kgr}$$

Se realiza la comprobación $E_c \gg 285.725$, por lo tanto cumple por esfuerzo en cumbre.

Comprobación de las secciones:

$$Z_{pi} > Z_{mi}$$

Para verificar las secciones del poste, hay que calcular los módulos de las secciones mediante las ecuaciones 5.6.1 y 5.6.2.

$$Z_m(\text{cm}^3) = 2.5 \cdot \frac{MV}{R_{mp}} \quad (\text{Ec. 5.6.1})$$

Donde:

MV : Momento de Volcamiento.

R_{mp} : Resistencia o fuerza mínima del poste.

$MV = F_{VT} \cdot \text{Dis tan cia Crítica de cada Sección}$

$$Z_{m1} = 2.5 \cdot \frac{F_{VT} \cdot (h - 0.1)}{55} = 2.5 \cdot \frac{286 \cdot (10.3)}{55} ; \quad Z_{m1} = 113.9 \text{ Cm}^3$$

$$Z_{m2} = 2.5 \cdot \frac{F_{VT} \cdot (h - 0.1 - L1)}{55} = 2.5 \cdot \frac{286 \cdot (10.3 - 4.66)}{55} ; \quad Z_{m2} = 73.32 \text{ Cm}^3$$

$$Z_{m3} = 2.5 \cdot \frac{F_{VT} \cdot (h - 0.1 - L1 - L2)}{55} = 2.5 \cdot \frac{286 \cdot (10.3 - 7.63)}{55} ; \quad Z_{m3} = 34.71 \text{ Cm}^3$$

$$Z_{pi}(\text{Cm}^3) = \frac{I}{\left(\frac{D_{EXT}}{2} \right)} \quad (\text{Ec. 5.6.2})$$

Donde:

D_{EXT} : Diámetro Exterior (cm.)

I : Momento de Inercia.

Realizamos el cálculo del momento de inercia, con la ecuación 5.6.2.1

$$I = \frac{\pi \cdot (D_{EXT}^4 - D_{INT}^4)}{64} \quad (\text{Ec. 5.6.2.1})$$

Donde:

D_{EXT} : Diámetro Exterior.

D_{INT} : Diámetro Interior.

$$Z_{p1} = \frac{\pi \cdot [D_1^4 - (2 \cdot e_1)^4]}{32 \cdot D_1} = \frac{\pi \cdot [(19.1)^4 - (19.1 - (2 \cdot 0.8))^4]}{32 \cdot 19.1} ; \quad Z_{p1} = 201.99 \text{ Cm}^3$$

$$Z_{p2} = \frac{\pi \cdot [D_2^4 - (2 \cdot e_2)^4]}{32 \cdot D_2} = \frac{\pi \cdot [(16.8)^4 - (16.8 - (2 \cdot 0.7))^4]}{32 \cdot 16.8} ; \quad Z_{p2} = 136.83 \text{ Cm}^3$$

$$Z_{p3} = \frac{\pi \cdot [D_3^4 - (2 \cdot e_3)^4]}{32 \cdot D_3} = \frac{\pi \cdot [(11.4)^4 - (11.4 - (2 \cdot 0.6))^4]}{32 \cdot 11.4} ; \quad Z_{p3} = 52.233 \text{ Cm}^3$$

$Z_{pi} > Z_{mi}$; Por lo tanto las secciones del poste cumple con los esfuerzos transversales.

Esfuerzos Verticales:

Corresponde a los esfuerzos con dirección vertical, para comprobar que el poste no pandee. Cuando el este no soporte estos esfuerzos se coloca retenidas o estructuras.

Este cálculo se realiza mediante la ecuación 5.7

$$F_v = \sum \text{pesos} + \sum \text{compresión} \quad (\text{Ec. 5.7})$$

Para la sumatoria de los pesos, empleamos la formula 5.7.1

$$\sum \text{Pesos} = P_{\text{conductor es}} + P_{\text{poste}} + P_{\text{herrajes}} + P_{\text{liniero}} \quad (\text{Ec. 5.7.1})$$

Ahora se procede a obtener el resultado del peso del conductor, utilizando la ecuación 5.7.1.1

$$P_c = 3 \cdot W_c \cdot a_r + 3 \cdot W_c \cdot \left(\frac{a_r}{2}\right) = 3 \cdot W_c \cdot a_r \cdot \left(1 + \frac{1}{2}\right) \quad (\text{Ec. 5.7.1.1})$$

$$P_c = 3 \cdot 0.61132 \cdot 110 \cdot \left(1 + \frac{1}{2}\right)$$

$$P_c = 302.6 \text{ Kgr}$$

$$\sum \text{Pesos} = 302.6 + 255 + 76.5 + 100$$

$$\sum \text{Pesos} = 734.10 \text{ Kgr}$$

$$\sum C = C_1 + C_2 ; C_2 = 0 \text{ Porque está en alineación.}$$

$$C_1 = Tg\alpha \cdot T_{\text{máx}}$$

$$Tg\alpha = \frac{h - 0.10 - 1.2}{dt}$$

$$F_R = T_R + F_{VC} + F_{VP} + F_{VH}$$

$$F_R = 3 \cdot T_{\text{máx}} + F_{VC} + F_{VP} + F_{VH}$$

$$F_R = 3 \cdot (287.12) + 237.5 + 32.15 + 16.075$$

$$F_R = 1147.085 \text{ Kgr}$$

$$C = \frac{h - 0.10}{d_h} \cdot F_R = \frac{(10.40 - 0.10)}{6} \cdot 1147.085$$

Donde:

d_h : Distancia al poste del ancla de expansión.

$$C = 1969.2 \text{ Kgr}$$

$$F_V = 734.1034 + 1969.2$$

$$F_V = 2703.30 \text{ Kgr}$$

Verificación por esfuerzos verticales:

$$Rp > F_V \cdot CS$$

El grado de esbeltez, lo conseguimos con la ecuación 5.8

$$e = \frac{Lp}{i} = \frac{h-0.1}{i} = \frac{h-0.1}{\sqrt{I1/A1}} \quad \text{(EC. 5.8)}$$

$$e = \frac{h-0.1}{\sqrt{\frac{\pi \cdot [D_1^4 - (D_1 - 2 \cdot e1)^4]}{64}}}{\sqrt{\frac{\pi \cdot [D_1^2 - (D_1 - 2 \cdot e1)^2]}{4}}}$$

$$e = \frac{10.40 - 0.10}{\sqrt{\frac{\pi \cdot [(19.1)^4 - (19.1 - 2 \cdot 0.8)^4]}{64}}}{\sqrt{\frac{\pi \cdot [(19.1)^2 - (19.1 - 2 \cdot 0.8)^2]}{4}}}$$

$e = 159$: Aplicamos Euler

La resistencia al pandeo, viene dada por la ecuación 5.9.

$$Rp = \frac{Kp \cdot \pi^2 \cdot Iequiv \cdot Em}{3 \cdot 100 \cdot Lp^2} \quad \text{(EC 5.9)}$$

Ahora procedemos a calcular $Iequiv$ mediante la ecuación 5.9.1.

$$Iequiv = \frac{I1 \cdot L1}{h-0.1} + \frac{I2 \cdot L2}{h-0.1} + \frac{I3 \cdot L3}{h-0.1} \quad \text{(EC 5.9.1)}$$

$$I1 = \frac{\pi \cdot [(19.1)^4 - (19.1 - 2 \cdot 0.8)^4]}{64} = 1929.00$$

$$I1 = \frac{\pi \cdot [(16.8)^4 - (16.8 - 2 \cdot 0.8)^4]}{64} = 1149.36$$

$$I1 = \frac{\pi \cdot [(11.4)^4 - (11.4 - 2 \cdot 0.8)^4]}{64} = 297.73$$

$$I_{equiv} = \frac{1929 \cdot 4.46 + 1149.36 \cdot 2.97 + 297.73 \cdot 2.97}{10.4 - 0.1} = 1252.54$$

$$Rp = \frac{I \cdot \pi^2 \cdot 1252.54 \cdot 20300}{3 \cdot 100 \cdot (10.4 - 0.1)^2}$$

$$Rp = 7884.82 \text{ Kgr}$$

$$Rp > F_v \cdot CS$$

7884.82 > 2703.30 · 1.25; Por lo tanto el poste cumple por pandeo

$$7884.82 \text{ Kgr} > 3379.125 \text{ Kgr}$$

5.4.3. Cimentación.

Para el cálculo de la Cimentación de un poste se debe cumplir con dos requisitos que son:

- Por Esfuerzo Transversal o Momento de Volcamiento ($M_s > M_s$).
- Por Esfuerzos Verticales o Compresión ($\sigma_C > \sigma_T \cdot C_{Est}$).

Poste: 12.20 Mts. Ec 305 Kgr; h_o : 1.8 Mts. D_B : 100 Cms.

A continuación se calcula la Base para la Cimentación con la ecuación 5.10, representada en la figura 5.2.

$$V_B = h_B \cdot \pi \cdot \left(\frac{D_B^2 - D_1^2}{4} \right) \quad (\text{EC. 5.10})$$

$$V_B = 1.8 \cdot \pi \cdot \left(\frac{1^2 - 0.191^2}{4} \right)$$

$$V_B = 1.362 \text{ mts}$$

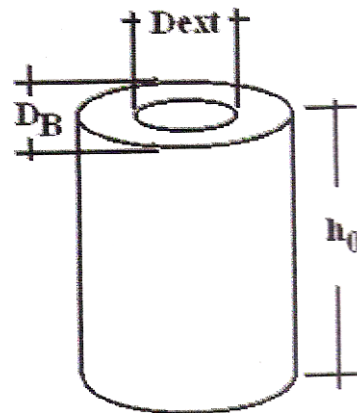


Fig. 5.2. Base de un Poste.

$$M_s > M_v$$

$$M_v = 2.5 \cdot F_{VT} \cdot (h - 0.1) \quad (\text{EC. 4.11})$$

$$M_v = 2.5 \cdot 285.725 \cdot (10.4 - 0.10)$$

$$M_v = 7357.42 \text{ Kgr}$$

$$P_{BASE} = \delta_C \cdot V_B = 2200 \cdot 1.362$$

$$P_{BASE} = 2996.71 \text{ Kgr}$$

$$P_T = F_V + P_{BASE} = 2996.71 + 2703.30$$

$$P_T = 5700.01 \text{ Kgr}$$

$$M_s = P_T \cdot \frac{a}{2} + Kt \cdot b \cdot h_B^3 = \left(5700.01 \cdot \frac{1}{2} \right) + \left(960 \cdot 1 \cdot (1.8)^3 \right)$$

$$M_s = 8448.725 \text{ Kgr}$$

El momento estabilizante (8448.725 Kgr.) es mayor que el momento de Volcamiento (7357.42 Kgr.); por lo tanto el poste cumple por volcamiento.

Ahora comprobamos el poste por esfuerzos verticales o compresión.

$$\sigma t > \sigma \cdot C_{Estab} ; \quad \sigma t : 3 \text{ En Arcilla Mojada.}$$

$$\sigma t > \frac{P_T}{a \cdot b} \cdot C_{Estab}; \quad \sigma t > \frac{5700.01}{\pi \cdot 100^2 / 4} \cdot 3$$

$$\sigma t = 2.54$$

5.4.4. Calculo de Estructura.

Debido al gran inconveniente con respecto a los terrenos para la ubicación de retenida, en el desarrollo de este proyecto se colocarán estructuras para la solución de estos problemas.

Estas estructuras se emplean, porque ofrecen mayor seguridad a los postes terminales, ya que soportan a las líneas y eliminan los posibles accidentes producidos por la ruptura o indebida colocación de las retenidas apropiadas.

Para este proyecto se consideró en particular el uso de un tipo de estructura formada por dos postes del tipo normalizado en los cálculos mecánicos.

A continuación se presentan los cálculos referentes a la estructura y la comprobación de fuerzas, que se observan en la figura 5.3.

Datos:

Poste: 12.20 Mts.

Ec: 305 Kgrs

L_i : 6.26/2.97/2.97 Mts

D_i : 19.1/16.8/11.4 Cms

e_i : 8/7/6 m.m.

L_S : 1.0 Mts.

$$F_{TOTALES\ GEN} = 2 \cdot F_{VP} + F_{VC1} + F_{VC2} + T_{R1} + T_{R2}$$

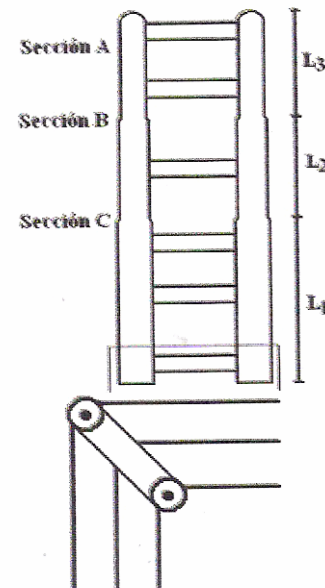


Fig. 5.3. Esquema de una Estructura.

$$F_{TOTALES\ GEN} = 2 \cdot 33 + 268.5 + 2307.9$$

$$F_{TOTALES\ GEN} = 2642.4 \text{ Kgrs}$$

Ahora procedemos a estudiar cada sección del poste, aplicándole estudio de esfuerzo.

Sección A.

Esta es la sección más delgada de las tres y a su vez la más larga. Esta sección une a los dos postes en la parte de arriba donde sus diámetros son menores.

$$L_a = 1.0 - 2 \cdot 0.08 = 0.84 \text{ Mts.}$$

Todas las uniones tendrán un diámetro de 14 Cms.

$$h_{LP} = 12.2 - 1.8 = 10.40 \text{ Mts}$$

$$h_a = 10.40 - 0.10 - 0.10 = 10.20 \text{ Mts}$$

Esfuerzo de pandeo de la sección

$$e_i = \frac{L_i}{i_i}; \quad i_i = \frac{\pi \cdot (D_{ext}^4 - D_{int}^4)}{64}; \quad A_i = \frac{\pi \cdot (D_{ext}^2 - D_{int}^2)}{4}; \quad I = \sqrt{\frac{i_i}{A_i}}$$

$$i_a = \frac{\pi \cdot [(11.4)^4 - (11.4 - 2 \cdot 0.6)^4]}{64} = 297.73 \text{ Cm}^4$$

$$A_a = \frac{\pi \cdot [(11.4)^2 - (11.4 - 2 \cdot 0.6)^2]}{4} = 20.36 \text{ Cm}^2$$

$$I = \sqrt{\frac{297.73}{20.36}} = 3.83 \text{ Cm}$$

$$e = \frac{84}{3.83} = 21.93$$

Por Tetmayer.

Para el acero, la presión de ruptura es:

$$P_R = 3350 - 6.2 \cdot e$$

$$P_R = 3350 - 6.2 \cdot 21.93 = 3214.034 \text{ Kgrs}$$

La resistencia del material: RM (Acero) = 5500 Kgr / Cm²

$$F_s = \frac{RM}{P_R} = \frac{5500}{3214.034}$$

$$F_s = 1.71$$

Esfuerzo a que se somete la sección.

$$Esf_a = \frac{Esf \text{ Secc}'' a''}{A_a} = \frac{2642.4 \text{ Kgr}}{20.36 \text{ Cm}^2}$$

$$Esf_a = 129.784 \text{ Kgr} / \text{Cm}^2$$

Se debe cumplir que $F_{Seg} > 5$

$$F_{Seg} = \frac{P_R}{Esf_a} = \frac{3214.034}{129.784}$$

$$F_{Seg} = 24.76$$

24.76 > 5: la sección cumple por pandeo.

Sección A'

Como se encuentra en la misma sección, tenemos que:

$$i_a' = i_a = 297.73 \text{ Cm}^4 ; \quad A_a' = A_a = 20.36 \text{ Cm}^2 ; \quad I_a' = I_a = 3.83 \text{ Cm}$$

$$e_a' = e_a = 21.93 ; \quad P_{Ra}' = P_{Ra} = 3214.034 \text{ Kgrs} ; \quad F_S' = F_S = 1.71$$

Distancia de separación entre Uniones: $d_S = 2.00 \text{ Mts}$.

$$h_a' = 10.20 - 2 = 8.20 \text{ Mts}$$

Trasladando F_a al punto A':

$$F_a' = F_a \cdot \frac{h_a}{h_a'} = 2642.4 \cdot \frac{10.20}{8.20}$$

$$F_a' = 3286.89 \text{ Kgrs}$$

$$Esf_a' = \frac{F_a'}{h_a'} = \frac{3286.29}{20.36}$$

$$Esf_a' = 161.41 \text{ Kgr}$$

Haciendo la comprobación.

$$\frac{3214.034}{161.41} = 19.91 > 5. \text{ La sección resiste el Pandeo.}$$

Sección B:

$$L_b = 1.00 - 2 \cdot 0.07 = 0.86 \text{ Mts} = 86 \text{ Cm}$$

$$h_b = 8.20 - 2.00 = 6.20 \text{ Mts}$$

Esfuerzo de pandeo en la sección:

$$i_b = \frac{\pi \cdot [(16.8)^4 - (16.8 - 2 \cdot 0.7)^4]}{64} = 1149.36 \text{ Cm}^4$$

$$A_b = \frac{\pi \cdot [(16.8)^2 - (16.8 - 2 \cdot 0.7)^2]}{4} = 35.41 \text{ Cm}^2$$

$$I = \sqrt{\frac{1149.36}{35.41}} = 5.70$$

$$e = \frac{86}{5.70} = 15.10$$

Por Tetmayer

$$P_R = 3350 - 6.2 \cdot 15.10 = 3256.38 \text{ Kgr}$$

$$RM \text{ (del Acero)} = 5500 \text{ Kgr / Cm}^2$$

Entonces:

$$F_s = \frac{5500}{3256.38}$$

$$F_s = 1.69$$

$$F_b = F_a \cdot \frac{h_a}{h_b} = 2642.4 \cdot \frac{10.20}{6.20}$$

$$F_b = 4347.17 \text{ Kgr}$$

Esfuerzos a que se somete la sección:

$$Esf_b = \frac{Esf \text{ Sección "b"}}{A_b} = \frac{4347.17}{35.41}$$

$$Esf_b = 122.77 \text{ Kgrs / Cm}^2$$

$$F_{Seg} = \frac{P_R}{Esf_b} = \frac{3256.38}{122.77}$$

$$F_{Seg} = 26.523$$

Realizando la comprobación por pandeo, tenemos:

26.523 > 5 (La sección cumple por pandeo).

Sección C:

$$L_C = 1.00 - 2 \cdot 0.08 = 0.84 \text{ Mts} = 84 \text{ Cm}$$

$$h_C = 6.20 - 200 = 4.20 \text{ Mts}$$

Esfuerzo de pandeo de la sección:

$$I_C = \frac{\pi \cdot [(19.1)^4 - (19.1 - 2 \cdot 0.8)^4]}{64} = 1929 \text{ Cm}^4$$

$$A_C = \frac{\pi \cdot [(19.1)^2 - (19.1 - 2 \cdot 0.8)^2]}{4} = 46 \text{ Cm}^2$$

$$I = \sqrt{\frac{1929}{46}} = 6.48 \text{ Cm}$$

$$e = \frac{84}{6.48} = 12.96$$

Por Tetmayer:

$$P_R = 3350 - 6.2 \cdot 12.96 = 3269.65 \text{ Kgr} / \text{Cm}^2$$

Entonces:

$$\frac{5500}{3269.65} = 1.68$$

$$F_s = 1.68$$

Esfuerzos a los que se somete la sección:

$$F_C = F_a \cdot \frac{h_a}{h_c} = 2642.4 \cdot \frac{10.20}{4.20}$$

$$F_C = 6417.26 \text{ Kgrs}$$

$$Esf_C = \frac{F_C}{A_C} = \frac{6417.26}{46}$$

$$Esf_C = 139.51 \text{ Kgrs} / \text{Cm}^2$$

$$F_{Seg} = \frac{P_R}{Esf_C} = \frac{3269.65}{139.51}$$

$$F_{Seg} = 23.44$$

Efectuando la comprobación obtenemos:

23.44 > 5 Cumple la sección por pandeo.

Sección C':

Como está ubicada en la misma sección, entonces tenemos:

$$i_C' = i_C = 1929 \text{ Cm}^4 ; A_C' = A_C = 46 \text{ Cm}^2 ; I_C' = I_C = 6.48 \text{ Cm}$$

$$e_C' = e_C = 12.96 ; P_{RC}' = P_{RC} = 3269.65 \text{ Kgrs} ; F_S' = F_S = 1.69$$

$$h_C' = 4.20 - 200 = 2.20 \text{ Mts}$$

Trasladando F_C' al punto F_a

$$F_C' = F_a \cdot \frac{h_a}{h_c'} = 2642.4 \cdot \frac{10.20}{2.20}$$

$$F_C' = 12251.13 \text{ Kgrs}$$

$$Esf_C' = \frac{F_C'}{h_c'} = \frac{12251.12}{46}$$

$$Esf_C' = 266.33 \text{ Kgr / Cm}^2$$

$$F_{Seg}' = \frac{P_{RC}'}{Esf_C'} = \frac{3269.65}{266.33}$$

$$F_{Seg}' = 12.28$$

Realizando la comprobación:

12.28 > 5 La sección resiste al pandeo.

Dimensiones:

L= 1.92 mts.

h= 1.8 mts

a = 1.80 mts

c= 0.10 mts

ha= 0.10 mts (Loza de Concreto).

Diámetro de los postes= 0.219 mts.

En la figura 5.4 se muestran la ubicación de las dimensiones.

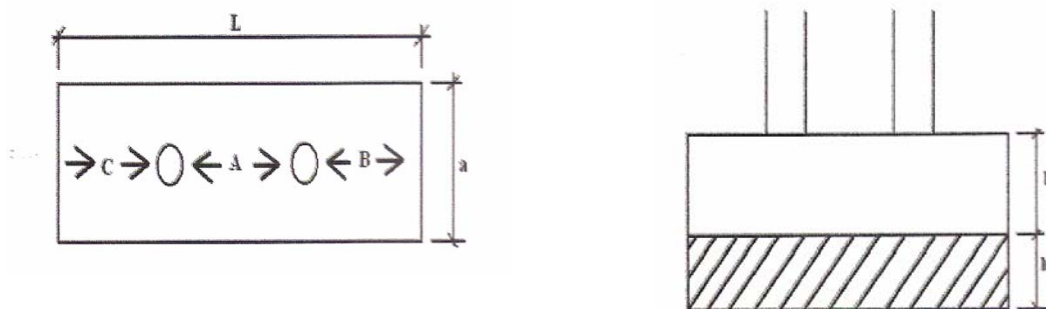


Fig. 5.4 Vistas de la base y fundación de la Estructura

El volumen de la base es:

$$Va = \left[(1.8 \cdot 1.92) - \frac{2 \cdot \pi \cdot (0.219)^2 \cdot 1.8}{4} \right]$$

$$Va = 6.0853 \text{ Mts}$$

Nota:

Se está considerando la loza de concreto en el cálculo del volumen total de la base

La estructura es la adecuada para el propósito que se diseñó, ya que superó todas las comprobaciones hechas.

Para elevar el coeficiente de seguridad bastaría con aumentar la distancia entre los postes (aumentando la longitud de las secciones).

En la tabla 5.10 se puede observar los valores de tensado del conductor para las diferentes temperaturas.

Tabla N° 5.10. Tensados de Conductores vs. Temperaturas

Temperatura (°C)	Flechas (Mts)	Tensión (Kgr)
20	0.66	1524
25	0.82	1390.15
30	0.98	1260.88
35	1.14	1100.27
40	1.30	1000.5
45	1.46	900.05
50	1.62	740.44
55	1.78	586.83
60	1.94	440.22
65	2.1	287.12

CAPITULO VI

PROTECCIÓN Y SELECTIVIDAD

El propósito de la coordinación de los dispositivos de protección es poseer confiabilidad al sistema. Sus funciones son aislar a una línea o equipo fallado de la parte del sistema sin falla con la mayor rapidez posible y minimizar la magnitud del disturbio.

Por eso el siguiente capítulo se va hacer referencia sobre los criterios de ubicación, ajuste y coordinación aplicados en sistemas eléctricos de distribución, como parte se mostrará los resultados obtenidos y los pasos considerados para llegar al diseño de los esquemas de protecciones para los nuevos Alimentadores, con el objetivo fundamental de lograr la adecuada operatividad de los equipos de protección, en el momento de la ocurrencia de una falla eléctrica.

6.1. CRITERIOS DE UBICACIÓN, SELECCIÓN Y/O AJUSTE DE PROTECCIONES.

6.1.1. Fusibles.

Los fusibles se recomienda ubicarlos en ramales que alimenten principalmente cargas monofásicas y atraviesan zonas de poca vegetación. Pero no se pueden ubicar en Ramales donde se alimenten cargas trifásicas, porque a la hora que se presente una falla ocasionaría la operación en una fase, en caso de que se funda un solo fusible.

El ajuste de su corriente nominal debe ser mayor o igual que la corriente máxima de carga en su lugar de ubicación. El fusible normalmente puede soportar una corriente aproximadamente de $1,5 I_N$ continuamente. Su capacidad de

interrupción nominal debe ser mayor que la máxima corriente de falla originada en su zona de protección.

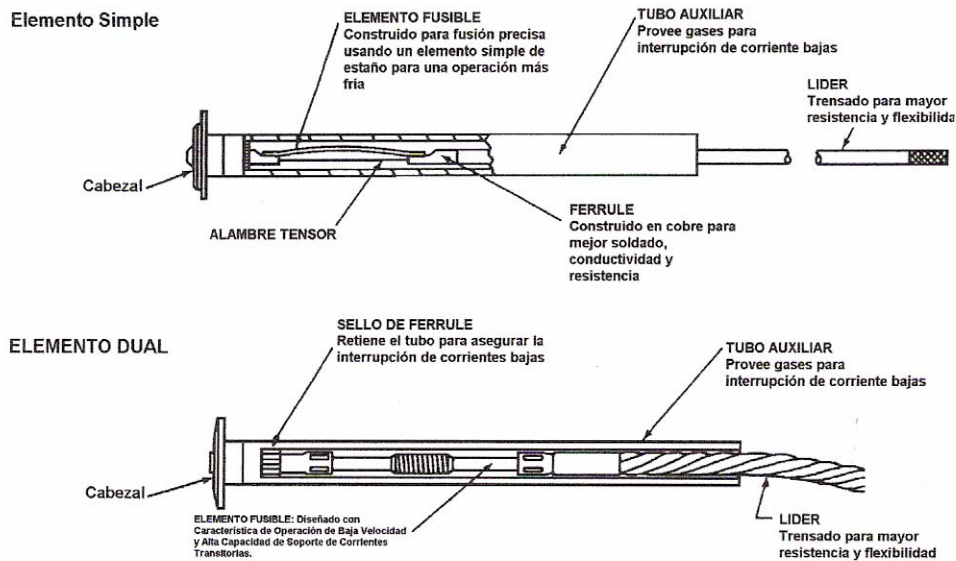


Figura 6.1. Detalles de construcción de fusibles tipo K.

6.1.2. Reconectores.

Es recomendable instalar Reconectores en sitios donde el disyuntor de salida de la subestación no abarca satisfactoriamente todo el alimentador (igual a 15 Km. o más) para así poder dividir el alimentador en dos zonas de protección, teniendo así un despeje más rápido, seguro y selectivo de los distintos tipos de fallas en algunos alimentadores.

Para obtener una buena selección de ajuste del reconector, su capacidad mínima de operación, debe ser por lo menos 2 veces superior que la máxima

carga del circuito ($I_{N RECONECTAD OR} > I_{CARGA MAXIMA}$). En cuanto la selección de la secuencia de operación, esta va a depender de su coordinación con los equipos de respaldo.

Dependiendo la confiabilidad del sistema que queremos usar, se puede seleccionar los reconectores de control hidráulico que tienen un tiempo de reenganche fijo de 1,5 a 2 seg., y un tiempo de reposición comprendido entre 1 y 1,5 minutos o los reconectores de control electrónico que su tiempo de reenganche se puede seleccionar dependiendo del intervalo y presenta un amplio margen para su reposición.

6.1.3. Seccionalizadores.

Los Seccionalizadores se pueden ubicar preferiblemente en ramales que alimenten cargas trifásicas, como también en ramales muy largos (más de 5 Km.) con alta probabilidad de fallas. Pueden ubicarse cuando la magnitud de la carga es tal, que el riesgo de interrupción por falla temporal, debe ser minimizado.

Este se ajusta de manera, que el mínimo nivel actuante sea de 1,6 veces la corriente nominal en la bobina de ser igual o menor que la corriente mínima de falla que puede ocurrir. En todos los casos, se debe asegurar que el seccionalizador tenga una corriente de operación por el orden del 80% de la mínima corriente de ajuste para la cual dispara la protección de respaldo y a su vez debe ser calibrado a un conteo menor que el número total de apertura del dispositivo de respaldo.

Para seleccionar un seccionalizador este va a depender del número de fases (puede ser monobásico o trifásico), por la forma en que puede ser operado (manual o con motor), por su medio de aislamiento (aceite, aire o vacío) y por su tipo de control serie o paralelo (hidráulico, tipo seco, electrónico).

6.2. CRITERIO DE COORDINACIÓN DE LOS EQUIPOS DE PROTECCIÓN.

En los sistemas de distribución actuales la coordinación de los dispositivos de protección debe hacerse en serie; también se conoce como “Cascada” debido a que la mayoría operan en forma radial.

El requerimiento indispensable para una adecuada coordinación consiste en que el dispositivo protector debe operar y despejar la sobrecorriente antes que el dispositivo de respaldo se funda (fusible) u opere o bloquee (Seccionalizador). A continuación se dará los criterios para la coordinación de los diferentes equipos de protección que se puede emplear en un sistema.

6.2.1. Coordinación Fusible – Fusible.

Para lograr una coordinación entre Fusibles debe cumplirse que el tiempo máximo de despeje del fusible de protección no exceda de un 75% el tiempo mínimo de fusión del fusible de respaldo, cuando por los fusibles circula la corriente máxima de falla en el punto de coordinación. Para esta coordinación se utilizan las curvas Corriente – Tiempo mínimo de fusión y las curvas Corriente – Tiempo de interrupción total (Ver figura 6.2) de cada fusible empleado.

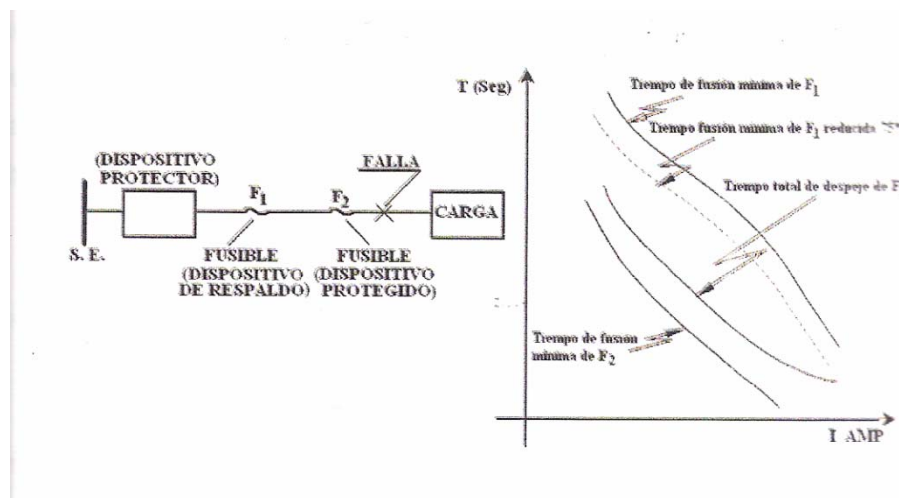


Fig. 6.2. Coordinación Fusibles - Fusible.

$$\text{Factor de coordinación} = \frac{TMD (\text{fusible de protección})}{TMF (\text{fusible de respaldo})} \times 100 < 75\%$$

Donde:

TMD: Tiempo máximo de Despeje.

TMF: Tiempo mínimo de fusión.

El factor de 75% compensa por las variaciones de operación tales como precarga, temperatura de ambiente y pre-daño.

La corriente de carga máxima en el punto de aplicación no debe exceder la corriente nominal del fusible.

6.2.2. Coordinación Reconectador – fusible.

En esta condición se busca que las operaciones rápidas del reconectador no provoquen daño a los fusibles, incluyendo el efecto acumulativo de las operaciones rápidas considerando los intervalos de cierre rápido. Asimismo, las operaciones lentas del restaurador se deben retardar lo suficiente para asegurar la operación del fusible antes de la apertura definitiva del restaurador.

Esta coordinación se puede obtener con métodos basados en la curva de Tiempo – Corriente ajustada por un factor de multiplicación.

En la figura 6.3, se muestra la coordinación entre Reconectador y Fusible. La misma se rige por dos reglas:

La primera, establece el punto máximo de coordinación, el cual se obtiene mediante la intersección de la curva mínima de fusión del fusible y la curva de operación rápida del reconectador, desplazada verticalmente por un multiplicador. Este factor compensa las pérdidas por calor del fusible, como consecuencia de los periodos de enfriamiento y calentamiento a las que está sometido durante las operaciones de apertura y de reenganche del reconectador.

La segunda regla establece el punto mínimo de coordinación y se obtiene, mediante la intersección de la curva de máximo despeje y la curva de operación lenta del reconectador. En caso que estas curvas no se intercepten, el punto mínimo de coordinación lo determina la corriente mínima de disparo del reconectador.

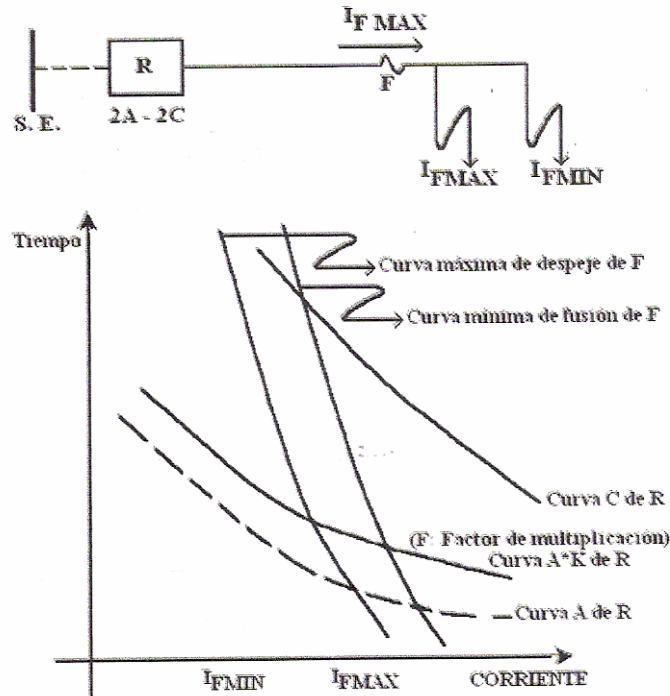


Fig. 6.3. Coordinación Reconectador – Fusible.

6.2.3. Coordinación Relé – Fusible.

Esta coordinación tiene como objetivo, que la curva del relé sea más lenta que la del fusible, de tal manera que el fusible se queme antes que el interruptor complete su secuencia. En este caso la adición de un elemento instantáneo al permitir la desconexión de las fallas temporales sin dañar el fusible ya que la primera falla sería despejada abriendo el interruptor.

Se recomienda un margen de coordinación menor que el 70% entre el tiempo de operación del relé y el tiempo máximo de despeje del fusible, para una corriente de falla dada.

$$\text{Factor de Coordinación} = \frac{TMD(\text{fusible})}{TOP(\text{relé})} \times 100 < 70\%$$

Donde:

TMD: Tiempo máximo de despeje.

TOP: Tiempo de operación del relé.

En la figura 6.4 se muestra la coordinación Relé – Fusible.

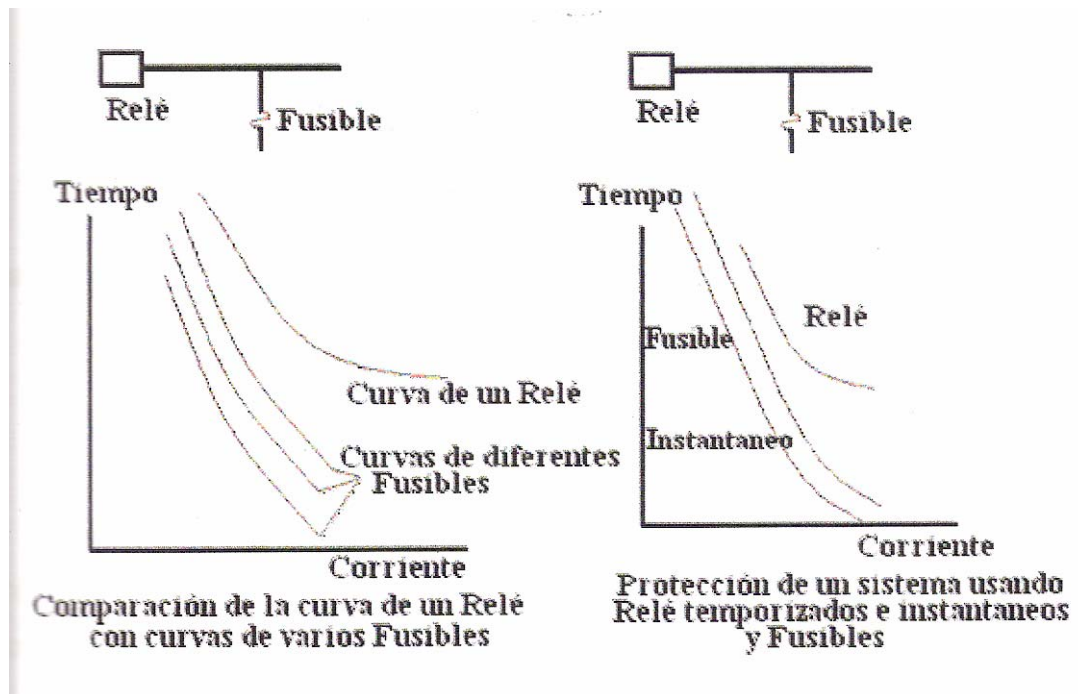


Fig. 6.4. Coordinación Relé – Fusible.

6.2.4. Coordinación Relé – Reconectador.

El objetivo principal de esta coordinación es tratar de evitar aperturas indeseables del disyuntor de salida al momento de presentarse una falla en la zona de protección del reconectador. Para ello, es necesario de conocer el porcentaje de avance neto del disco del relé de sobrecorriente, debido a que si este sobrepasa el 100% antes de que el reconectador complete su ciclo de operación, provocará una apertura indeseable del disyuntor. Para ellos se realizan los siguientes cálculos:

$$\% \text{ Re posición} = \frac{\textit{Tiempo de reconexión del reconectador (Seg.)}}{\textit{Tiempo de reposición del relé (Seg.)}} \times 100$$

$$\% \text{ Avance} = \frac{\textit{Tiempo de operación del reconectador (Seg.)}}{\textit{Tiempo de operación del relé (Seg.)}} \times 100$$

Lo mismo se calcula para cada operación del reconectador (apertura y cierre).

Una vez obtenido dichos porcentajes, se calcula el porcentaje neto de avance de cada operación, definida por:

$$\% \textit{ neto de avance} = \% \textit{ Avance} - \% \textit{ reposición}$$

Cuando se realiza la última operación, no existe un % de reposición del disco del relé, debido a que, el mismo queda bloqueado, siendo el % neto del avance del disco, sea igual al % de avance de dicha operación. Para obtener el % de avance total del disco, al cumplirse la última operación del reconectador, se suman algebraicamente los % de avance netos, cuyo resultado debe ser menor de 85% para que exista coordinación entre los equipos.

Si el reconectador posee disparo por tierra, se debe coordinar dichas curvas con la curva del relé de tierra y las curvas de disparos por fase con las curvas de relé de fase.

En la figura 6.5, se puede apreciar las curvas de coordinación Relé – Reconectador.

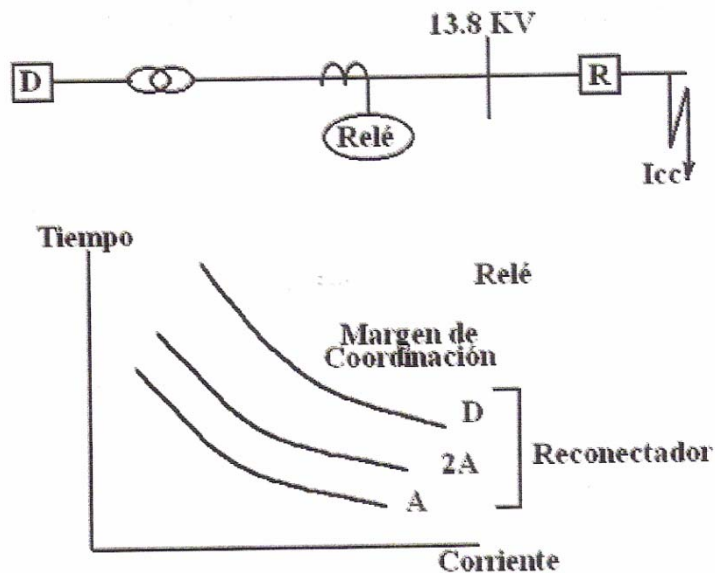


Fig. 6.5. Coordinación Relé – Reconectadores.

6.3. UBICACIÓN, AJUSTES Y COORDINACIÓN DE LOS EQUIPOS DE PROTECCIÓN PARA LOS NUEVOS ALIMENTADORES.

6.3.1. Alimentador El Dorado.

6.3.1.1. Características:

- Demanda: 297.5 Amp.
- Longitud aproximada: 3.5 Km.
- Equipos de protección a emplear:

➤ **Disyuntor:**

- Modelo Hmx15
- Marca: GEC ALSTHOM
- Tensión Nominal: 17,5 Kv.
- Corriente Nominal: 1500 Amp.
- Capacidad de interrupción simétrica: 25 KAm.

➤ **Relé de Sobrecorriente de Fase.**

- Marca: GEC.
- Tipo: CDG 24AF2481LS6
- Tomas de ajuste del Temporizador: 2.5 \Rightarrow 10 Amp.
- Tomas de ajuste del instantáneo: $I_{INST} : K_1 \cdot K_2 \cdot 20 AMP;$

$$K_2 = 1$$

➤ **Relé de Sobrecorriente de Fase a Tierra:**

- Marca: GEC.
- Tipo: CDG24AF2481LS6.
- Tomas de ajuste del temporizador: 1 \Rightarrow 4 Amp.
- Tomas de ajuste del Instantáneo: $I_{INST} : K_1 \cdot K_2 \cdot 20 AMP;$

$$K_2 = 1$$

➤ **Relé de Reenganche:**

- Marca: GEC.
- Tipo: VAR42AF2031A

➤ **Fusibles:**

- Tipo K.

6.3.1.2. Ubicación de los Equipos de protección.

Equipo de Protección Principal:

Utilizaremos el Interruptor de Potencia (Disyuntor), con sus respectivos Relés de Sobrecorriente y de Reenganche como protección principal.

Estos equipos se encontraran ubicados en la subestación a la salida del alimentador.

Equipos de protección Suplementarios:

Aquí utilizaremos a los fusibles tipos K como protección suplementaria.

Estos serán ubicados, tomando en cuenta los criterios de ubicación de estos, ya expuesto en la sección 6.2, en los siguientes lugares:

- Según las condiciones de exigencia del Alimentador.
- En los sectores en los cuales existen la mayor probabilidad de ocurrencia de falla, para evitar que las mismas se prolonguen hasta el troncal principal.
- Para evitar interrupciones generales, que puedan afectar a cargas de importancia.
- Donde halla elevada demanda que pueda afectar el circuito.

Dicho esto, los fusibles se ubicaron en los ramales hacia:

- En la entrada principal hacia Puente Ayala, para proteger la Urb. El Tamarindo (Ramal #1)

- En Transporte Transveva (Ramal #2).

- En la primera entrada de Mesones:
 - Ramal 1, hacia Urb. José A. Anzoátegui (Ramal #6).
 - Ramal 2, hacia Barrio Mesones (Ramal #7).

6.3.1.3. Cálculo de Fusibles:

La coordinación de dos fusibles (uno de lado fuente y otro de lado de carga) se lleva a cabo comparando las curvas respectivas. Para una falla delante del fusible (1) del lado carga hay que asegurar que este funda primero que el fusible (2) del lado de la fuente. Para ello, es práctica común tomar las condiciones más desfavorables; es decir, tomar la curva de mínimo tiempo de fusión para (2) y la de tiempo total de despeje para (1) (ver Fig. 6.6). Para todas las corrientes de falla la curva de (2) debe quedar por arriba de la de (1). Un criterio ampliamente utilizado establece que el tiempo total de despeje del principal no debe exceder el 75% del tiempo mínimo del fusible back-up. Este factor compensa esos efectos tales como corriente de carga, temperatura ambiente, o fatiga del elemento fusible, causada por el efecto de calentamiento de corrientes de falla que han pasado por el fusible pero no han sido lo suficientemente elevadas para fundirlo.

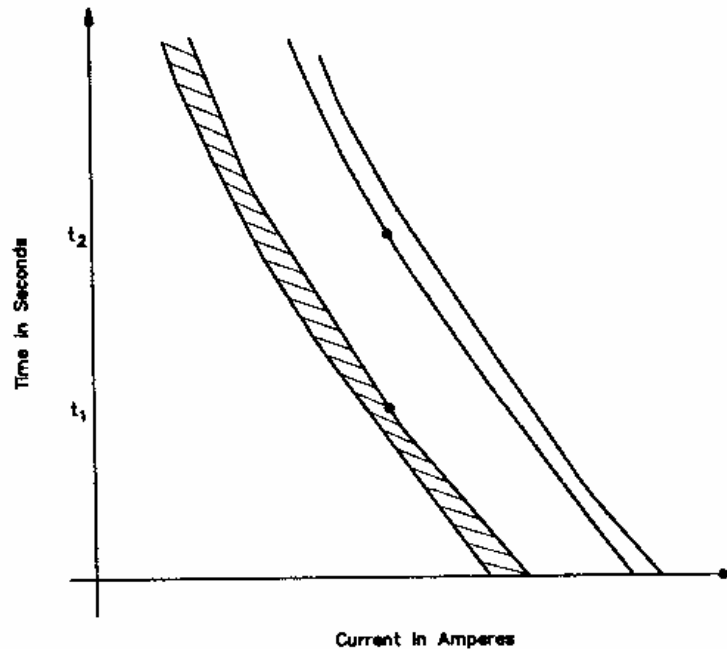


Fig. 6.6 Criterio de coordinación de fusibles $t_1 < 0.75 t_2$

Para la selección de un fusible tenemos que tener presente los siguientes conocimientos:

1. Tensión y nivel de aislamiento
2. Tipo de sistema
3. Máximo nivel de cortocircuito
4. Corriente de carga

Estas corrientes se obtuvieron a través del subprograma análisis del programa SARP (ambos se explican en el anexo B). Una vez obtenida la corriente, se compara con la tabla 6.1 correspondiente a las corrientes continuas nominales de Fusibles.

Tabla 6.1. Corrientes Nominales de Fusibles.

Fusibles Tipo “K” o “T”	Corriente Continua (Amp.)	Fusibles Tipo “K” o “T”	Corriente Continua (Amp.)
6	9	40	60
8	12	50	75
10	15	65	95
12	18	80	120
15	23	100	150
20	30	140	190
25	38	200	200
30	45		

De esta forma, tenemos los siguientes resultados reflejados en la tabla 6.2

Tabla 6.2. Cálculos de los Fusibles.

Rama	Corriente (Amp.)	Fusible Seleccionado
1	119.6	80 K
2	3.13	6 K
6	118.6	80 K
7	78	65 K

6.3.1.4. Calculo del Transformador de Corriente (TC).

Para realizar el cálculo del TC, se tomará como referencia, la corriente máxima de carga que puede circular por el circuito en cuestión, permitiendo este una sobrecarga de 20%.

Entonces:

$$I_{MÁXIMA\ DEL\ PRIMARIO} = 297.5\ Amp.$$

$$I_{PRIMARIO\ DEL\ TC} = 1,2 \times 297,5\ Amp$$

$$I_{PRIMARIO\ DEL\ TC} = 357\ Amp$$

Normalizando

$$TC = 400/5$$

Ahora se procede a los ajuste de los relés de la Subestación.

6.3.1.4.1. Relé de Sobrecorriente de Fase.

➤ Unidad Temporizada.

CADAFE toma como valor base para el ajuste de la corriente de operación del relé, la corriente nominal del transformador de corriente asociado, con un incremento de un 20% de sobrecarga. Para lo cual se tiene:

$$TAP (Ajuste\ de\ Corriente) = 1,20 \times I_{NOMINAL} / RTC$$

Dónde.

RTC: Relación del Transformador del TC.

Entonces tenemos que:

$$TAP = 1.20 \times 400 / (400/5)$$

$$TAP = 6$$

Este valor le corresponde a una corriente de arranque de:

$$I_{arr} = 6 \times (400 / 5)$$

$$I_{arr} = 480 \text{ Amp.}$$

➤ Unidad Instantánea:

Para ajustar la unidad Instantánea, este debe ser tal, que el relé no opere para la corriente transitoria de reestablecimiento de la carga en frío.

Por lo general, CADAFE toma como valor de referencia para la unidad de protección de fase 20, para el ajuste del TAP por instantáneo. Para la cual obtenemos una corriente de arranque por instantáneo de:

$$I_{arr\ inst} = 20 \times RTC$$

$$I_{arr\ inst} = 20 \times 400 / 5$$

$$I_{arr\ inst} = 1600 \text{ Amp.}$$

El valor correspondiente para un TAP será:

$$TAP = 1600 \times (5 / 400)$$

$$TAP = 20 \text{ Amp.}$$

De esta manera, sé cubre los niveles de cortocircuito mínimo entre fases dados en el alimentador ($I_{CC2\phi} = 2,7470 \text{ KAmp.}$)

6.3.1.4.2. Relé Sobrecorriente de Tierra.

➤ Unidad temporizada.

Mediante el criterio de un ajuste del 60 % de la corriente nominal de carga, se procede a calcular el TAP.

$$TAP = 0.60 \times I_{Carga} / RTC$$

Por lo contrario, es preferible afinar el ajuste de estos relés al mínimo permisible por el desbalance, de modo que su sensibilidad, sea tal, que detecten fallas de alta impedancia hasta donde sea posible.

CADAFE usa como valor base para el ajuste de la corriente de operación del relé, la corriente nominal del transformador de corriente asociado, con un incremento de un 20% de desbalance. Para lo cual tenemos que:

$$TAP = 0,20 \times I_{No\ min\ al\ TC} / RTC$$

$$TAP = 0,2 \times 400 / (400 / 5)$$

$$TAP = 1$$

Que corresponde a una corriente de arranque:

$$I_{arr} = 1 \times (400 / 5)$$

$$I_{arr} = 80 \text{ Amp.}$$

➤ Unidad instantánea.

CADAFE, acostumbra para la protección de tierra, el valor de 10 para el ajuste del TAP por instantáneo. Para lo cual se obtiene una corriente de arranque de:

$$I_{arr Inst} = 10 \times RTC \quad \Rightarrow \quad I_{arr Inst} = 10 \times (400 / 5)$$

$$I_{arr Inst} = 800 \text{ Amp.}$$

Con este ajuste, se cubre el nivel de cortocircuito a tierra, que se corresponde a un valor de 2.175 Amp en el ramal (1) de la entrada nº 1 del Barrio Mesones.

De aquí tenemos:

$$I_{arr} = 800 \text{ Amp.}$$

Que corresponde a un TAP de:

$$TAP = 800 \times (5 / 400) = 10$$

Normalizado, a los ajustes permitidos por el equipo, tenemos:

$$TAP = 9$$

6.3.1.4.3. Relé de Reenganche.

Normalmente para alimentadores urbanos que atraviesen zonas de poca vegetación, CADAFE utiliza el siguiente criterio:

$$0 - 0.3'' - CO - 35'' - CO$$

Donde CO (Cerrar – Abrir), son los tiempos de operación dados por las curvas características tiempo – corriente de los relés; y 0.3'' y 35'' son los tiempos de reconexión fijados en el relé de reenganche.

Números de cierre:	2
Primer cierre:	0,3 Seg.
Segundo cierre:	35 Seg

Estos ajustes serán tomados como referencia, para los estudios a continuación.

6.3.1.5. Coordinación de los equipos de Protección.

6.3.1.5.1. Coordinación de los fusibles.

Para coordinar los fusibles, hay que tomar en cuenta las siguientes reglas:

El fusible de respaldo, no debe sufrir daño alguno al ocurrir la falla en la zona de protección del fusible de protección principal.

En la figura 6.6, encontramos las respectivas curvas de los fusibles y podemos observar que la curva del fusible de menor capacidad se encuentra por debajo de las demás.

6.3.1.5.2. Coordinación entre los Relés de Sobrecorriente y Fusibles.

Se tomará en cuenta a la hora de coordinar los relés de sobrecorriente con fusibles, el siguiente criterio:

- Las curvas de máximo despeje de los fusibles, deben estar por debajo de las curvas de operación de los relés de sobrecorriente de tiempo inverso de fase y tierra; para así evitar operaciones innecesarias de los relés, cuando se presente fallas en los ramales protegidos por dichos fusibles.
- Los fusibles a coordinar con los relés de protección, son aquellos ubicados en los ramales:
 - El ramal que alimenta la Urb. El Tamarindo (Ramal #1).
 - Transporte Transveva (Ramal #2).
 - Entrada N° 1 de Mesones:
 - Ramal #6
 - Ramal #7

En la figura 6.6 podemos observar que la curva de máximo despeje de estos fusibles, se encuentra por debajo de las curvas de operación de los relés de Sobrecorriente de Fase y de Tierra.

En la figura 6.7, nos muestra el esquema del alimentador que se ha coordinado y la ubicación de los fusibles, transformadores de corrientes y relés.

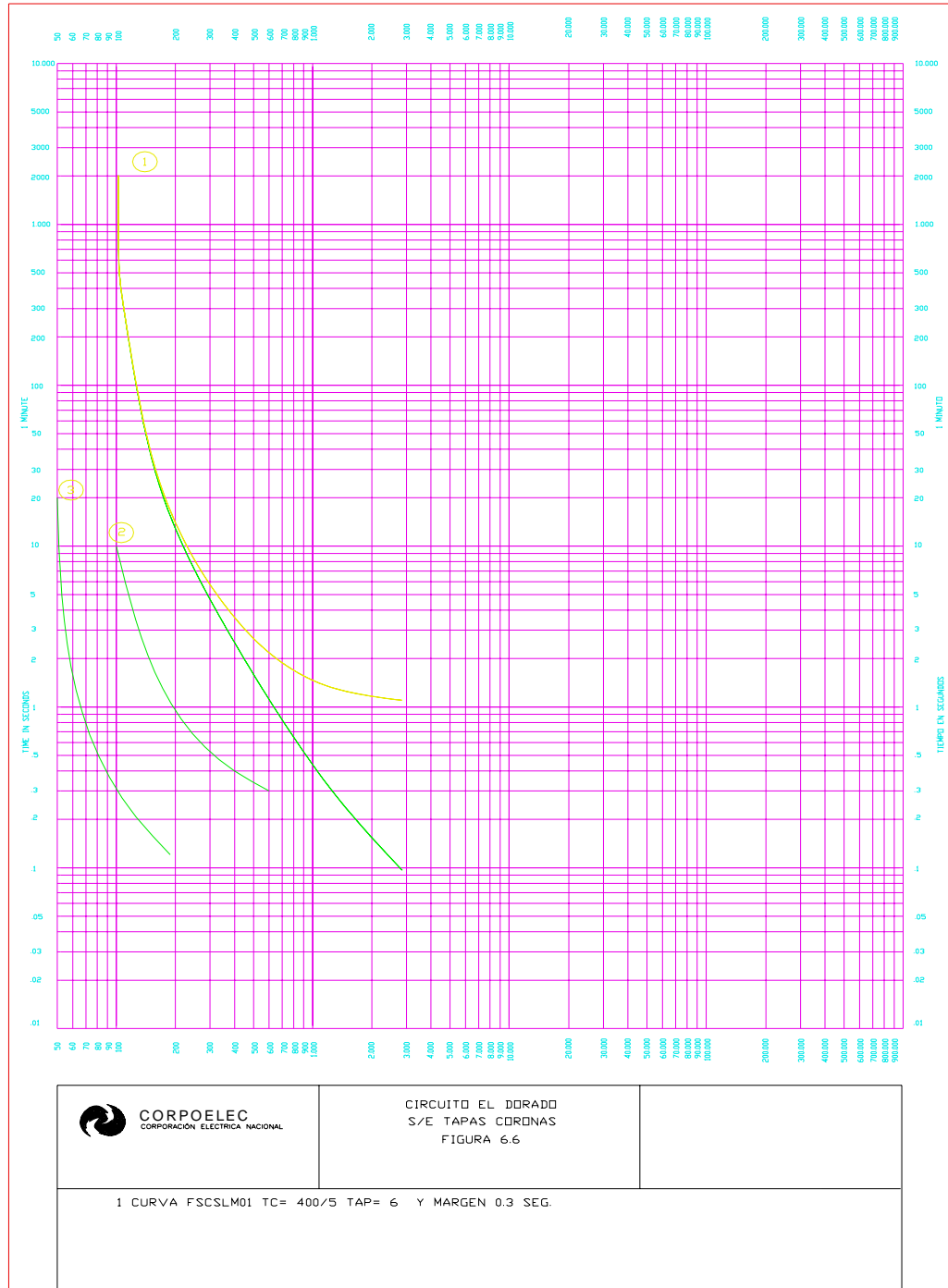


Figura 6.6. Curvas de operación de los relés de Sobrecorriente de Fase y Tierra. Alimentador el DORADO.

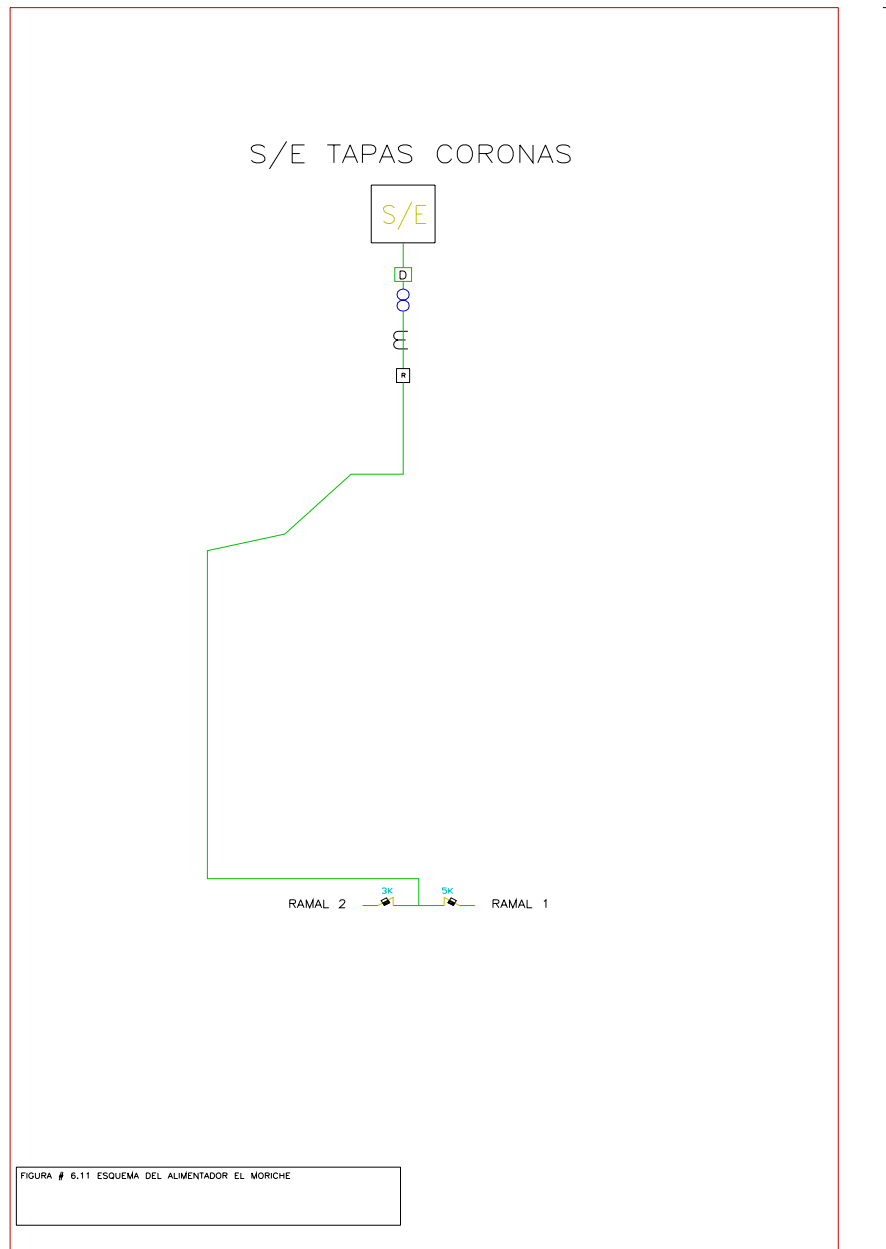


Figura 6.7. Esquema del alimentador EL DORADO.

6.3.2 Alimentador Mayorquin:

Este es uno de los alimentadores que posee mayor caída de tensión debido a su extensa longitud, actualmente posee una $\% V = 15.04 \%$, lo cual sobrepasa en más de 10 puntos el valor máximo que la empresa CADAFE acepta (5 %).

Este alimentador es un radial el cual no puede ser auxiliado por la Subestación El Rincón debido a que esta se encuentra saturada. Por la situación geográfica en que está construido este alimentador no hay forma alguna de poder auxiliarlo por otro alimentador de la S/E tapas Coronas. Solo se le realizará una coordinación en sus protecciones para mermar lo mas posibles las fallas en el.

6.3.2.1. Características:

- Demanda: 361 Amp.
- Capacidad Instalada: 15388,00 KVA.
- Longitud aproximada: 15,5 Km. Aproximadamente.
- Equipos de protección a emplear:

De igual Características a los del Alimentador el Dorado.

6.3.2.2. Ubicación de los equipos de Protección:

Equipo de protección Principal:

Igual al alimentador El Dorado.

Equipo de protección Suplementarios.

Los fusibles tipo "K" los utilizaremos como protección Suplementaria.

Estos serán ubicados en los ramales:

- Ramal alimentador de la Cárcel Puente Ayala (Ramal #8).
- Ramal derivación Parcelamiento Pte. Ayala (Ramal #10).
- Ramal derivación sector Puma Rosa (Ramal #11).
- Ramal entrada de Naricual (Sobre el Troncal Principal).
- Ramal derivación salida de Naricual (Ramal #27).

6.3.2.3. Cálculos de Fusibles:

En la tabla 6.3 se presenta los resultados de los fusibles calculados.

Tabla 6.3. Fusibles calculados en el alimentador.

$I_{Carga\ maxima}$ En Rama	Corriente Amp	Fusibles Seleccionado.
8	50,87	40 K
10	14,97	10 K
11	16,73	12 K
Troncal Principal	116,7	80 K
27	8,28	6 K

6.3.2.4. Calculo del transformador de corriente.

$$I_{\text{máxima del primario}} = 361 \text{ Amp}$$

$$I_{\text{Primario del TC}} = 1,2 \times 361$$

$$I_{\text{Primario del TC}} = 433,2 \text{ Amp.}$$

Normalizado:

$$TC = 500/5$$

6.3.2.5. Ajuste de los Relé de la Subestación.

6.3.2.5.1. Relé de Sobrecorriente de Fase.

➤ Unidad temporizada.

$$TAP = 1,20 \times 500 / (500/5)$$

$$TAP = 6$$

$$I_{\text{arr}} = 6 \times (500/5)$$

$$I_{\text{arr}} = 600 \text{ Amp.}$$

➤ **Unidad instantánea.**

$$I_{\text{arranque inst.}} = 20 \times (500 / 5)$$

$$I_{\text{arranque inst.}} = 2000 \text{ Amp}$$

$$TAP = 2000 \times (5 / 500)$$

$$TAP = 20 \text{ Amp}$$

Cubriéndose de esta manera los niveles de cortocircuito mínimo entre fases dados en el alimentador ($I_{CC\ 2\phi} = 1196,7 \text{ Amp.}$) en el nodo de derivación en la salida de Naricual).

6.3.2.5.2. Relé de Sobrecorriente de Tierra.

➤ **Unidad temporizada.**

$$TAP = 0,2 \times 500 / (500 / 5)$$

$$TAP = 1$$

$$I_{\text{arr}} = 1 \times (500 / 5)$$

$$I_{\text{arr}} = 100 \text{ Amp}$$

➤ **Unidad instantánea.**

$$I_{arr Inst} = 10 \times (500 / 5)$$

$$I_{arr Inst} = 1000 \text{ Amp}$$

Con este valor de TAP y de corriente de arranque, no cubrimos el nivel de cortocircuito a tierra, que tiene un valor de 927,4 Amp en el nodo de derivación en la salida de Naricual.

De aquí tenemos:

$$I_{arranque} = 927,4 \text{ Amp}$$

Que corresponde a un TAP de:

$$TAP = 927,74 \times (5 / 500) = 9,27$$

Normalizando:

$$TAP = 9$$

6.3.2.5.3. Relé de Reenganche.

Número de cierre:	2
Primer cierre:	0,3 Seg.
Segundo cierre:	35 Seg.

6.3.2.6. Coordinación de los equipos de protección:

6.3.2.6.1. Coordinación de los fusibles.

El ubicado en la entrada de Naricual (Troncal principal) con todos los existentes en los nodos que derivan a lo largo del alimentador después de este.

6.3.2.6.2. Coordinación entre los relés de sobrecorriente y Fusibles.

Los Fusibles a coordinar con los relés de protección, son aquellos que se encuentran en los ramales:

- Cárcel puente Ayala (Ramal #8).
- Parcelamiento puente Ayala (Ramal #10) .
- Sector Puma Rosa (Ramal #11).
- Entrada de Naricual (Troncal Principal)
- Salida de Naricual (Ramal #27).

En la figura 6.8 podemos observar que la curva de máximo despeje de estos fusibles, se encuentra por debajo de las curvas de operación de los relés de Sobrecorriente de Fase y Tierra.

En la figura 6.9, nos muestra el esquema del alimentador que se ha coordinado y la ubicación de los fusibles, transformadores de corrientes y relés.

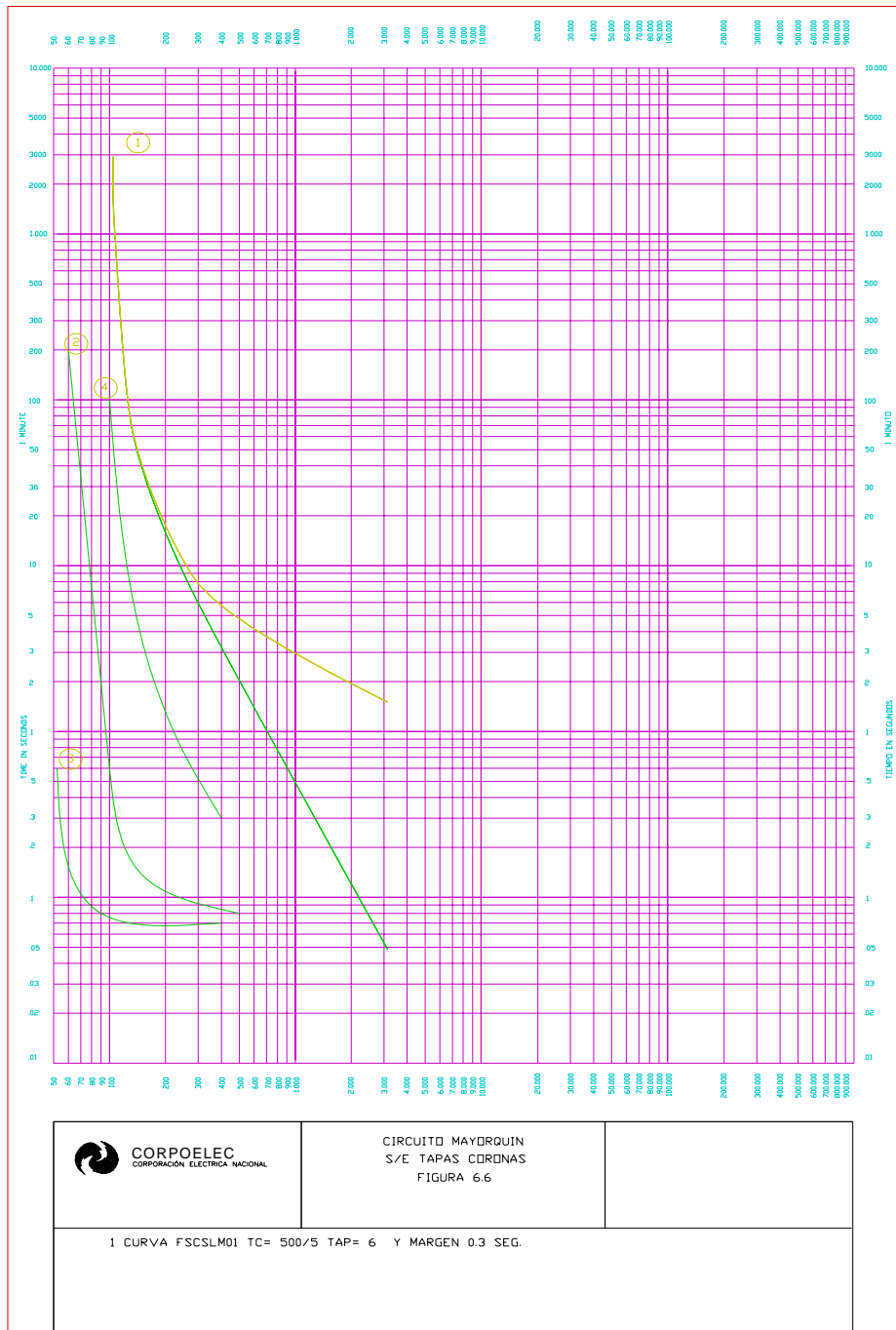


Figura 6.8. Curvas de operación de los relés de Sobrecorriente de Fase y Tierra. Alimentador MAYORQUIN

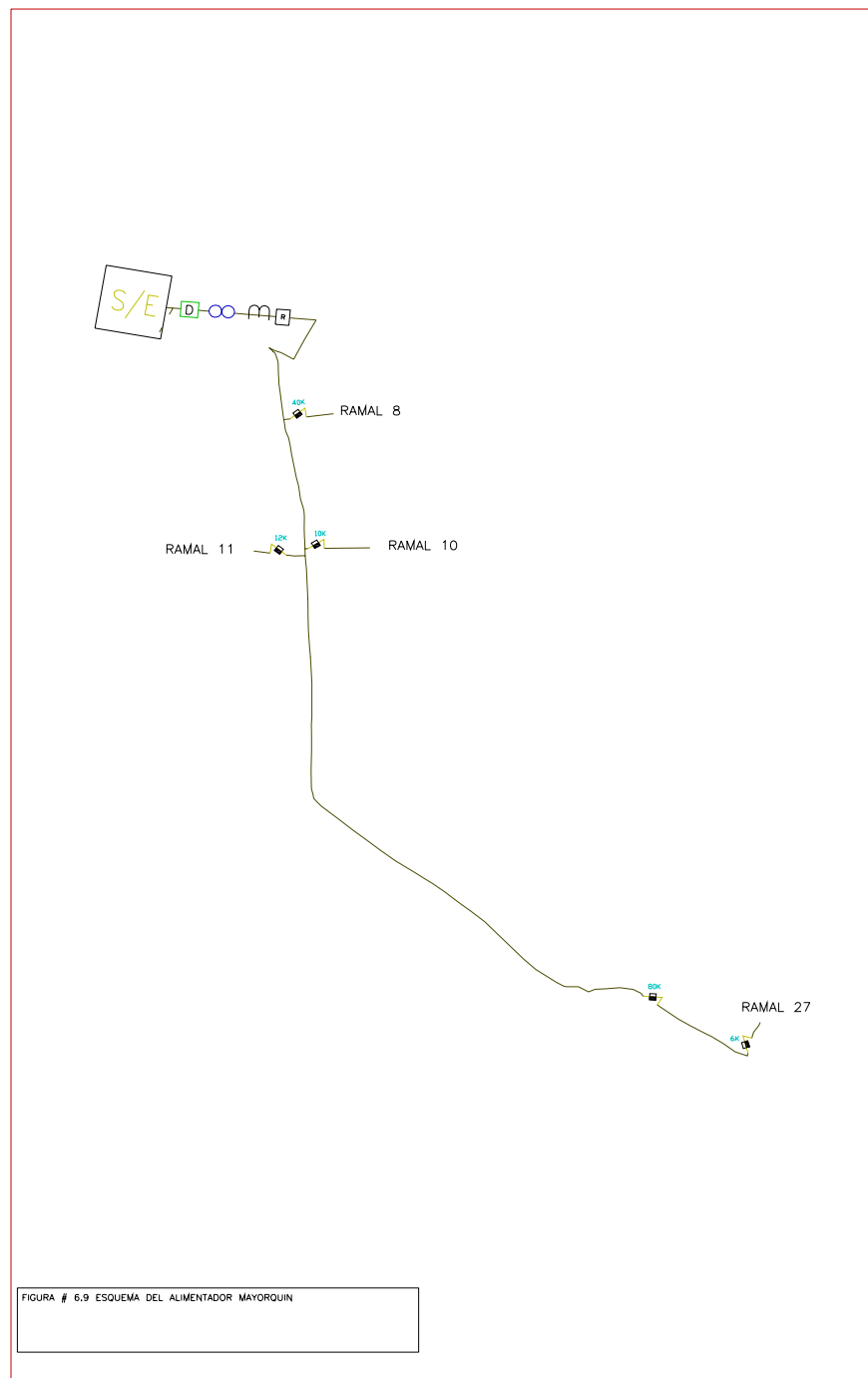


Figura 6.9. Esquema del Alimentador MAYORQUIN

6.3.3. Alimentador El Moriche.

6.3.3.1. Características:

- Demanda: 100 Amp.
- Capacidad Instalada: 5837 Kva.
- Longitud Aproximada: 2.5 Km.
- Equipos de protección a emplear: Igual al él alimentador El Dorado.

6.3.3.2. Ubicación de los equipos de protección.

Equipo de protección Principal.

Igual que el alimentador El Dorado.

Equipos de protección suplementarios.

Los fusibles que se van a ubicar son los que corresponde a los siguientes ramales del alimentador: 1 y 2.

6.3.3.3. Calculo de fusibles.

I Carga máxima en Ramal	Corriente (Amp.)	Fusible Seleccionado
1	66.1	5K
2	33.9	3K

6.3.3.4. Calculo del Transformador de Corriente (TC).

$$I_{\text{Pr imario}} \text{ del TC} = 100 \text{ Amp.}$$

Normalizando

$$TC = 200 / 5$$

6.3.3.4.1. Relé de sobrecorriente de Fase:

- Unidad temporizada:

$$TAP = 6$$

$$I_{\text{arranque ins}} = 240 \text{ Amp.}$$

- Unidad instantánea:

$$I_{\text{arranque inst.}} = 800 \text{ Amp.}$$

$$TAP = 20$$

De esta manera se cubre los niveles de cortocircuito mínimo entre fases dados en el alimentador ($I_{CC2\phi} = 5714.8 \text{ Amp.}$ En el nodo 2 a la entrada de la Urb. el moriche)

6.3.3.4.2. Relé de Sobrecorriente a Tierra.

➤ Unidad Temporizada:

$$TAP = 1$$

$$I_{arranque} = 40$$

➤ Unidad Instantánea:

$$I_{arranque\ inst.} = 400\ Amp.$$

$$TAP = 9$$

Con este ajuste se cubre el nivel de cortocircuito a tierra que corresponde a un valor de 897.52 Amp. En el nodo 6 de dicho alimentador.

6.3.3.4.3. Relé de Reenganche.

Número de cierre:	2
Primer cierre:	0.3 seg.
Segundo cierre:	35 seg.

6.3.3.5. Coordinación de los Equipos de Protección.

6.3.3.5.1. Coordinación de los Fusibles.

Se utilizará el mismo procedimiento que del alimentador El Dorado.

6.3.3.5.2. Coordinación entre los Relés de Sobrecorriente y Fusibles

Se tomará en cuenta, el mismo criterio utilizado en la coordinación del alimentador El Dorado.

De acuerdo a la figura 6.10, podemos apreciar que las curvas de máximo despeje de los Fusibles 5K y 3K, van a tener un tiempo de operación más rápido que la curva de los relés de protección de fase y tierra, en el momento de ocurrir la falla, en los ramales protegidos por los fusibles.

En la figura 6.11 representa el diagrama unifilar a coordinar de los equipos de protección del alimentador El Moriche.

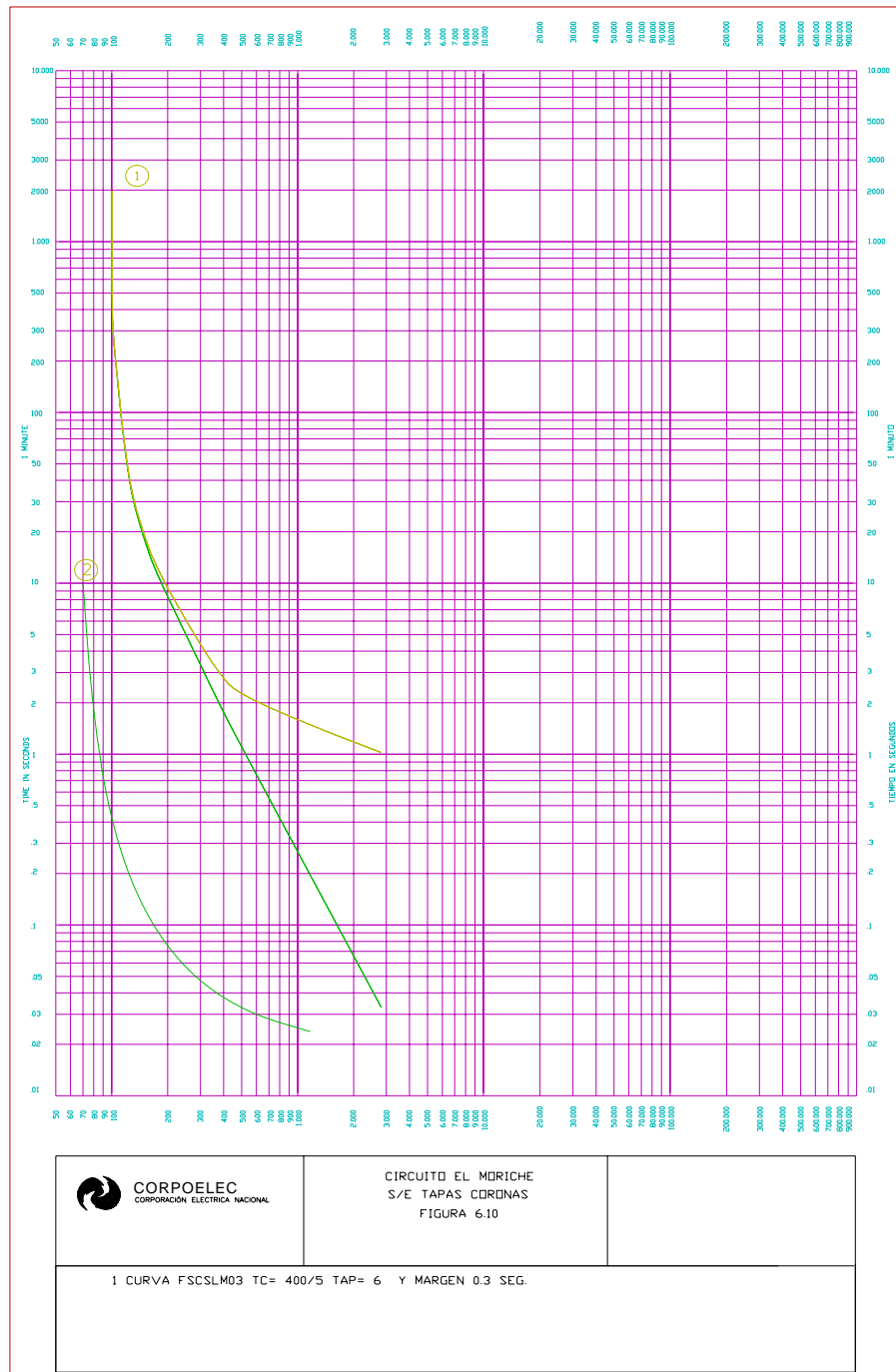


Figura 6.10. Curva de los relés de protección de fase y tierra Alimentador EL MORICHE.

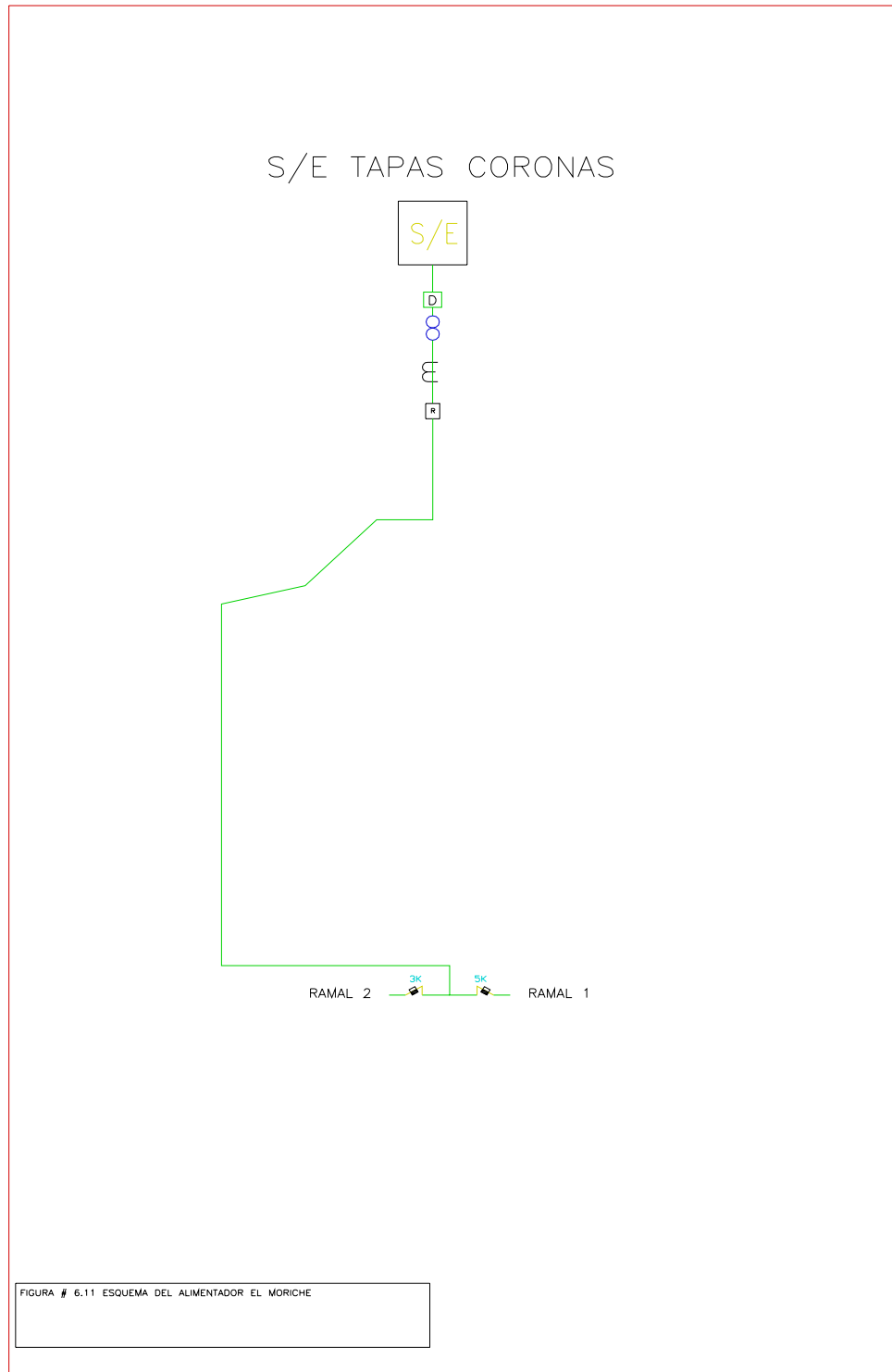


Figura 6.11. Esquema del Alimentador EL MORICHE.

CONCLUSIONES

1. La ampliación de la Subestación con la colocación de un Transformador de 20 MVA, viene a ser la solución inmediata. Esto se debe a que va a descargar gran parte de la carga de los transformadores existente, así como también carga de la Subestación Barcelona, para así garantizar un buen servicio en la zona.
2. La mayoría de los alimentadores involucrados en el estudio, se encuentran actualmente en condiciones críticas de operatividad, por lo que no están en capacidad de garantizar un buen servicio a la zona de influencia de la Subestación. El alimentador que se encuentra en peores condiciones es el alimentador Mayorquin con una caída de tensión de 15.04% y una carga de 134.51%. este alimentador es difícil ser descargado por otro alimentador, debido a la situación geográfica de su troncal principal ya que la S/E El Rincón que es la que lo podría descargar este alimentador está completamente sobrecargada.
3. Para cada nivel de tensión nominal, está establecida el nivel de aislamiento que debe tener los equipos de la subestación, pero el uso de descargadores de tensión (Pararrayos) permite atenuar las ondas de sobretensión internas o externas que entran a la subestación, evitando los perjudiciales esfuerzos a los que se somete el aislamiento de los equipos.
4. El diseño de Malla de puesta a tierra es el apropiado, garantiza la seguridad del personal que acceda a la subestación, además, fue diseñada en base a las normas, y no se incurre en sobre estimaciones que cusen aumentos importantes en el precio de la subestación.

5. La construcción de los alimentadores para la Subestación Tapas Coronas, se diseñaron respetando los parámetros que exigieron en el departamento de Planificación y Redes de CADAFE Puerto la Cruz.
6. Se utilizaron donde sea necesario estructuras, debido a la gran dificultad que hay en la zona para la colocación de retenida o viento.
7. Con los esquemas de protección calculados y/o diseñados, se puede asegurar una correcta actuación de los equipos involucrados dentro de los mismos; y lograr un objetivo fundamental, como lo es, el de evitar operaciones innecesarias de los interruptores de potencia (Disyuntores), y por ende discriminar sus periodos de mantenimientos.
8. Con la construcción de la Barra de transferencia en el pórtico de salida en 13.8 Kv, para el nuevo Transformador (20 MVA), se sustituirán los cortacorrientes en el transformador que esta sobre las rolas del alimentador Villas Olímpicas, para la seguridad del personal al momento de realizar mantenimiento o contingencia que se presente en la Subestación.
9. Con respecto al programa computacional (SID) utilizado en este trabajo, se puede concluir:
 - Con respecto al programa de análisis. Los cálculos hechos por este, se observan que la mayoría de los alimentadores involucrados en el estudio, se excede los límites permitidos por las normas de

CADAFE, como son los porcentajes de caída de tensión y porcentaje de cargas.

- El programa SID para la corriente de cortocircuito, arrojó resultados bastante aceptables en comparación con los hechos manualmente. El margen de error se debió a una serie de aproximaciones hechas y parámetros asumidos, con el fin de hacerlo manejable.
- Para la coordinación de protecciones se utilizó el programa Sistema de Coordinación de Protecciones (SCP), este resultado ser preciso, en cuanto a las representaciones gráficas de las curvas de los equipos de protección, en comparación con las suministradas por los fabricantes de los mismos. Se hace la salvedad, que este programa tuvo algunas limitaciones en cuanto a curva de operación de algunos equipos.
- En términos generales, se puede decir, que el programa Sistema Integrado de Distribución (SID) es una herramienta Útil la hora de efectuar algún análisis en redes de distribución primaria (13.8 Kv) o secundaria (Baja Tensión 120/220 V).

RECOMENDACIONES

1. La remodelación propuesta en la Subestación Tapas Coronas, es la opción más rápida que se puede considerar para solventar el problema de sobrecarga en los alimentadores en su zona de influencia.
2. Cambiar el calibre, de los conductores, del troncal principal de todos los alimentadores cuyos conductores son AWG # 2/0 de cobre y AWG #4/0 ARVIDAL, por conductores AWG Calibre 4/0 de cobre, y así los alimentadores puedan soportar una mayor carga.
3. En el caso del alimentador Mayorquin el cual es bastante extenso, se debe limitar hasta el Barrio Mayorquin y dejar la seccionadora abierta y en su prolongación hacia Naricual hasta el sector Los aguacates, y construir una Subestación de Distribución de 10 MVA para suministrar energía eléctrica a esa Zona y para la posible contingencia de otros alimentadores.
4. Reemplazar fusibles en los alimentadores y ramales, por uno igual capacidad o tamaño dentro del esquema de protección, y así evitar que se pierda el diseño del mismo.
5. Se debe hacer un análisis exhaustivo por parte de CADAFE, para la coordinación de protecciones, de los diferentes alimentadores que se encuentran en la misma zona de influencia de otras Subestaciones.

6. Colocar Posteaduras de 12.20 mts, 305 Kg. de esfuerzo en cumbre para la línea que está en alineación y en amarre. Así como también utilizar estructuras de 12.20 mts y 305 Kg. de esfuerzo en cumbre donde se requiera.

7. Se recomienda utilizar el programa computacional Sistema Integrado de Distribución (SID), para desarrollo de proyectos futuro en el área de distribución, ya que proporciona resultados confiables, en cuanto al análisis de los conductores en redes de Alta tensión, baja tensión y coordinación de protecciones.

8. Debe realizarse el mantenimiento en las subestaciones de distribución, no asistidas, en lo referente a la eliminación de malezas para lograr que se cumplan las condiciones mínimas de seguridad dentro de estas instalaciones.

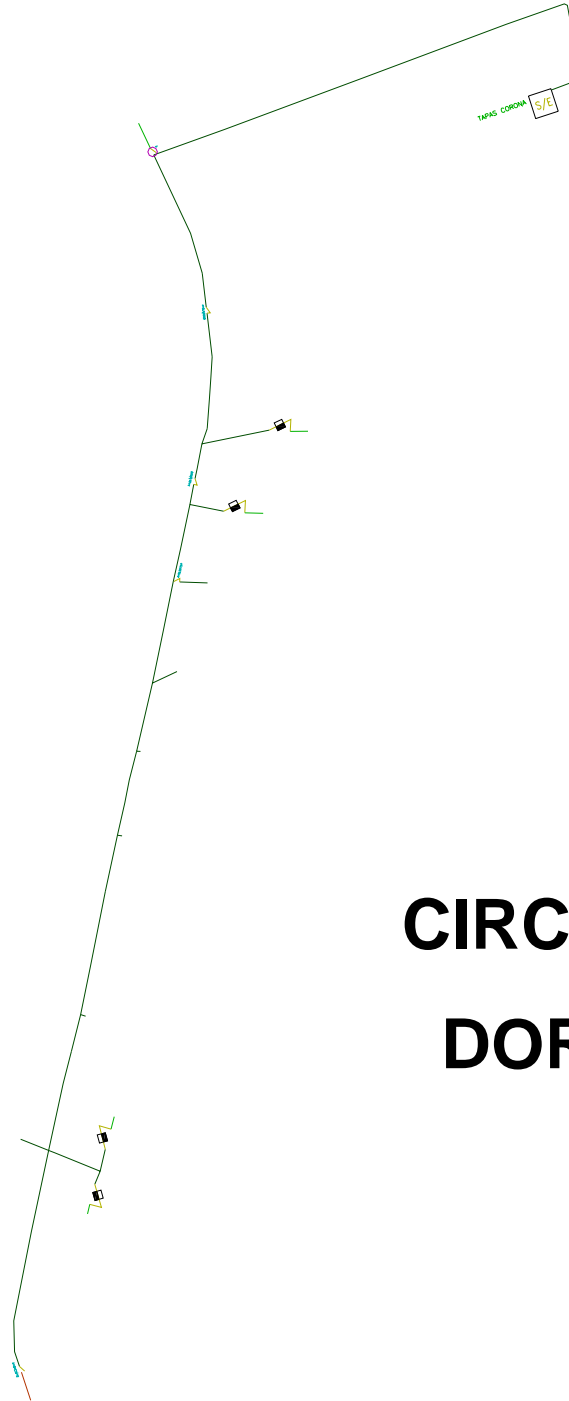
BIBLIOGRAFIA CONSULTADA

1. ESPINOZA R., **“Sistema de Distribución”**, Editorial LIMUSA SA, 1^{era} Edición, México (1990).
2. BRAZON J., **“Proyecto de la puesta en servicio del Transformador N° 3 de la S/E Guaraguao y diseño de nuevos Alimentadores de 13.8 Kv para la ciudad Puerto la Cruz”**, Tesis de Grado, Escuela de Ingeniería y Ciencias Aplicadas, UDO, Puerto la Cruz (2001).
3. MARTÍN, J. [1989]. **“Diseños de Subestaciones Eléctricas”**. 1^{era} Edición. Sistemas editoriales Técnicas S.A., México.
4. CADAFE [1985] **“Reglamento y normas generales para redes de distribución”**
5. BUCROS SISTEM CA, **“Manual del sistema Integrado de Distribución (SID)”**, Caracas – Venezuela. (2004)
6. CADAFE, **“Atlas”**, Caracas – Venezuela. (2004).
7. CADAFE, **“Normas para proyectos de Subestaciones”** código NS-P, Caracas (1998).

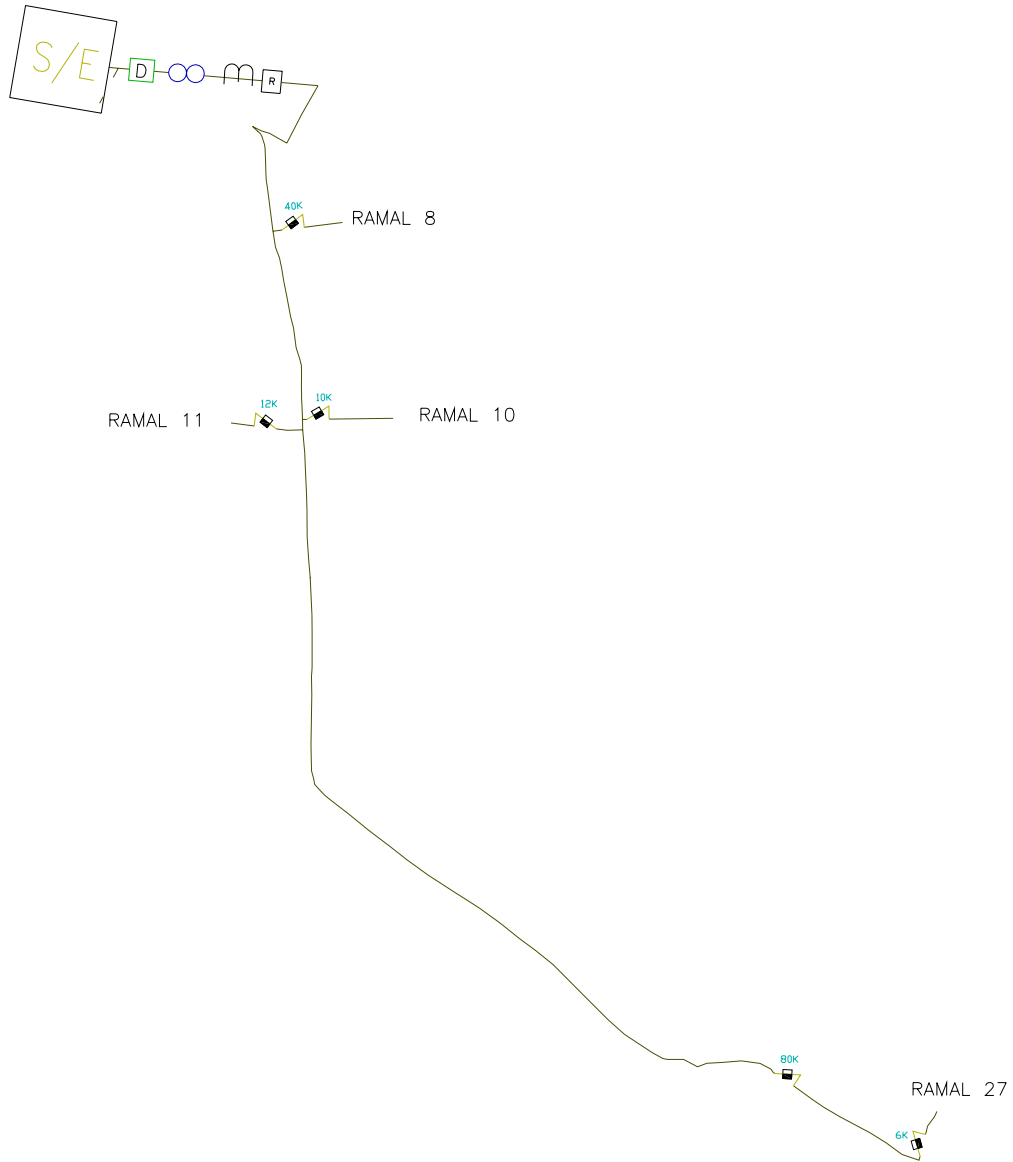
ANEXOS

ANEXOS 1

Planos Generales

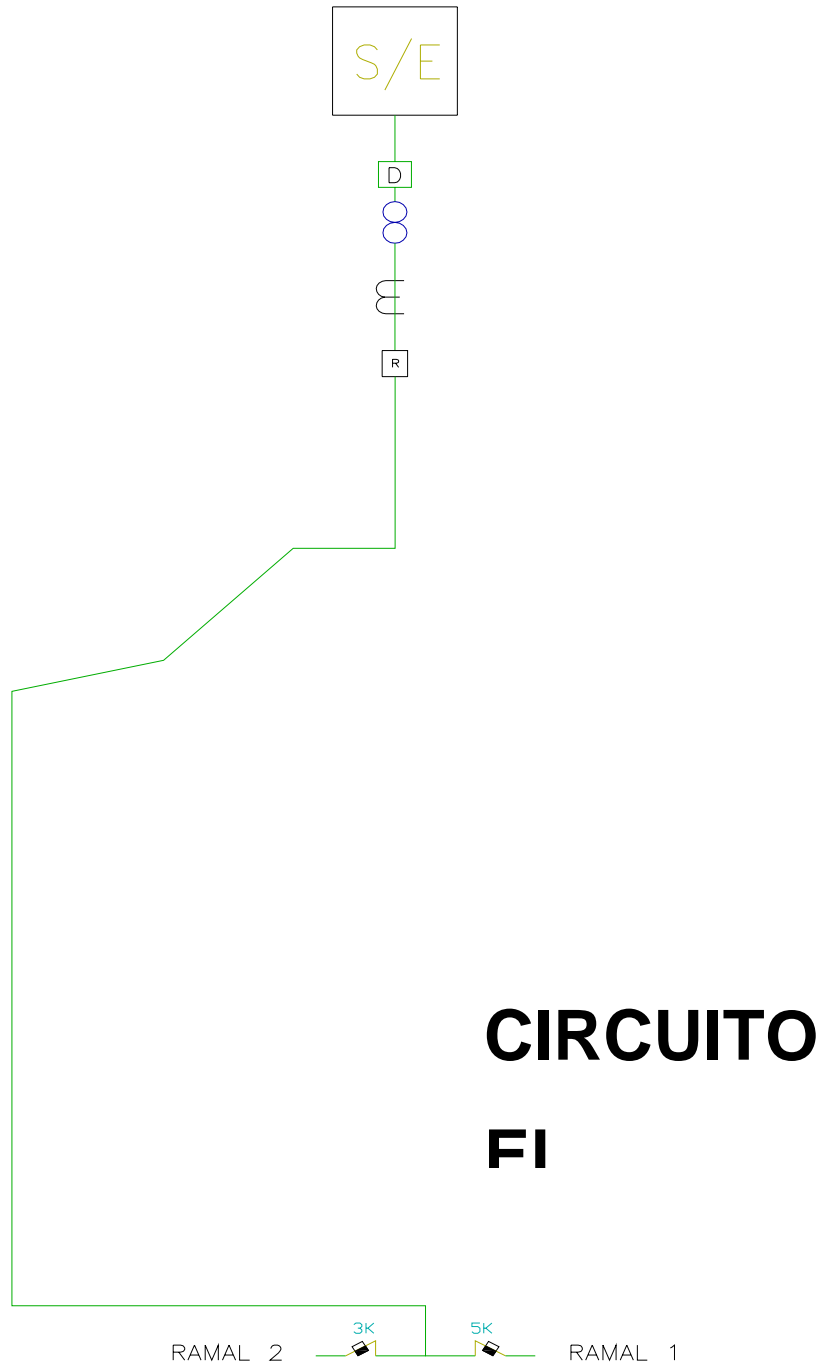


CIRCUITO EL DORADO



CIRCUITO MAYORQUIN

S/E TAPAS CORONAS



Anexos 2
Herramienta
Computacional SID



SISTEMA INTEGRADO DE DISTRIBUCIÓN

El Sistema Integrado de Distribución, es una herramienta computarizada basada en la terminología CAD – Cae (Computer Aided Design – Computer Aided Engineering), y GIS (Geographic Information Systems), que permite a los Ingenieros Electricistas realizar los análisis y planificación de las redes de Distribución eficientemente.

El SID está basado en la capacidad grafica del Autocad, el cual combinado con la finalidad de cálculo FOTRAN y bases de datos del DBase o FoxPro, alcanza una versatilidad incomparable.

El apoyo del CAD para la elaboración de los planos de redes existentes y proyectos, utilizando los sistemas de información geográficos, permiten realizar enlace de estos planos con programas de flujo de cargas, de computo y de información, los cuales impulsan los rendimientos y calidad de los proyectos en el área de distribución.

El SID consta de una serie de módulos, los cuales se nombran a continuación:

- I. Sistema de generación.
- II. Mantenimiento y control de planos (SP)
- III. Sistema de Análisis de Redes Primarias (SARP).
- IV. Sistema de Análisis de Redes Secundarias (SARS)
- V. Sistema de de Suscriptores (SS).
- VI. Sistema de Control de Carga de Transformadores (ST).
- VII. Sistema de predicción de Demanda (SPDC)
- VIII. Sistema de Coordinación de Protecciones (SCP).
- IX. Sistema de Elaboración Automatizada de perfiles Topográficos y localización (SPTL)
- X. Sistemas de Cómputos, control y Validación de Obras en Windows (SIPLUSW).

El SIP está compuesto también por un manual de usuario, librería automáticas y manuales, programa de cálculos, base de datos y metodologías, para realizar los análisis de las redes de distribución.

A continuación se describirá los módulos o subsistemas empleados en la realización de este trabajo (SARP, SCP), así como el uso de las rutinas, programas y utilidades que lo componen.

A2.1. SISTEMA DE ANÁLISIS DE LAS REDES PRIMARIAS (SARP)

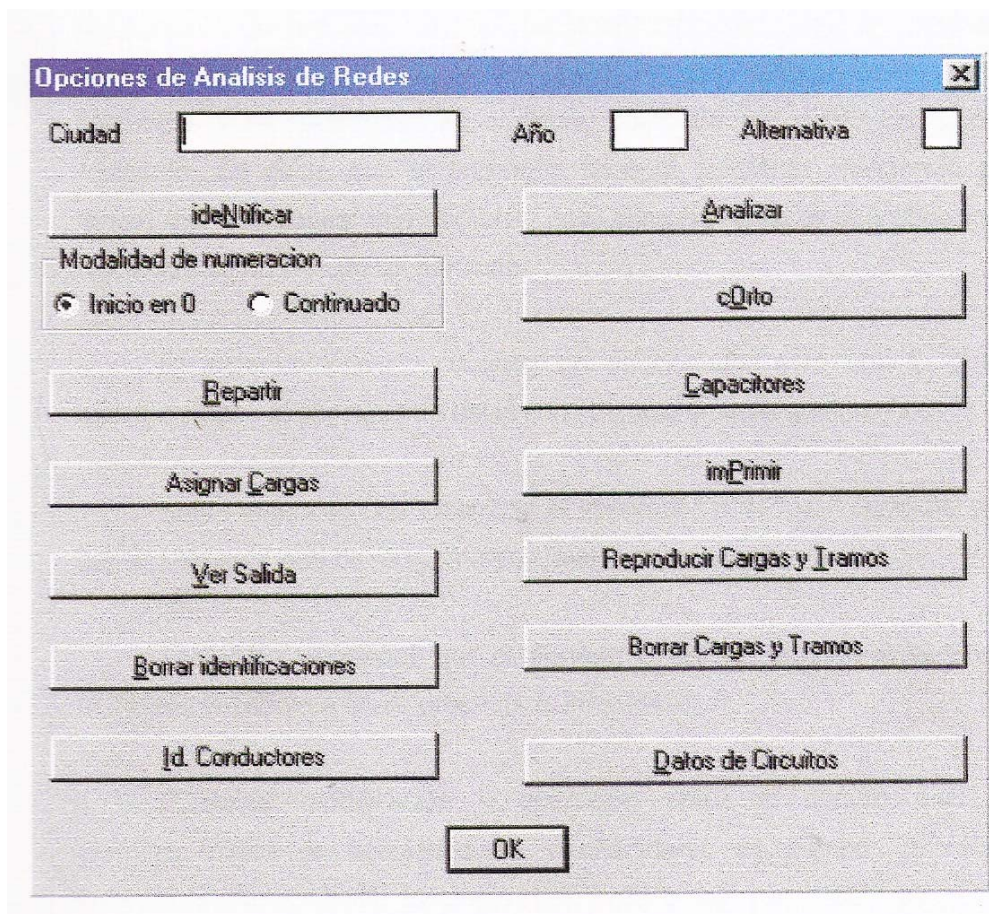
El SARP toma en forma automática la información vaciada en el plano para realizar los cálculos eléctricos, utilizando algoritmos inteligentes que simulan el razonamiento humano para realizar estas tareas.

Los planos elaborados en Autocad y con lineamiento del sistema de planos (SP), contiene la información de distancias, calibres, cargas conectadas a los circuitos y datos de la subestación, las cuales se utilizan para realizar los cálculos eclécticos, tales como: caída de tensión y carga en cada tramo, niveles de cortocircuitos en cada punto y calculo optimizado de condensadores.

Cuando la tarea se realiza manualmente, el ingeniero colorea los circuitos para diferenciarlos de los demás, luego utilizando el escalimetro toma las distancias, teniendo en cuenta los calibres de los conductores. Finalmente realiza la sumatoria de cargas para simplificar el esquema del circuito y realizar los cálculos.

El sistema de análisis de las redes primarias realiza todas las funciones descrita anteriormente y solamente requiere que usuario señale o toque con el ratón el circuito que desea analizar; el programa colorea el circuito y tomará los datos necesarios para realizar los cálculos sin ninguna otra intervención del usuario. Al finalizar el proceso se indican los valores más importantes sobre el monitor del computador y todos los demás cálculos intermedio son presentados a través de colores o listado de papel.

Para cargar el sistema se debe seleccionar, directamente del menú de Autocad, la opción SARP. El sistema dispone de un menú general donde se presenta todas las opciones disponibles para el usuario.



A continuación se describe en forma general las opciones que tiene el programa:

A2.2. Opción Identificar.

En la primera opción requerida antes de ejecutar las demás, pero luego de terminar el dibujo completo. (Se requiere que los circuitos estén identificados y la primera sección deben contener información de calibres). Los procesos que realiza el sistema son:

➤ **Identificación del Circuito.**

El sistema de identificación de la red puede destacar un circuito dentro de un conjunto de circuitos sin importar cual complicado sea el sistema de distribución; esta identificación se basa en las convenciones graficas conocidas y representada en cualquier plano de red producido hasta el momento.

El sistema reconoce cuando un seccionador está abierto o está cerrado y hace el seguimiento del circuito completamente automático.

Basta entonces con tocar con el apuntador o "Mouse" cualquier parte del circuito para que de forma inmediata el circuito sea reconocido.

Todos los elementos que conforman el circuito quedan almacenados momentáneamente a fin de procesar la información.

Cualquier modificación u operación sobre el circuito bien sea apertura, cierre en seccionadores y añadiduras de tramos, se reflejan automáticamente en la topología del circuito sin necesidad de realizar ningún tipo de modelación manual.

➤ **Identificación de las Cargas.**

Una vez identificados los elementos que conforman el circuito se seleccionan las coordenadas de los puntos con cargas y el valor de las cargas. Las cargas pueden ser medidas mediante registradores o capacidad de los transformadores instalados.

➤ **Identificación de calibres.**

Se identifica las secciones o tramos de la línea que unen las cargas con sus respectivos calibres. Se suministrará una rutina que “leerá” directamente el texto, colocando junto a las líneas, que identifica al calibre y separación entre fases procesándolo para darle un código de calibre y así facilitar el proceso a los programas de análisis.

Las secciones o tramos que no poseen el calibre plenamente definido tomarán en calibre de la sección inmediata anterior.

➤ **Identificación de características del circuito.**

Las características del circuito deben ser colocadas como información adicional a la primera sección que conforma el alimentador.

Estas características son:

- Número del circuito
- Nombre del circuito.
- Factor de potencia medido.
- Factor de diversidad estimado para las cargas medidas con registradores.
- Corriente medida (para los casos de análisis mediante carga conectada).

➤ **Construcción de topología del circuito.**

Todos los elementos del circuito son “armados” para conformar la topología del circuito, la cual se coloca en un archivo temporal para su posterior proceso.

➤ **Numeración de las cargas y Tramos del Circuito.**

Todas las cargas y tramos del circuito son numeradas en forma automática para hacer referencia en los cálculos. La numeración puede comenzar siempre desde 1 o ir incrementando para cada circuito.

A2.1.2. Opción “Repartir”

Esta opción realiza la repartición de la carga del circuito medida en la subestación, proporcionalmente a la capacidad de transformación ubicada en este circuito. Se toman en cuenta la existencia de cargas medidas o registradas y las pérdidas joule del circuito.

El programa proporciona los datos más importantes del análisis en el monitor del computador y además, a solicitud de CADELA se produce un reporte similar al utilizado en forma manual.

En los reportes se incluyen los siguientes resultados:

- Carga asignada a cada transformador de distribución.
- Factor de utilización promedio de todos los transformadores del circuito.
- Factor de potencia de las cargas asignadas a los transformadores.
- Total de demanda asignada.
- Total de carga media o registrada si existiese.

Adicionalmente con el sistema de suscriptores y el sistema de análisis de redes secundarias, existe la posibilidad de utilizar la energía total suministrada por los transformadores, obtenida de los suscriptores asociados a estos y convertirlos a demanda.

El factor de conversión o el factor “K” se obtiene por el análisis estadístico de mediciones realizadas en algunos puntos de la red.

A2.1.3. Opción “Analizar”.

Esta opción realiza los análisis de caída de tensión, con entes en cada sección del circuito y pérdida en los mismos. La carga se tomará en base a los análisis efectuados anteriormente o en base a una predicción de la carga por las pequeñas áreas.

El programa indica sobre el monitor del computador los puntos más importantes colocando “banderas de colores” en los puntos donde ocurre la máxima caída de tensión y la máxima carga en las secciones del circuito. Adicionalmente y a solicitud de CADELA se presenta un reporte similar al que se ha venido utilizando hasta ahora en este tipo de análisis.

Los resultados que se presentan en el reporte son:

- Caída de tensión al final de cada circuito y la caída acumulada desde a subestación.
- Corrientes y pérdidas en cada sección del circuito.
- Pérdidas totales en el circuito.
- Demandas totales en el circuito.

A2.1.4. Opción “Corto”.

Mediante esta opción se realizan los círculos de cortocircuito. El programa proporciona los valores de las corrientes de cortocircuito trifásicas, bifásicas, bifásicas a tierra y fase a tierra de en cada punto de la red.

El programa indica con una “Bandera de color” el punto de mínimo cortocircuito fase – tierra.

A2.1.5. Opción “Asignar carga”.

Esta opción toma los valores de cargas calculados bien sea por la opción REPARTIR o por el sistema de predicción de carga a corto y mediano plazo, y se le asigna a los transformadores de la red a fin de que pueda ser utilizada por los módulos de análisis.

Este modulo realiza los cambios sobre los atributos del símbolo del transformador, por lo que se debe “salvar el dibujo en Autocad” luego de ejecutarla.

A2.1.6. Opción “Capacitores”.

Esta opción se utiliza para la ubicación de Capacitores a fin de disminuir las perdidas o la caída de tensión.

El programa coloca sobre el monitor del computador los condensadores requeridos a un tamaño gigantesco re indicando cuales son los valores de caída de tensión o de perdidas según sea el caso analizado.

A2.1.7. “Ver Salida”

Esta opción permite ver en el monitor y con ayuda de un editor de texto el reporte de los programas de análisis.

La opción solamente permite ver el último reporte generado antes de salir del menú principal del SARP.

A2.1.8. Opción “Imprimir”

Funciona en forma similar a la anterior pero en este caso el reporte se presenta a través de la impresora conectada al computador.

A2.1.9. Opción “Reproducir Cargas y Tramos”.

Esta opción válida a partir de la versión III del SID permite redibujar los números de cargas y tramos así como colorear de nuevo el circuito utilizando la información previamente guardada.

A2.1.10. Opción “Borrar Identificadores”.

Elimina el color de los circuitos y los números asignados a cada punto del circuito.

Es de mencionar antes de “Salvar” el dibujo los nodos deben ser borrados.

A2.1.11. Opción “Borrar Cargas y tramos”

Solamente elimina los números asignados a los tramos y cargas pero deja el color a los circuitos.

A2.1.12. Opción “ID. Conductores”.

Permite colocar códigos de identificación a los conductores y calcula la distancia media geométrica según la disposición de las fases.

Esta opción obtiene de una tabla de conductores el número de identificación dependiendo del material y calibre de los mismos.

Permite colocar la identificación de conductores en los tramos que no cabe la descripción textual.

A2.1.13. Opción “Datos del circuito”.

Esta opción se requiere para completar el dibujo de las redes, mediante esta se llenan los datos de los circuitos en lo referente a los puntos:

- Número y nombre de identificación factor de potencia medido e la S/E.
- Factor de diversidad de las cargas registradas en el caso que hubiese.
- Corrientes medidas en la S/E.

A2.1.14. Opción “OK”.

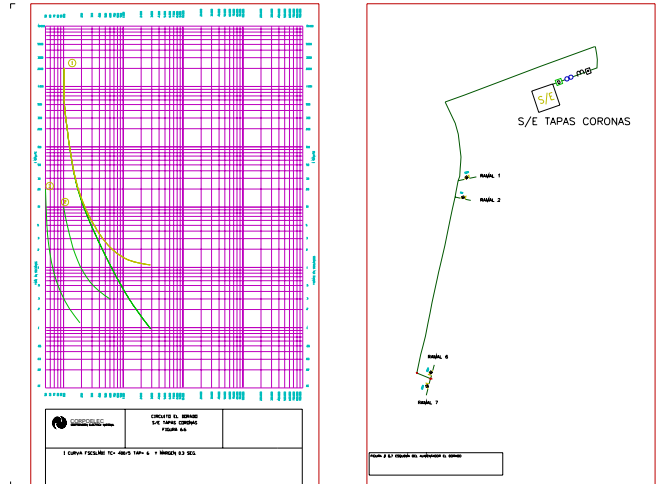
Para salir del menú se utiliza esta opción.

A2.2. Sistema de Coordinación de Protecciones (SCP).

Este sistema es una herramienta que permite realizar la coordinación en forma fácil y libre de errores.

Se basa en una librería de curvas Relés y Fusibles las cuales fueron normalizadas y digitalizadas.

Estas curvas son colocadas en la pantalla del computador la cual es previamente convertida en un papel logarítmico.



Consta de varios módulos los cuales permiten colocar las distintas curvas tales como:

Programas DATCUR:

Para dibujar las curvas de los electromecánicos, Fusibles y para relé electrónicos programables.

Programa DANIO:

Curva de daño de los Transformadores.

Programa COLOPUN:

Curva de máximo y mínimo nivel de corto circuito, puntos de arranque, etc.

Programa BLOCOOR:

Para el dibujo automatizado de los unifilares del sistema que se esta coordinando.

Cabe mencionar que aunque el sistema facilita la labor, el Ingeniero debe poseer la experiencia de ingeniería necesaria para efectuar el trabajo.

A continuación se presenta una breve descripción del manual de usuario de cada modulo de este sistema.

A2.2.1. Programa “DATCUR”.

Este programa construye desde Autocad las curvas de los Fusibles, relés electromecánicos, y electrónicos basados en una librería de datos suministrada con el programa.

Para cargar y ejecutar el programa se seleccionara la opción COOR situada en el menú de Autocad. Al seleccionar esta opción se presentaran nuevas opciones, una de ella será la del programa DATCOOR.

Una vez seleccionado la opción DATCOOR el programa se cargará en memoria y se ejecutará, para ejecutarlo nuevamente, basta con introducir el nombre del programa DATCOOR en la línea de comando de Autocad.

El programa interrogará los datos necesarios para generar las curvas.

ARROLLADO PRIMARIO. BBBBBBBB

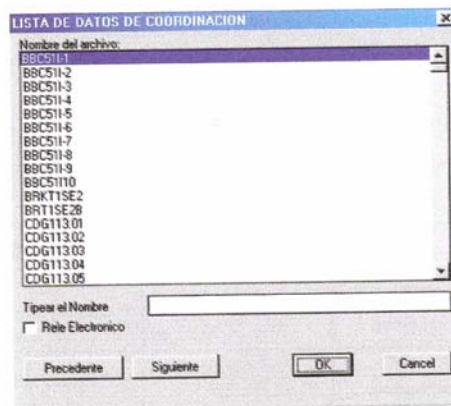
El programa interroga por el valor del arrollado primario de los transformadores de corriente “TC” y presionar < ENTER >.

ARROLLADO SECUNDARIO: BBBBBBBB

El programa interroga por el valor del arrollado secundario quedando establecida así la relación de corriente del TC.

A continuación el programa presentará un menú con todos los archivos de datos disponibles.

El usuario puede seleccionar cualquiera de ellos, o teclear el nombre del archivo para continuar.



El usuario puede escoger cualquier archivo de los que se presentan en la lista o si conoce el nombre puede teclearlo directamente.

Si se desea utilizar un relé electrónico solamente es necesario seleccionar la casilla del relé electrónico.

Si se trata de un relé electrónico se debe indicar el tipo de curva estándar. El programa dispone de las siguientes curvas estándares:

- **NI** Normal inversa
- **VI** Muy inversa.

- **EI** Extremadamente inversa.
- **SC** Sobrecarga.

El programa interroga:

TIPO DE CURVA (NI, VI, EI, SC).

El usuario indicará el tipo de curva deseada con las dos letras. Finalmente el programa interroga por el ajuste de tiempo o “**Time setting**”

AJUSTE DE TIEMPO: BBB

El programa dibuja la curva utilizando las formulas normalizadas siguientes:

Tipo de Curva	Fórmula	
Normal inversa	$T = \left(\frac{0.14}{(e^{0.12I} - 1)} \right) \cdot TS$	$0.5 \leq I \leq 20$ Veces 1 pick up.
Muy Inversa	$T = \left(\frac{13.5}{(I - 1)} \right) \cdot TS$	$0.5 \leq I \leq 20$ Veces 1 pick up.
Extremadamente Inversa	$T = \left(\frac{80}{(e^{2I} - 1)} \right) \cdot TS$	$0.5 \leq I \leq 20$ Veces 1 pick up.
Sobre Corriente	$T = \left(\frac{35}{(e^{2I} - 1)} \right) \cdot TS$	$1.1 \leq I \leq 8$ Veces 1 pick up.

Donde I es la corriente en por unidad, T es el tiempo en segundo y TS es el setting de tiempo.

Si no se desea utilizar los relés electrónicos se debe dar el nombre del archivo que contiene los datos corriente vs. Tiempo (1.3) donde la corriente puede ser en valor absoluto como en el caso de los fusibles o valor en “por unidad” del pick up es el caso de los relés. El tiempo se expresa en segundos para todos los casos.

El nombre de los archivos son nemotécnicos siendo las primeras letras el tipo del relé y las últimas letras o números la curva del dial del tiempo.

Una vez dibujada la curva de tiempo corriente continua interrogando:

Desea agregar 0.3 seg? (S – N).

El programa permite dibujar una curva con 0.3 seg. adicionales para dar un margen de coordinación con el elemento de protección que se encuentra aguas arriba en la coordinación. Este margen por lo general cubre los errores de medición de los TC y del propio relé. Esta curva se presenta en diferente color para la diferenciación tanto en el monitor como en la impresión.

Finalmente el programa interroga por la posición de los datos de la curva dibujada posición de texto:

La posición indica el número de la línea que se ocupará de los datos introducidos por el usuario en el espacio de identificación. Estos datos reflejan exactamente los valores introducidos por el usuario permitiéndole una revisión y reducir los eventuales errores al mínimo.

El número que el usuario define es este momento indica también en el gráfico la curva generada, permitiendo al usuario verificar la correspondencia de la curva con los datos introducidos.

Adicionalmente a los datos que definen la curva dibujada, el programa permite introducir una identificación más extensa del punto donde está colocada la protección. Por ejemplo “Protección del Interruptor Principal”.

A2.2.2. Programa “DANIO”.

Este programa construye desde Autocad las curvas de daño de los transformadores de potencia según la norma ANSI – IEEE. C57 – 109 “Transforme thorough – pault current duration guide”.

Para cargar y ejecutar el programa se seleccionará la opción COOR situada en el menú de Autocad. Al seleccionar esta opción se presentará nuevas opciones, una de ella será el programa DANIO.

Una vez seleccionado la opción DATCUR el programa se cargará en memoria y se ejecutará, para ejecutarlo nuevamente, basta con introducir el nombre del programa DANIO en la línea de comando de Autocad.

El programa interrogará los datos necesarios para generar las curvas.

Trifásico (S – N): BBBBBBBB

El programa interroga si el transformador es trifásico o no para determinar el tipo de curva a generar. El usuario debe responder “S” o ”N” y pulsar la tecla ENTER.

CAPACIDAD DEL TRANSFORMADOR (Kva.): BBBBBBBB

El usuario debe dar la capacidad OA. ó ONAN del transformador en KVA.

VOLTAJE DE REFERENCIA (KV): BBBBBB

Voltaje en kilo voltios de referencia para el cálculo de la corriente nominal del transformador.

Impedancia (p.u) (OA): BBBB

El programa interroga por la impedancia del transformador en por unidad (la que aparece en la placa del transformador para el TAP nominal).

Si el transformador pertenece a la clasificación III y IV (Transformadores Monofásico mayores a 1668 KVA y trifásicos mayores a 5001 KVA) el programa interroga por la impedancia del sistema conectado el lado de la fuente del transformador, en por unidad referido a la base de potencia del transformador.

Impedancia del Sistema (p.u):

El programa dibuja la curva utilizando las siguientes formulas:

Categoría	Mínima Capacidad Nominal (KVA)	
	Monofásicos	Trifásicos
I	5 – 500	15 – 500
II	501 – 1667	501 – 5000
II	1668 – 10000	5001 – 30000
IV	Más de 10000	Más de 30000

Los puntos de la curva se calculan de la siguiente forma:

Punto de calculo	Categoría	Tiempo (seg.)	Corriente (A)
-------------------------	------------------	----------------------	----------------------

1	I	$1250 (Z_1)^2$	I_N / Z_1
	II	2	I_N / Z_1
	III, IV	2	$I_N / (Z_1 + Z_2)$
2	II	4.08	$0.7(I_N / Z_1)$
	III, IV	8.00	$0.5(I_N / (Z_1 + Z_2))$
3	II	$2551 (Z_1)^2$	$0.7(I_N / Z_1)$
	III, IV	5000 $(Z_1 + Z_2)^2$	$0.5(I_N / (Z_1 + Z_2))$
4	I, II, III, IV	50	$5I_N$

El programa dibuja dos curvas con una diferencia de separación de 0.58 veces la corriente calculada por la tabla anterior para el caso de que se requiere la curva referida al secundario del transformador Delta – Estrella.

El usuario puede borrar la curva que no le interesa.

Finalmente el programa interroga por la posición de los datos de la curva dibujada.

Posición del texto:

La posición indica el número de la línea que ocupará los datos introducidos por el usuario en el espacio de identificación. Estos datos reflejan exactamente los valores introducidos por el usuario permitiéndole una revisión y reducir los eventuales errores al mínimo.

El número que el usuario define en ese momento indica también en el grafico la curva generada, permitiendo al usuario verificar la correspondencia de la curva con los datos introducidos.

Adicionalmente a los datos que definen la curva dibujada, el programa permite introducir una identificación más extensa del punto donde está colocada la protección. Por ejemplo “Transformador principal T_1 ”.

A2.2.3. Programa “COLOPUN”

Este programa construye desde Autocad cualquier recta o puntos requeridos en el dibujo en Autocad y en escala LOG – LOG de los puntos adicionales requeridos en la coordinación, por ejemplo las corrientes de arranque de motores, inrush de transformadores, etc. Y los máximos y mínimos de las corrientes de cortocircuitos.

Para cargar y ejecutar el programa se seleccionara la opción COOR situada en el menú de Autocad. Al seleccionar esta opción se presentaran nuevas opciones, una de ellas será el programa COLOPUN.

Una vez seleccionada la opción COLOPUN el programa se cargará en memoria y se ejecutara para ejecutarlo nuevamente. Basta con introducir el nombre del programa COLOPUN en la línea de comando de Autocad.

El programa interroga por el número de puntos que se desea dibujar.

Números de puntos: BBBBBBBB

El usuario debe introducir el número de pares (Amperios, tiempo) que desee graficar, posteriormente el programa preguntará tantas veces como lo indicado por los valores de corriente y tiempo.

Si el número de puntos es 1, se graficara “X” si el número de punto es mayor a 1, se graficará un línea.

Para graficar los máximos y mínimos de cortocircuito, es necesario introducir el par de puntos donde la corriente es fija y el tiempo variado desde 0.01 seg. hasta 10.0000 que son los límites de la hoja LOG – LOG.

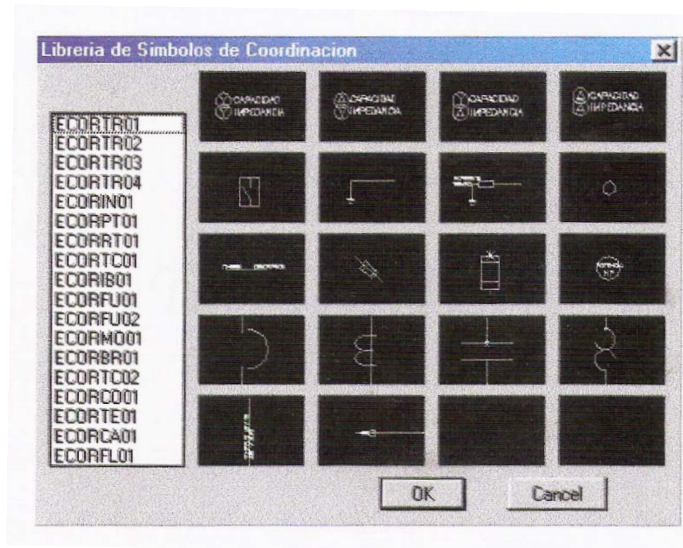
A2.2.4. PROGRAMA “BLOKCOOR”.

Este programa proporciona ayuda para el dibujo del diagrama unifilar de la parte del sistema que se está coordinando, dándole al usuario la librería de símbolos necesarios en este tipo de dibujo.

Para cargar y ejecutar el programa se seleccionará la opción COOR situada en el menú de Autocad. Al seleccionar esta opción se presentaran nuevas opciones, una de ellas será la del programa BLOKCOOR.

Una vez seleccionado la opción BLOKCOOR el programa se cargará en memoria y se ejecutará, para ejecutarlo nuevamente, basta con introducir el nombre del programa BLOKCOOR en la línea de comando de Autocad.

El programa también presenta un menú con los símbolos del bloque. El usuario debe seleccionar cual símbolo quiere incorporar al dibujo y luego tocar la línea (Verde) donde lo desea colocar.



En el caso de que los símbolos posean características propias, se interrogara al usuario por los datos de los mismos.

Los símbolos se insertaran automáticamente interrumpiendo la línea si es necesario.

ANEXOS 3

Tablas SAIEN





POSTES DE ACERO

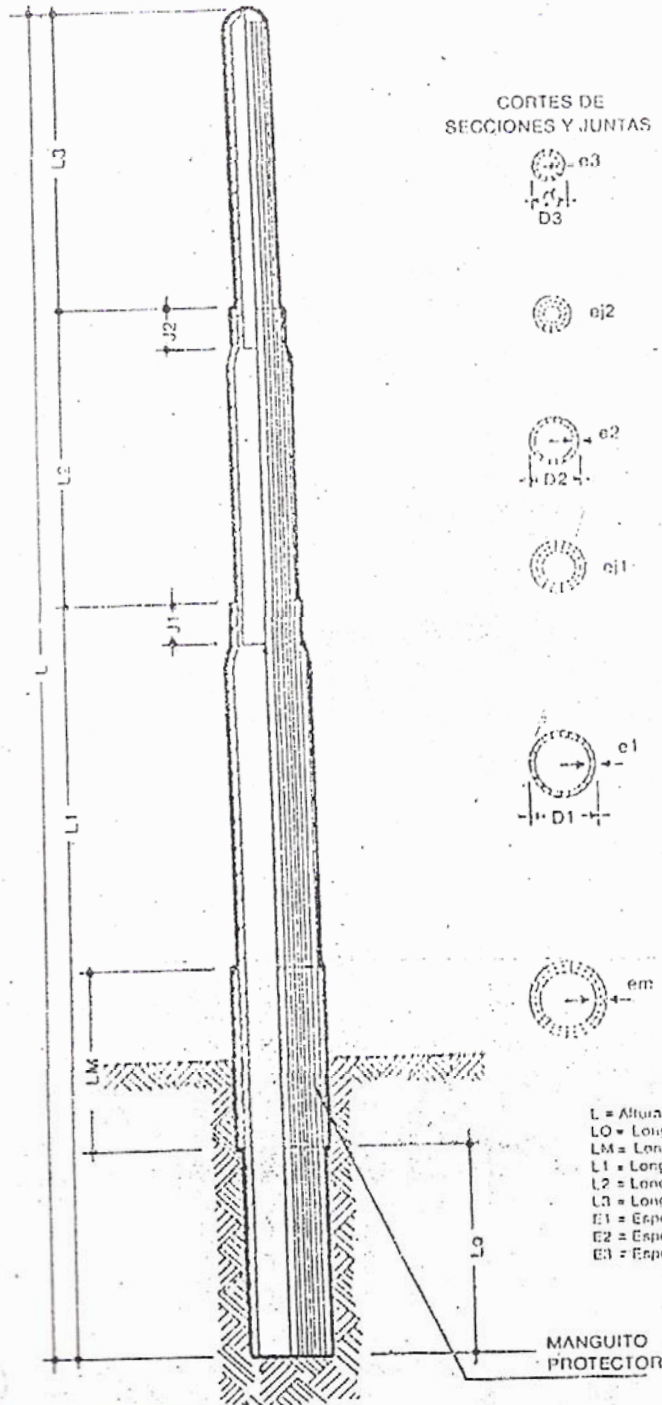
STOCK N°	A mts	B1 mts	B2 mts	B3 mts	c1 mm	c2 mm	c3 mm	Esfuerzo en Cambre kgs	Peso Unitario Aproximado
100860	7	4,26	2,74	—	114	69	—	158	60
100861	8,23	4,27	3,96	—	69	69	—	110	70
100862	8,23	4,27	3,96	—	114	69	—	100	85
100863	5,23	4,27	1,58	1,58	114	69	69	150	90
100864	5,23	4,27	1,58	1,58	140	114	69	330	125
100865	9,14	4,94	2,10	2,10	140	114	69	220	140
100866	9,14	4,94	2,10	2,10	168	114	69	260	165
100867	9,14	4,94	2,10	2,10	168	140	114	320	190
100868	9,75	5,17	2,29	2,29	140	114	69	185	135
100869	9,75	5,17	2,29	2,29	168	114	69	225	175
100870	9,75	5,17	2,29	2,29	168	140	114	340	185
100871	10,67	5,65	2,51	2,51	140	114	69	175	145
100872	10,67	5,65	2,51	2,51	168	140	114	255	190
100873	10,67	5,65	2,51	2,51	178	140	114	315	210
100874	10,67	5,65	2,51	2,51	191	140	114	360	220
100875	10,67	5,65	2,51	2,51	219	191	140	485	280
100876	11,28	5,94	2,67	2,67	140	114	69	160	155
100877	11,28	5,94	2,67	2,67	168	140	114	240	200
100878	11,28	5,94	2,67	2,67	178	140	114	295	220
100879	11,28	5,94	2,67	2,67	191	168	114	340	240
100880	11,28	5,94	2,67	2,67	219	178	140	450	285
100881	11,28	5,94	2,67	2,67	244	191	168	660	385
100882	12,20	6,26	2,97	2,97	140	114	69	160	175
100883	12,20	6,26	2,97	2,97	168	140	114	220	215
100884	12,20	6,26	2,97	2,97	178	140	114	270	235
100885	12,20	6,26	2,97	2,97	191	168	114	305	255
100886	12,20	6,26	2,97	2,97	219	168	140	400	320
100887	12,20	6,26	2,97	2,97	219	178	140	445	340
100888	12,20	6,26	2,97	2,97	244	191	168	615	365
100889	13,72	7,02	3,35	3,35	140	114	69	165	185
100890	13,72	7,02	3,35	3,35	168	140	114	195	240
100891	13,72	7,02	3,35	3,35	191	168	140	270	305
100892	13,72	7,02	3,35	3,35	219	191	140	360	350
100893	13,72	7,02	3,35	3,35	219	191	168	485	400
100894	13,72	7,02	3,35	3,35	244	191	168	535	500
100895	14	7,16	3,42	3,42	168	140	114	110	260
100896	14	7,16	3,42	3,42	191	168	114	160	320
100897	14	7,16	3,42	3,42	219	168	114	220	380
100898	14	7,16	3,42	3,42	244	191	140	460	460
100899	15	7,66	3,67	3,67	191	168	114	110	360
100900	15	7,66	3,67	3,67	219	168	140	290	455
100901	15	7,66	3,67	3,67	244	191	168	400	520

SAIEN

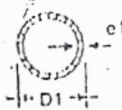
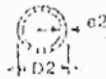
POSTES TUBULARES TELESCOPICOS DE ACERO



POSTES DE ACERO PARA REDES DE DISTRIBUCION Y SUB-TRANSMISION (EMBUTIDOS EN CALIENTE)



CORTES DE SECCIONES Y JUNTAS



- L = Altura Total del Poste
- LO = Longitud de Empotramiento
- LM = Longitud del Manguito Protector - 0,600 mts.
- L1 = Longitud de la 1ra. sección - D1 = Diámetro de la 1ra. sección.
- L2 = Longitud de la 2da. sección - D2 = Diámetro de la 2da. sección.
- L3 = Longitud de la 3ra. sección - D3 = Diámetro de la 3ra. sección.
- E1 = Espesor de la Tubería en la 1ra. sección - e11 = Espesor de la sección en la 1ra. Junta.
- E2 = Espesor de la Tubería en la 2da. sección - e12 = Espesor de la sección en la 2da. Junta.
- E3 = Espesor de la Tubería en la 3ra. sección - em = Espesor de la sección a nivel de manguito.

Todos los postes se fabrican con tubería nueva de SIDOR sin costura, o su equivalente con costura, según las siguientes características físicas:

Tipo TS 30-Punto cedente mínimo a la tracción: 30,0 Kg/mm².

Resistencia mínima a la tracción del acero: 42,2 Kg/mm².

Porcentaje mínimo de elongación a la tracción en 50,8 mm: 17,0%.

Todos tienen su manguito de protección de 60 cm. contra la oxidación en la base, situado de tal manera que sobresalga de la superficie del terreno 30 cm.

En su parte interior están protegidos con pintura bituminosa, así mismo en la parte exterior a enterrar, mientras que el resto lleva una capa de pintura antioxidante.

Más abajo suministramos una tabla con los espesores de los varios tipos de tubos, según especificaciones SIDOR.

En la página siguiente facilitamos una tabla guía de los modelos de postes más comunes, entre los cuales podrán escoger el tipo más indicado para cada caso.

Para otros tipos de recubrimientos y para medidas no especificadas, les rogamos nos consulten previamente.

Fabricamos postes según normas propias de cada cliente, si así fuere necesario, así como también bajo patrones internacionales.

DIAMETRO EXTERIOR		ESPESORES (mm)	
mm.	pulg.	MINIMO	MAXIMO
88,9	3 1/2	4,00	5,50
114,3	4 1/2	4,00	6,02
139,7	5 1/2	5,00	7,72
168,3	6 5/8	5,00	7,11
177,8	7	5,50	9,19
193,7	7 5/8	5,50	8,18
219,1	8 5/8	5,50	8,18
244,5	9 5/8	6,50	10,03
273,1	10 3/4	6,50	10,16

SAIEN

TABLAS GENERALES



CONDUCTORES DE COBRE DESNUDO, SEMIDURO, CONDUCTIVIDAD 97,3%

AWG o Circular Mills	Sección mm²	Número de hilos	Díametro de cada hilo en mm.	Díametro mm.	Resistencia a 25° C. 40 e.s. en ohm. Km.	Resistencia a 50° C. 60 e.s. en ohm. Km.	Resistencia inductiva a 60 e.s. en ohm. Km. Sep. entre cond. 0,30482 mts.	Resistencia capacitiva a 60 e.s. en M.Ω. Km. Sep. entre cond. 0,30482 mts.	(2) Capacidad en Amperios	Carga de rotura en Kg.	Peso en Kg. Km.
8	8,36	Sól.	—	3,26	2,1568	2,3022	0,4129	0,0963	80	292	74,87
6	13,30	Sól.	—	4,11	1,3548	1,4553	0,3958	0,0801	120	453	116,30
4	21,15	Sól.	—	5,19	0,8539	0,9041	0,3795	0,0679	170	719	189,00
2	33,60	7	2,47	7,40	0,5491	0,5891	0,3597	0,0542	230	1,071	264,75
1	42,40	7	2,78	8,30	0,4344	0,4735	0,3480	0,0491	270	1,242	314,57
1/0	53,50	7	3,12	9,30	0,3449	0,3772	0,3385	0,0470	310	1,480	385,24
2/0	67,40	7	3,50	10,50	0,2735	0,2989	0,3305	0,0445	360	1,705	431,20
3/0	85,00	7	3,93	11,80	0,2175	0,2374	0,3219	0,0427	420	1,936	497,95
4/0	107,20	7	4,42	13,00	0,1729	0,1863	0,3129	0,0406	480	2,297	592,00
250.000	126,18	12	3,66	15,24	0,1460	0,1567	0,2997	0,0379	540	2,654	1,149,02
300.000	152,22	12	4,02	16,68	0,1020	0,1096	0,2918	0,0363	610	4,713	1,378,77
350.000	177,42	12	4,34	18,00	0,1050	0,1147	0,2858	0,0348	670	5,452	1,528,32
420.000	203,08	19	3,69	19,44	0,0920	0,1006	0,2844	0,0344	730	6,260	1,639,26
450.000	228,02	19	3,91	19,85	0,0820	0,0897	0,2800	0,0333	790	7,060	1,759,01
500.000	253,17	19	4,12	20,39	0,0743	0,0810	0,2730	0,0324	840	7,856	1,897,76
600.000	303,00	37	3,00	22,83	0,0625	0,0680	0,2682	0,0326	940	9,362	2,351,26
700.000	353,75	37	3,49	24,48	0,0541	0,0585	0,2600	0,0319	1,040	10,663	2,716,47
750.000	380,00	37	3,60	25,32	0,0508	0,0552	0,2559	0,0315	1,090	11,662	2,947,83

CONDUCTORES DE COPPERWELD - COBRE

Designación Nominal	Díametro exterior en mm.	DIMENSIONES DE LOS CONDUCTORES		Resistencia a W.C. de orden	Resistencia en ohm. Km. a 25° C., 60 e.s.	(1) Resistencia en ohm. Km. a 50° C., 60 e.s.	React. Induct. en ohm. Km. a 50° C., 60 e.s. S=0,30482m	React. cap. en M.Ω. Km. a 50° C., 60 e.s. S=0,30482m	(2) Capacidad en Amperios	Carga de rotura en Kg.	Peso en Kg. Km.
		Número y diámetros de los alambres en mm.									
		Copperweld	Cobre								
6 C	5,715	1x2,5568	2x2,5568	6	1,3735	1,5184	0,4245	0,0951	130	570,89	144,99
6 A	5,942	1x3,7127	2x3,7127	6	1,3735	1,5184	0,4207	0,0957	140	1,174,89	151,39
4 A	7,566	1x3,4213	2x3,4213	4	0,8659	0,9600	0,3953	0,0814	180	1,799,00	240,69
4 N	8,331	5x2,7736	2x2,7736	4	0,8925	1,0006	0,4079	0,0791	180	5,645,07	367,42
2 G	8,305	2x2,7660	5x2,7660	2	0,5553	0,6314	0,3648	0,0790	200	2,537,21	389,70
2 J	8,264	3x2,5565	4x2,5565	2	0,5597	0,6093	0,3716	0,0789	230	2,320,84	416,97
1 J	8,166	3x3,3197	4x3,3197	1	0,4459	0,5095	0,3623	0,0758	270	4,090,50	504,98
1 K	10,744	4x3,5864	3x3,5864	1	0,4497	0,5127	0,3716	0,0754	270	5,408,55	604,92
1/0 F	9,855	1x3,2967	6x3,2967	1/0	0,3492	0,3996	0,3369	0,0750	310	2,970,60	527,52
1/0 K	12,065	4x4,0259	3x4,0259	1/0	0,3598	0,4126	0,3509	0,0729	310	6,586,35	762,59
2/0 F	11,074	1x3,6931	6x3,6931	2/0	0,2764	0,3113	0,3313	0,0728	350	3,678,72	623,47
2/0 V	11,911	3x2,7432	9x2,9641	2/0	0,2809	0,3163	0,3219	0,0727	350	4,475,45	765,81
2/0 K	13,563	4x4,5212	3x4,5212	2/0	0,2896	0,3325	0,3342	0,0701	360	7,399,00	919,24
3/0 V	13,258	3x3,3299	9x3,3299	3/0	0,2249	0,2535	0,2132	0,0709	410	5,553,99	899,74
3/0 EK	12,928	4x2,5857	4x2,5857	3/0	0,2181	0,2369	0,2016	0,0710	420	5,622,16	884,10
3/0 E	13,943	7x2,7711	12x2,7711	3/0	0,2743	0,3129	0,3157	0,0697	420	7,135,60	1,092,01
4/0 F	13,970	1x4,6538	6x4,6538	4/0	0,1783	0,2001	0,2108	0,0758	470	5,585,80	1,057,87
4/0 V	14,834	3x3,4569	9x3,7369	4/0	0,1908	0,2038	0,2045	0,0684	470	6,817,50	1,101,91
4/0 E	15,570	7x3,1115	12x3,1115	4/0	0,1822	0,2026	0,2064	0,0676	480	9,421,78	1,263,52

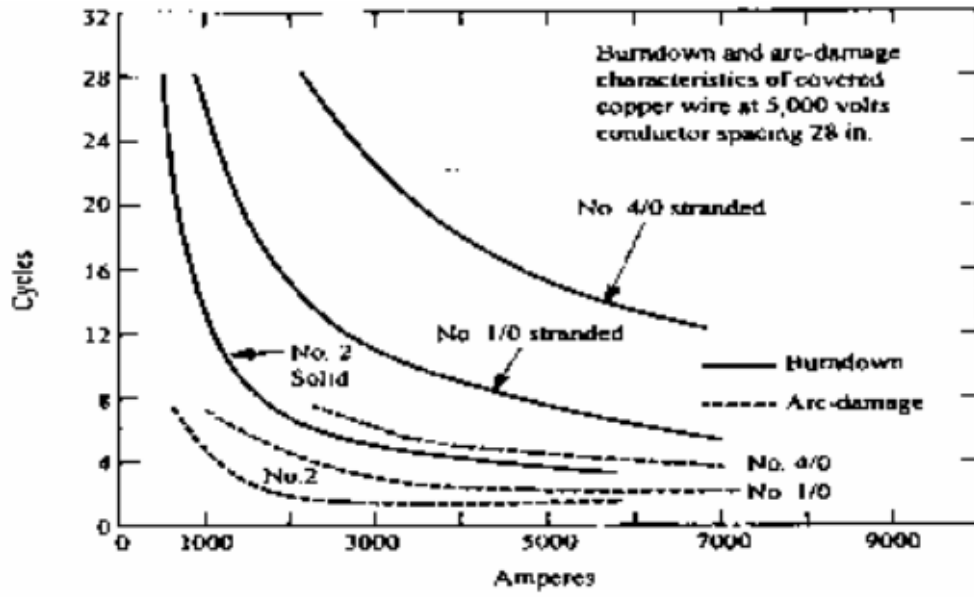
12 Las resistencias a una temperatura total de 50° C., están basadas en una temperatura ambiente de 25° C., más un aumento debido al calentamiento por efecto de la corriente de 25° C. La magnitud de corriente necesaria para producir el aumento de 25° C. es de aproximadamente un 75% de la capacidad en amperios indicada en la columna (2) para cada conductor.

23 Basado en una temperatura del conductor de 25° C., y una temperatura ambiente de 25° C.; viento de 2,034 Km/h; frecuencia = 60 c.p.s.

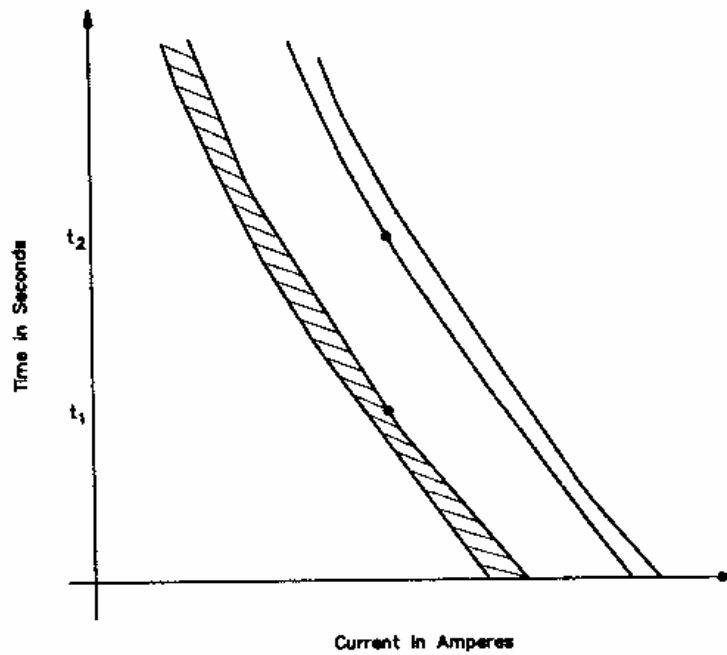


ANEXOS 4

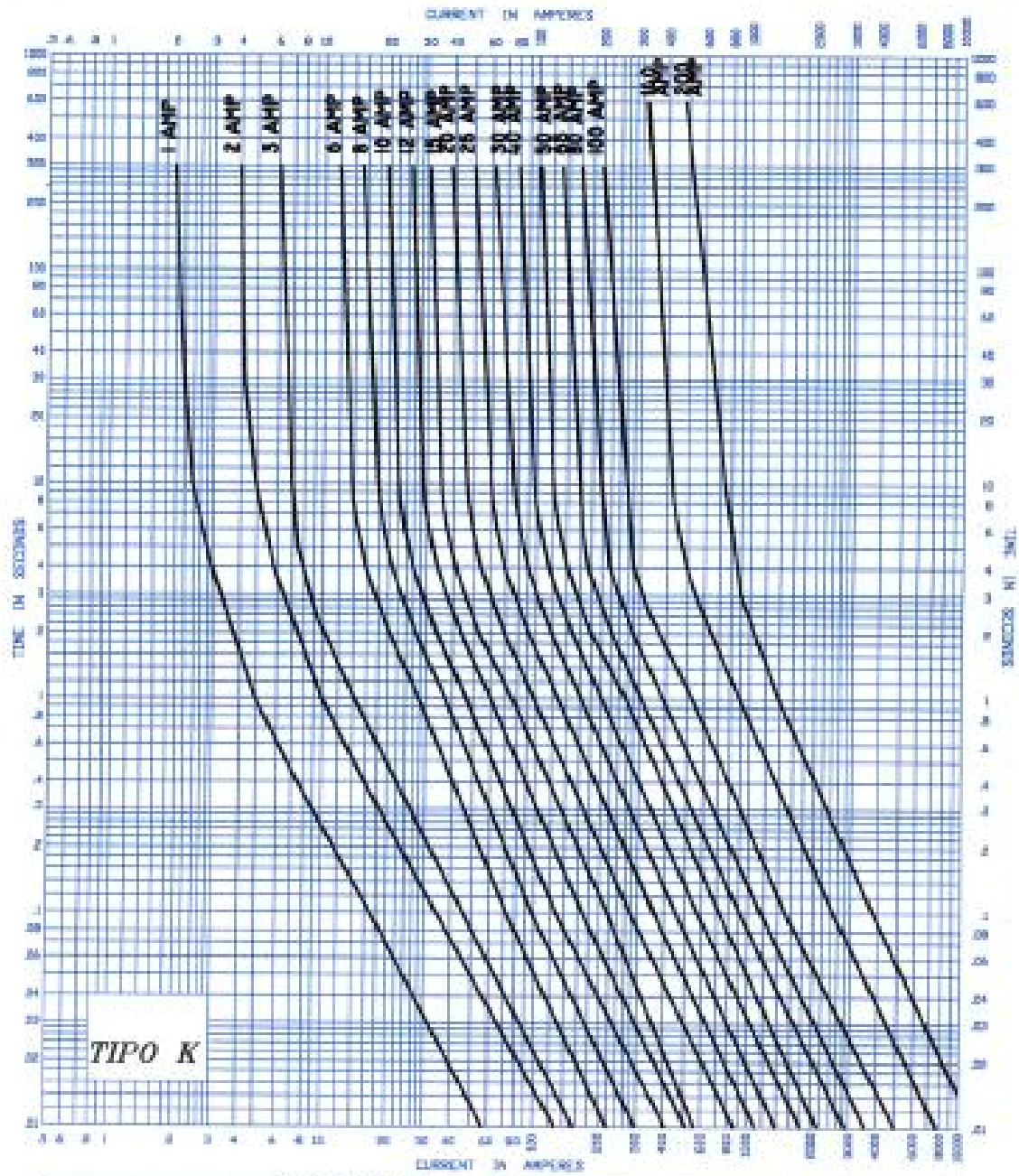
Curvas Generales



BURNDOWN CHARACTERISTICS OF SEVERAL WEATHERPROOF CONDUCTORS

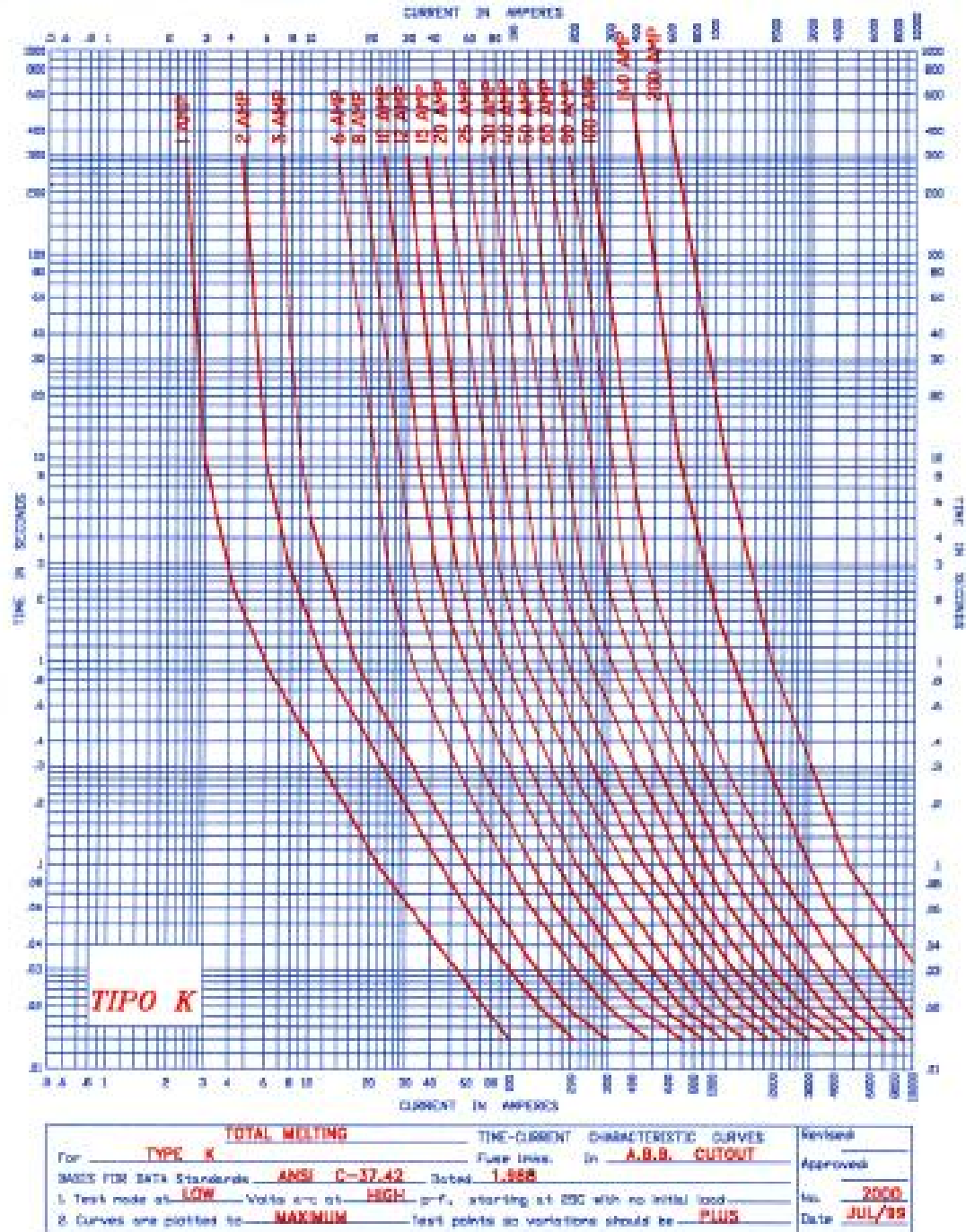


Criterio de coordinación de fusibles $t_1 < 0.75 t_2$

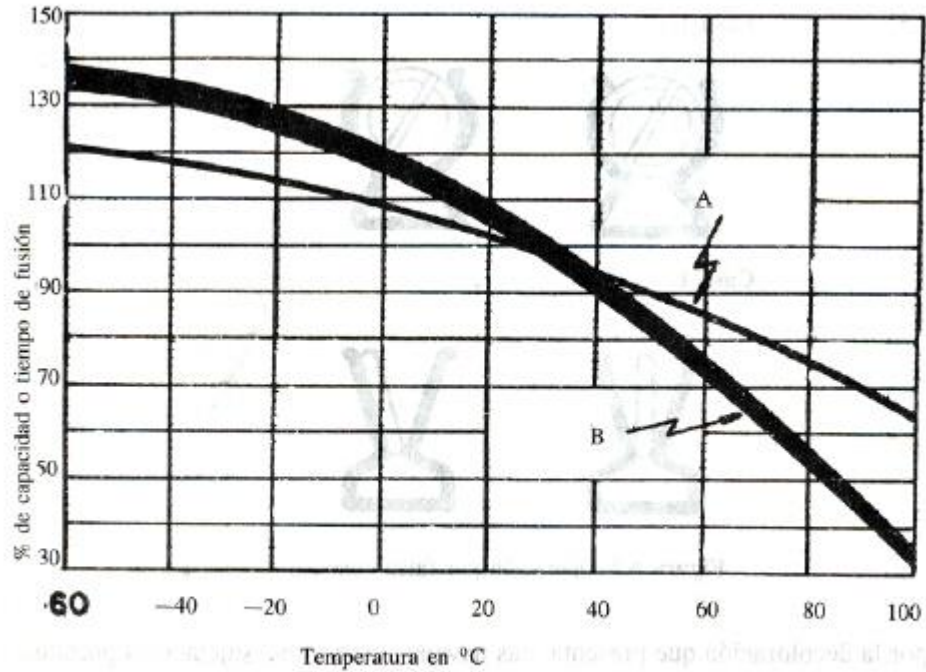


For TYPE K <u>MINIMUM MELTING</u> TIME-CURRENT CHARACTERISTIC CURVES		Revised
Fuses listed in A.B.B. CUTOUT		Approved
SPEC. FOR DATA Standards ANSI C37.42 Date 1,989		No. 6000
1. Test made at LOW Voltage a-c at HIGH p-f, starting at 25C with no initial load		Date JUL/99
2. Curves are plotted to MINIMUM Test points as variations should be PLUS		

Curva de fusión mínima hilos fusibles tipo k de 1 – 200 amperios nominales



CURVAS DE FUSION MAXIMAS Y DEPEJE TOTAL HILOS FUSIBLES TIPO K DE 1 – 200 AMPERIOS NOMINALES

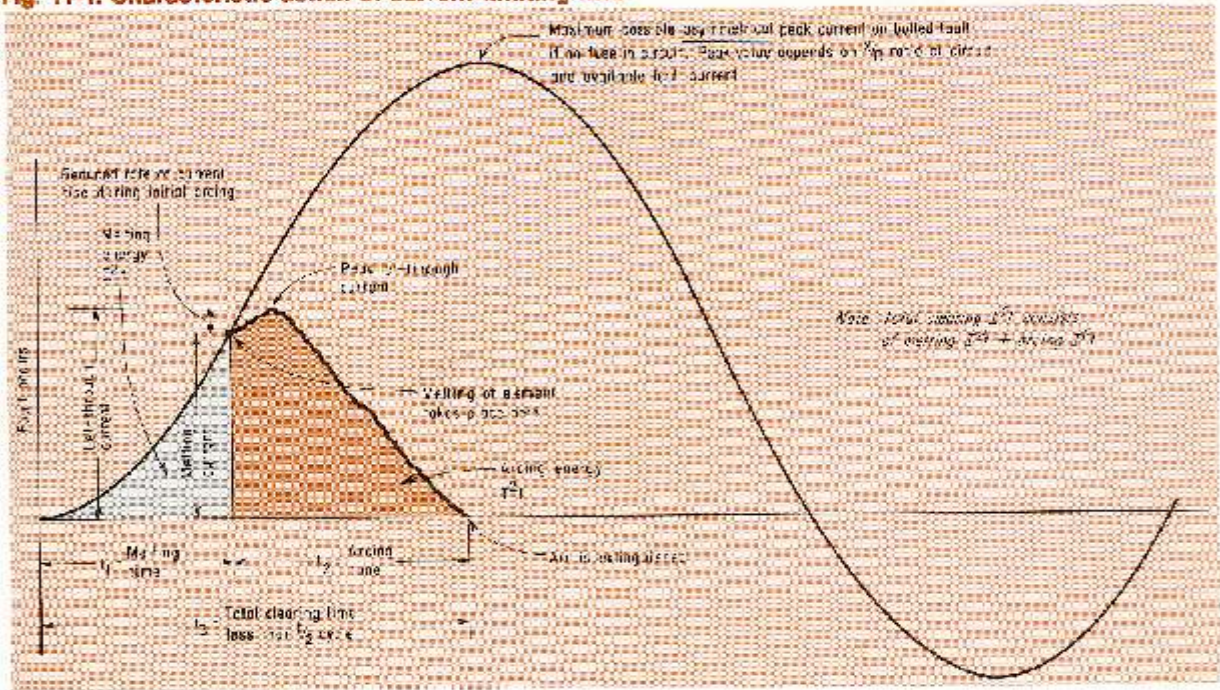


A Efecto sobre la capacidad de conducción.

B Efecto sobre el tiempo de fusión.

Efecto de la temperatura en hilos fusibles

Fig. 11-1. Characteristic action of current-limiting fuse



La figura muestra cuando se produce la operación del fusible

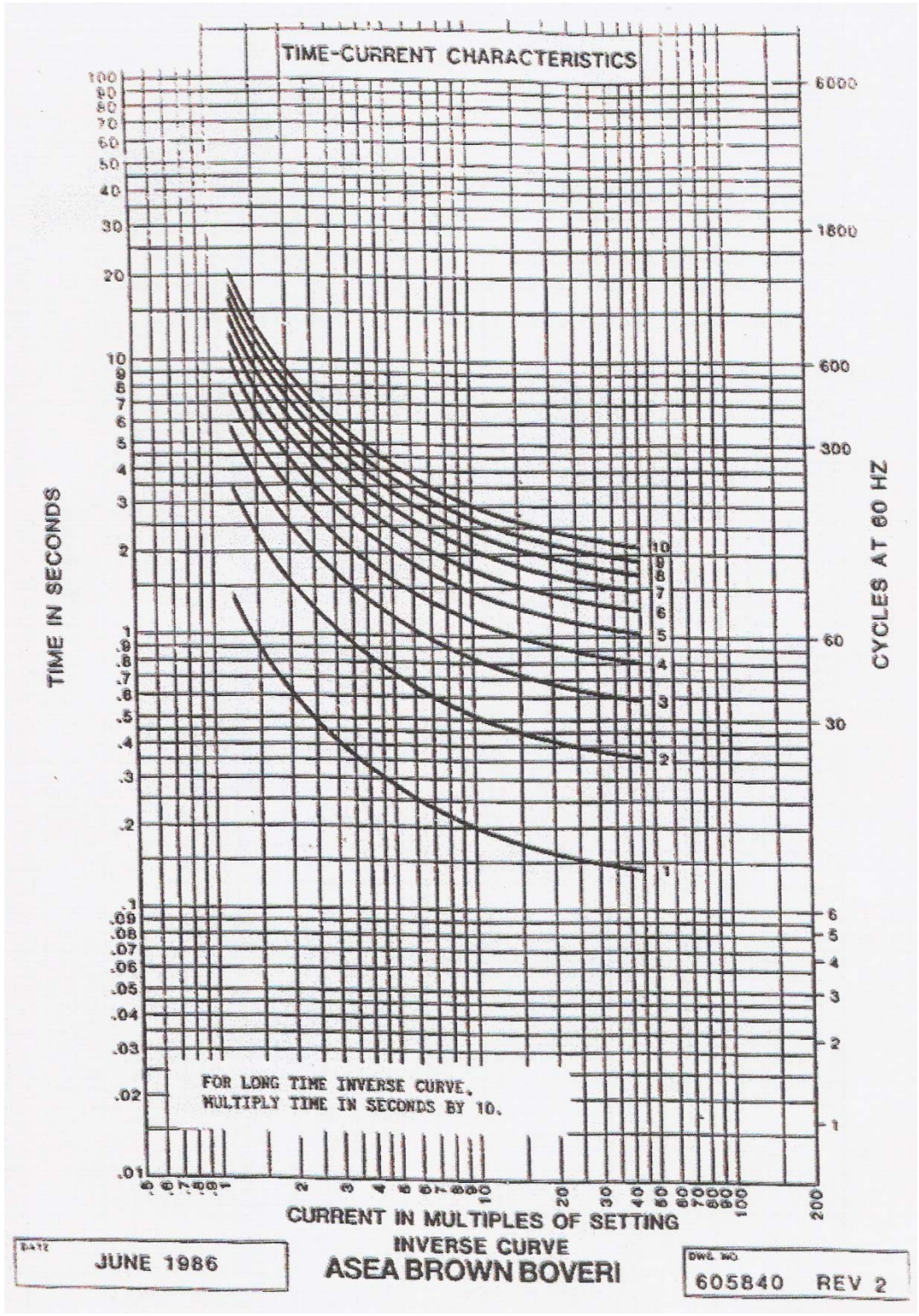
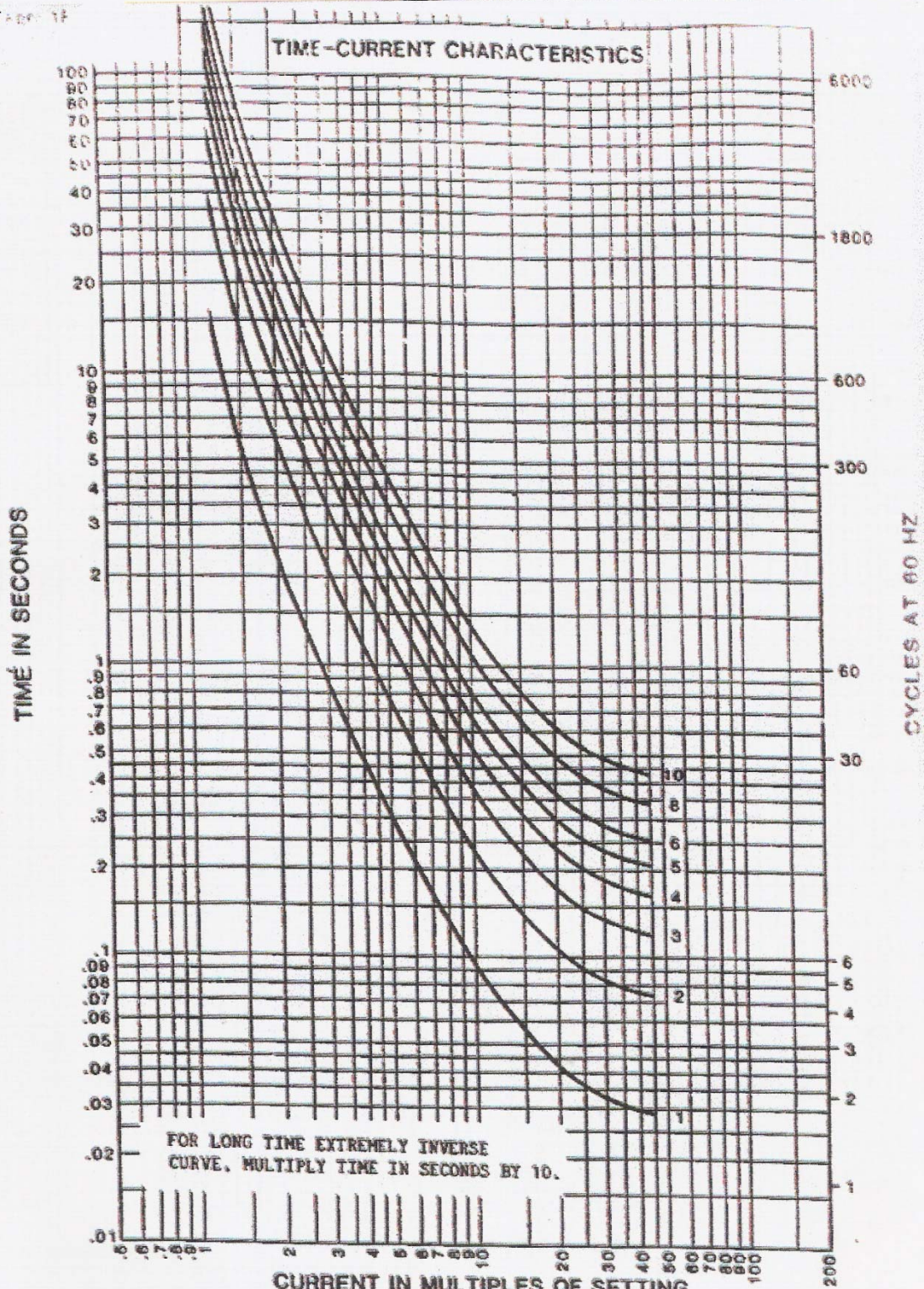


Table 1F



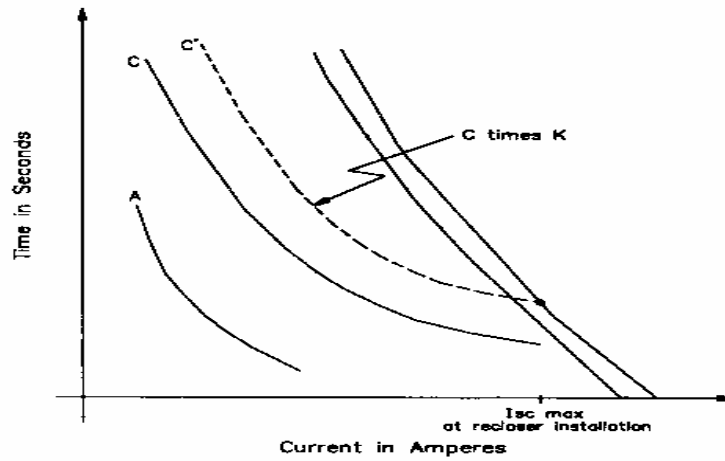
DATE
JUNE 1986

CURRENT IN MULTIPLES OF SETTING
EXTREMELY INVERSE CURVE
ASEA BROWN BOVERI

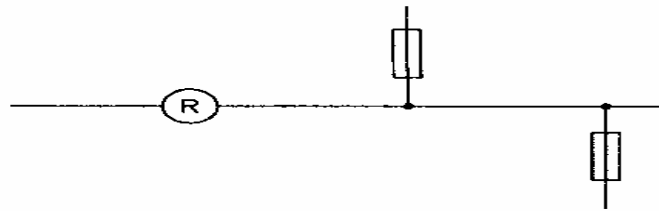
DWG NO.
605842 REV 2



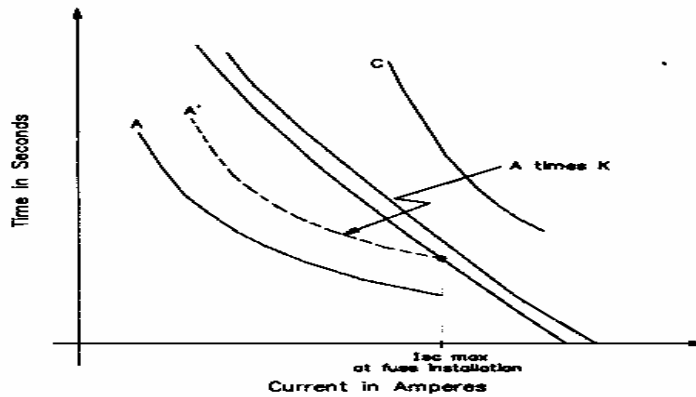
- R Recloser
- S Sectionalizer
- T Transformer
- Fuse



Criterio de coordinación fusible lado fuente – reconectador, $t_1 < 0.75$



- R Recloser
- S Sectionalizer
- T Transformer
- Fuse



t2

Criterio de coordinación fusible lado carga – Reconectador

METADATOS PARA TRABAJOS DE GRADO, TESIS Y ASCENSO:

TÍTULO	REMODELACIÓN DE UNA SUBESTACIÓN, DE 20 MVA A 30 MVA, 34.5/13.8 KV, MUNICIPIO SIMÓN BOLÍVAR, PARROQUIA SAN CRISTÓBAL, EDO. ANZOÁTEGUI.
SUBTÍTULO	

AUTOR (ES):

APELLIDOS Y NOMBRES	CÓDIGO CULAC / E MAIL
Hidalgo José Ríos Noriega	CVLAC: E MAIL:
	CVLAC: E MAIL:
	CVLAC: E MAIL:
	CVLAC: E MAIL:

PALABRAS O FRASES CLAVES:

REMOLDELACION

SUBESTACION

MUNICIPIO

PARROQUIA

METADATOS PARA TRABAJOS DE GRADO, TESIS Y ASCENSO:

ÁREA	SUBÁREA
Ingeniería Y ciencias aplicadas	INGENIERIA ELECTRICA

RESUMEN (ABSTRACT):

En los últimos años se ha experimentado un incremento progresivo de la demanda de energía eléctrica teniendo como origen el aumento de la población y la proliferación de pequeñas industrias, hoteles, centros vacacionales y grandes Urbanizaciones o complejos habitacionales en la zona sur este de Barcelona, en la parroquia San Cristóbal, esto ha traído como consecuencia mayor demanda de energía eléctrica.

Debido a la cantidad de energía requerida por la ciudad, se han registrado Transformadores dañados, Disyuntores fuera de servicio de las Subestaciones, Seccionadores dañados, desbalance en las líneas secundarias, etc., generando esto que la mayoría de los circuitos se encuentren sobrecargados.

CADAFE analizó el problema que se ha presentado con los Sistemas de Distribución plantea realizar el proyecto para la Remodelación de la Subestación Tapas Coronas, de 20 MVA a una capacidad de 30 MVA, 34.5/13.8 Kv. Así como también nuevos alimentadores de 13.8 Kv para la zona de influencia de la Subestación, para satisfacer la demanda actual.

METADATOS PARA TRABAJOS DE GRADO, TESIS Y ASCENSO:
CONTRIBUIDORES:

APELLIDOS Y NOMBRES		ROL / CÓDIGO CVLAC / E_MAIL				
Ing. José Carreño	ROL	CA	AS X	TU	JU	
	CVLAC:					
	E_MAIL					
	E_MAIL					
Ing. Pedro López	ROL	CA	AS	TU X	JU	
	CVLAC:					
	E_MAIL					
	E_MAIL					
Ing. Lenin Natera.	ROL	CA	AS	TU	JU X	
	CVLAC:					
	E_MAIL					
	E_MAIL					
Ing. Luis Suárez	ROL	CA	AS	TU	JU X	
	CVLAC:					
	E_MAIL					
	E_MAIL					

FECHA DE DISCUSIÓN Y APROBACIÓN:

2010	10	06
AÑO	MES	DÍA

LENGUAJE. SPA

METADATOS PARA TRABAJOS DE GRADO, TESIS Y ASCENSO:

ARCHIVO (S):

NOMBRE DE ARCHIVO	TIPO MIME
TESIS. REMODELACIÓN DE UNA SUBESTACIÓN.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: _____ (OPCIONAL)

TEMPORAL: _____ (OPCIONAL)

TÍTULO O GRADO ASOCIADO CON EL TRABAJO:

Ingeniero Electricista

NIVEL ASOCIADO CON EL TRABAJO:

Pregrado

ÁREA DE ESTUDIO:

Departamento de Electrica

INSTITUCIÓN:

Universidad de Oriente/Núcleo Anzoátegui

METADATOS PARA TRABAJOS DE GRADO, TESIS Y ASCENSO:

DERECHOS

“Los Trabajos de Grado son de la exclusiva propiedad de la Universidad de Oriente y sólo podrán ser utilizados para otros fines con el consentimiento del Consejo de Núcleo respectivo, el cual lo notificará al Consejo Universitario”

AUTOR

Hidalgo José Ríos Noriega

ASESOR ACADÉMICO

ING. PEDRO LÓPEZ

JURADO

ING. LENIN NATERA.

JURADO

ING. LUIS SUÁREZ

POR LA SUBCOMISIÓN DE TESIS