



**UNIVERSIDAD DE LOS ANDES  
FACULTAD DE INGENIERÍA  
ESCUELA DE INGENIERÍA ELÉCTRICA**

[www.bdigital.ula.ve](http://www.bdigital.ula.ve)

**ANÁLISIS DEL ESTADO ACTUAL DE FUNCIONAMIENTO DEL  
CIRCUITO N°2 DE LA S/E SANTA CRUZ DE MORA.**

Br. Belandria M. Wilfredo E.

Mérida, Julio 2017.

**UNIVERSIDAD DE LOS ANDES  
FACULTAD DE INGENIERÍA  
ESCUELA DE INGENIERÍA ELÉCTRICA**

**ANÁLISIS DEL ESTADO ACTUAL DE FUNCIONAMIENTO DEL  
CIRCUITO N°2 DE LA S/E SANTA CRUZ DE MORA.**

**Trabajo de grado presentado como requisito parcial para optar por el título de Ingeniero  
Electricista**

**Autor:** Br. Belandria M. Wilfredo E.

**Tutores:** Prof. Marisol Dávila

Prof. Ricardo I. Stephens

Mérida, Julio 2017.

**UNIVERSIDAD DE LOS ANDES  
FACULTAD DE INGENIERÍA  
ESCUELA DE INGENIERÍA ELÉCTRICA**

**Br. Belandria Méndez Wilfredo Eduardo**

Trabajo de Grado, presentado en cumplimiento parcial de los requisitos exigidos para optar al título de Ingeniero Electricista, aprobado en nombre de la Universidad de Los Andes por el siguiente jurado:

[www.bdigital.ula.ve](http://www.bdigital.ula.ve)

---

**Prof. Ernesto J. Mora N.**  
**Jurado**

---

**Prof. Marisol Dávila**  
**Tutora**

---

**Prof. Ricardo I. Stephens**  
**Tutor**

## DEDICATORIA

*A dios mi padre celestial, al santo niño de la cuchilla, a mi abuelo José Ramón de Jesús (+), a mi hermosa madre Rosalía Méndez Pernía, a mis hermanos Cristian y José, a mi sobrino Andres Eduardo, a mi novia Nayla Morales, a mi gran familia y amigos, porque la vida me ha enseñado que lo más importante para encontrar la felicidad es poder contar con su apoyo, esto es por ustedes y para ustedes.*

**Br. Wilfredo E. Belandria M.**

## AGRADECIMIENTOS

*A dios todopoderoso, por bendecir mi camino, llenarme de salud, fortaleza, entendimiento y sabiduría, gracias santo padre por regalarme la satisfacción de cumplir otra de mis metas.*

*A la ilustre Universidad de Los Andes, por brindarme las herramientas y conocimientos necesarios para obtener tan excelente formación, principalmente a la escuela de ingeniería eléctrica y todas esas personas que hacen vida en ella, gracias a todos y un dios les pague.*

*A mi hermosa madre Rosalia Mendez Pernia, por hacerme persona de bien, por educarme con principios y valores de excelencia, siempre tuviste las palabras de aliento y fuerza que necesite a lo largo de mi carrera. Te amo y te respeto por ser mi madre y padre a la vez, todo esto es gracias a ti, que dios me la bendiga y nos permita cosechar muchos más éxitos juntos. Te amo mama.*

*A mi padre Wilfredo Belandria, por el apoyo brindado a lo largo de esta etapa. Gracias viejo.*

*A mis hermanos Cristian y Jose, quienes siempre de una u otra manera han estado a mi lado, apoyándome y brindándome su cariño. Los quiero mucho*

*A mi Novia Nayla Morales por estar conmigo en cada momento, por confiar en mí y llenar esos momentos difíciles con bellas palabras de fuerza, aliento y esperanza. Hoy una vez más doy gracias a dios por ponerte en mi camino. Te amo hermosa.*

*A mi bella familia en especial a mi abuela Ylda, por ser mi segunda madre, por ofrecerme todo ese bello amor de abuela. A mis tias Ana y Nerida, por siempre brindarme su apoyo incondicional. A mis Tios. A mis primos en especial a mi primo y hermano Jesus Eliexzer y a*

*todos los que estuvieron siempre tendiéndome una mano para lograr conseguir esta nueva meta. Dios me los bendiga.*

*A todos mis amigos y compañeros que hicieron grato el transcurso de estos años en la universidad, a mi compadre y hermano Carlos Morales quien siempre ha estado acompañando mi camino con grandes enseñanzas y buenos consejos. Gracias mi Hermano.*

*A mi tutores profesora Marisol Dávila y Ricardo Stephens, quienes desde el primer instante estuvieron impartiendo sus conocimientos para realizar con éxito el proyecto. Muchas gracias.*

*A la empresa CORPOELEC por permitir la realización de mi tesis, a todo el personal que allí labora, en especial a él Ing. Omar Briceño, la Ing. Yordana Dugarte, la Ing. Mauly Espinoza, el Ing. Heriberto Tobito, el Ing. Guillermo Guillen y el liniero Elis Rojas por tan valiosa colaboración y disposición a la hora de compartir sus conocimientos, fueron de gran ayuda en la realización de este proyecto.*

**Br. Wilfredo E. Belandria M.**

**Br. Wilfredo Eduardo Belandria Méndez. ANÁLISIS DEL ESTADO ACTUAL DE FUNCIONAMIENTO DEL CIRCUITO N°2 DE LA S/E SANTA CRUZ DE MORA.**

Universidad de Los Andes. **Tutores:** Prof. Marisol Dávila y Prof. Ricardo I. Stephens. Julio 2017

## **RESUMEN**

Las redes eléctricas de distribución forman parte fundamental del sistema de potencia pues son las encargadas de suministrar directamente la energía a los usuarios, con el objetivo de garantizar calidad en el servicio y completar la correcta operación del sistema. El mismo debe cumplir con una serie de normas y condiciones estandarizadas por organismos internacionales como IEEE. La presente investigación es un análisis teórico-experimental con base en un trabajo de campo realizado en la División de Servicio Tovar de la empresa CORPOELEC, específicamente en el circuito 2 de la S/E Santa Cruz de Mora, el levantamiento y geoposicionamiento de los planos del circuito se hizo con la finalidad de obtener la carga real conectada asociada al sistema, los puntos de seccionamiento, las conexiones para transferencia de carga, el estado físico de los distintos dispositivos de protección existentes a lo largo de todo el tramo. Adicionalmente se realizó un estudio de carga para verificar las condiciones eléctricas del conductor y un análisis de cortocircuito para conseguir las dimensiones ideales de los dispositivos asociados al sistema de protección que deben de estar en cada ramal. La finalidad del estudio es aportar un beneficio a la comunidad rural que sufre a diario los repetitivos problemas en el servicio, de manera que la empresa maneje la información real actualizada y desglosada que les permita actuar al momento que ocurra una contingencia, para ello se plantea un aumento del calibre del conductor de la troncal principal evitando futuros problemas en los niveles de tensión que conduzcan a un colapso extendido en todo el circuito desde la salida de la subestación, como parte de la contribución realizada se plantea ejecutar una coordinación de protecciones que garantice una mejor actuación de los equipos logrando obtener un sistema confiable, seguro y de calidad.

**Descriptor:** Redes de Distribución, Calidad de Servicio, Normas estandarizadas, Geoposicionamiento, Estudio de Carga, Coordinación de Protecciones.

# ÍNDICE GENERAL

<b>APROBACIÓN</b>	<b>III</b>
<b>DEDICATORIA</b>	<b>IV</b>
<b>AGRADECIMIENTO</b>	<b>V</b>
<b>RESUMEN</b>	<b>VII</b>
<b>INTRODUCCIÓN</b>	<b>1</b>
	pp.
<b>CAPÍTULO I</b>	<b>3</b>
<b>EL PROBLEMA</b>	<b>3</b>
<b>1.1 PLANTEAMIENTO DEL PROBLEMA</b>	<b>3</b>
<b>1.2 JUSTIFICACIÓN</b>	<b>4</b>
<b>1.3 OBJETIVOS GENERALES Y ESPECÍFICOS</b>	<b>5</b>
1.3.1 Objetivo General	5
1.3.2 Objetivos Específicos	5
<b>1.4 ANTECEDENTES</b>	<b>5</b>
<b>1.5 METODOLOGÍA</b>	<b>6</b>
<b>1.6 ALCANCE</b>	<b>6</b>
<b>1.7 LIMITACIONES</b>	<b>7</b>
<b>CAPÍTULO II</b>	<b>8</b>
<b>MARCO TEORICO</b>	<b>8</b>
<b>2.1 SISTEMA DE DISTRIBUCIÓN</b>	<b>8</b>
2.1.1 Definición	8
2.1.2 Requisitos que debe cumplir un sistema de distribución	8
<b>2.2 PROPIEDADES DE LOS SISTEMAS DE DISTRIBUCION</b>	<b>9</b>
2.2.1 Seguridad	9
2.2.2 Calidad de servicio	9
2.2.3 Flexibilidad	9
2.2.4 Economía	9
<b>2.3 SISTEMA PRIMARIO</b>	<b>10</b>
2.3.1 Componentes del Sistema Primario	10
2.3.2 Arreglos Típicos de Circuitos Primarios	10
<b>2.4 RED DE DISTRIBUCIÓN AÉREA</b>	<b>11</b>
2.4.1 Partes principales de un sistema aéreo	11

<b>2.5</b>	<b>INFLUENCIA DE LAS CARACTERÍSTICAS DE LA CARGA SOBRE LAS REDES DE DISTRIBUCIÓN</b>	<b>12</b>
<b>2.6</b>	<b>CARACTERÍSTICAS DE LAS CARGAS</b>	<b>13</b>
<b>2.7</b>	<b>CAPACIDAD DE CARGA EN LÍNEAS AÉREAS</b>	<b>16</b>
<b>2.8</b>	<b>PROTECCIÓN DE SISTEMAS DE DISTRIBUCIÓN</b>	<b>16</b>
2.8.1	Confiabilidad	17
2.8.2	Interrupción	17
2.8.3	Fallas en los sistemas de distribución	17
2.8.4	Dispositivos de protección para sistemas de distribución	18
2.8.4.1	Fusibles	18
2.8.4.2	Cortacorriente Porta Fusible	19
2.8.4.3	Reconectores Automáticos de Línea (Recloser)	21
2.8.4.4	Características del Reconector Ubicado en la Subestación Santa Cruz de Mora	23
2.8.5	Coordinación de dispositivos de protección	25
2.8.5.1	Criterios de Coordinación	25
2.8.5.2	Coordinación Fusible-Fusible	27
2.8.5.3	Coordinación Reconector-Fusible	28
	<b>CAPÍTULO III</b>	<b>29</b>
	<b>DESCRIPCIÓN DEL AREA EN ESTUDIO</b>	<b>29</b>
<b>3.1</b>	<b>DESCRIPCIÓN GEOGRAFICA</b>	<b>29</b>
<b>3.2</b>	<b>DESCRIPCIÓN DEL SISTEMA ELÉCTRICO</b>	<b>29</b>
3.2.1	Descripción del Sistema de Subtransmisión	29
3.2.2	Características de las Líneas de Subtransmisión	31
3.2.3	Descripción de la Subestación Santa Cruz de Mora	31
<b>3.3</b>	<b>SITUACIÓN ACTUAL DEL CIRCUITO D-205 SAN FELIPE-MESA BOLIVAR</b>	<b>32</b>
3.3.1	Recopilación de información	33
3.3.2	Circuito D-205 San Felipe-Mesa Bolívar	36
<b>3.4</b>	<b>ANÁLISIS DEL ESTADO ACTUAL DEL CIRCUITO SEGÚN NORMAS CADAFE PARA REDES AÉREAS DE DISTRIBUCIÓN</b>	<b>37</b>
3.4.1	Niveles de Tensión	37
3.4.2	Protecciones Contra Sobrecorriente	41
3.4.2.1	Registro de Eventos que provocaron la actuación del Reconector	46
3.4.3	Protecciones Contra Sobretensiones	47
3.4.4	Seccionamiento de Bloques de Carga de la Red	49
3.4.5	Normalización de Calibres	50
3.4.6	Comparación con otras normativas de CADAFE	50

<b>CAPÍTULO IV</b>	<b>53</b>
<b>PROPUESTAS PARA MEJORAR EL ESTADO ACTUAL DE     FUNCIONAMIENTO DEL CIRCUITO D-205 SAN FELIPE-MESA     BOLÍVAR</b>	<b>53</b>
<b>4.1 CAMBIO DE CALIBRE EN LA TRONCAL PRINCIPAL</b>	<b>53</b>
<b>4.2 AJUSTE Y MODIFICACIONES EN EL SISTEMA DE PROTECCIONES     AGUAS ABAJO DEL CIRCUITO D-205 SAN FELIPE-MESA BOLIVAR</b>	<b>56</b>
4.2.1 Niveles de cortocircuito en las barras de 34.5 y 13.8 kV.	57
<b>4.3 CÁLCULO DE LAS CORRIENTES DE CORTOCIRCUITO (I<sub>cc</sub>)</b>	<b>64</b>
<b>4.4 SELECCIÓN DE FUSIBLES DE LOS CIRCUITOS RAMALES</b>	<b>65</b>
<b>4.5 COORDINACIÓN RECONECTADOR – FUSIBLE DEL LADO DE LA     CARGA</b>	<b>71</b>
<b>4.6 REEMPLAZO DE MATERIALES Y SOLICITUD DE PICA, PODA Y     TALA</b>	<b>74</b>
<b>CONCLUSIONES</b>	<b>77</b>
<b>RECOMENDACIONES</b>	<b>78</b>
<b>REFERENCIAS</b>	<b>79</b>
<b>ANEXOS</b>	<b>80</b>

## ÍNDICE DE TABLAS

<b>Tabla</b>	<b>pp.</b>
3.1 Formato planilla para el levantamiento del Circuito	35
3.2 Corrientes máximas registradas entre los meses de Julio y Diciembre del año 2016	39
3.3 Eventos del Circuito San Felipe-Mesa Bolívar para el año 2016	47
3.4 Características eléctricas de los pararrayos tipo válvula	48
4.1 Niveles de cortocircuitos trifásicos en la Barra de 115KV de la S/E Tovar	57
4.2 Niveles de cortocircuitos monofásicos en la Barra de 115KV de la S/E Tovar	57
4.3 Características de los Transformadores de 20 y 10 MVA	58
4.4 Características del conductor que conecta la S/E Tovar con la S/E Santa cruz de Mora.	58
4.5 Valores en p.u del sistema de referencia y el transformador de 20 MVA	60
4.6 Niveles de cortocircuito en Barras 34.5 y 13.8 KV mediante el cálculo teórico	62
4.7 Niveles de cortocircuito en Barras 34.5 y 13.8 KV mediante calculo practico	63
4.8 Características Fusibles Circuito D-205 San Felipe-Mesa Bolívar	66

## ÍNDICE DE FIGURAS

<b>Figura</b>	<b>pp.</b>	
2.1	Influencia de las Características de la Cargas en las Redes	12
2.2	Construcción Típica Laminas Fusibles	19
2.3	Cortacorriente para Distribución	20
2.4	Curva Características de operación del Fusible	20
2.5	Característica de operación de fusibles	22
2.6	Aplicación de los Reconectores	23
2.7	Reconector NOVA y dispositivo de control	24
3.1	Diagrama unifilar S/E Tovar	30
3.2	Diagrama unifilar S/E Santa Cruz de Mora	32
3.3	Grafico en Excel del Registro de Eventos del Reconector NOVA D-205	33
3.4	Hoja en Excel del Registro de carga del Reconector NOVA D-205	34
3.5	Plano Circuito D-205 San Felipe-Mesa Bolívar (Actualizado)	35
3.6	Máxima Carga del Circuito D-205 San Felipe-Mesa Bolívar	36
3.7	Máxima Caída de Tensión del Circuito D-205 San Felipe-Mesa Bolívar	37
3.8	Menú PADEE	38
3.9	Menú PARP	38
3.10	Análisis de Carga del Circuito San Felipe-Mesa Bolívar en el Programa PARP	40
3.11	Ajuste de Protecciones actual del Reconector NOVA	43
3.12	Ajuste curva de Protección actual del Reconector NOVA (Curva Tiempo vs Corriente TCC1)	44
3.13	Ajuste curva de Protección actual del Reconector NOVA (Curva Tiempo vs Corriente TCC2)	44
3.14	Imagen del estado de los cortacorrientes para protección de transformadores	46
3.15	Imagen del estado en el que se encuentra el dispositivo de protección (Pararrayos)	48
4.1	Máxima Caída de Tensión que presenta el Circuito D-205 luego de aumentar el calibre del conductor	54
4.2	Máxima Carga del Circuito D-205 luego de aumentar el calibre del conductor	55
4.3	Diagrama unifilar empleado para el cálculo de los niveles de cortocircuito	59
4.4	Hoja de datos en Excel donde se especifican las características del sistema	62

4.5	Hoja de datos en Excel donde con los resultados de los niveles de cortocircuito en barras de 34,5 y 13,8 kV	63
4.6	Corrientes de falla del circuito D-205 San Felipe-Mesa Bolívar calculadas por el programa	64
4.7	Hoja en Excel para el cálculo de fusibles en las derivaciones.	65
4.8	Sistema de distribución para coordinación Reconectador-Fusible	72
4.9	Curvas de operación del reconectador y fusible Circuito D-205 San Felipe-Mesa de Bolívar	73

[www.bdigital.ula.ve](http://www.bdigital.ula.ve)

## INTRODUCCIÓN

Un Sistema Eléctrico de Potencia visto desde la generación hasta el consumidor toma gran importancia luego de atravesar etapas de Transmisión, Subtransmisión y Posteriormente llegar a cada usuario a través de Redes de Distribución, ofreciendo un servicio estable, confiable y seguro que garantice eficiencia en la operatividad de los equipos, por tal manera el diseño de un sistema de distribución debe realizarse de forma robusta y confiable que soporte el crecimiento de la carga y la actuación de efectos como los que produce el campo eléctrico y la exposición a la intemperie.

Las redes de distribución son altamente vulnerables a perturbaciones y con un índice elevado de fallas, por tal razón al momento de ocurrir una perturbación, la red de distribución debe contar con un sistema de protección capaz de detectar y actuar en el problema inmediatamente, aislando la sección afectada, de manera que el resto del sistema permanezca en servicio evitando la posibilidad de daño a los otros equipos conectados a la red.

En tal sentido, al consultar la División de Operaciones de Distribución Mérida de la Empresa CORPOELEC se consigue que en la actualidad el Circuito N°2 de la S/E Santa Cruz de Mora, es quien presenta la mayor cantidad de fallas en el sistema, producto de: bajos niveles de tensión que en ocasiones salen desde el transformador de la Subestación, descargas atmosféricas, vegetación en la líneas de transmisión y distribución, equipos en mal estado, líneas rotas, transformadores quemados, entre otros. Motivo por el cual se decide llevar a cabo un estudio donde se puedan verificar y analizar las condiciones en las que se encuentran los elementos encargados de distribuir la energía desde la subestación hasta el usuario.

En el marco del presente contexto se propone realizar el Estudio del estado actual de funcionamiento del Circuito N°2 de la S/E Santa Cruz de Mora, aportando sugerencias de modificaciones o mejoras luego de la evaluación de los respectivos resultados de manera que permitan garantizar una distribución de energía confiable, eficiente y segura.

Para mayor comprensión del trabajo propuesto, él mismo se desglosa en cuatro capítulos de la siguiente manera:

El capítulo I, describe los antecedentes, justificación, planteamiento del problema, los objetivos tanto generales y específicos, metodología, alcances y limitaciones de la

En el capítulo II, se encuentra los aspectos teóricos de la investigación, explica de manera breve puntos importantes a considerar al momento de realizar un proyecto de distribución, así como los materiales usados durante el desarrollo del trabajo.

En el capítulo III, se explica la condición actual en la que se encuentra el Circuito N°2 de la S/E Santa Cruz de Mora, calibre del conductor, protecciones, seccionadores, banco de transformadores, banco de condensadores, niveles de tensión, factor de potencia y las características eléctricas de los conductores y equipos, además de la respectiva coordinación de las protecciones.

En el capítulo IV, se presentan los aportes para las respectivas modificaciones y aspectos técnicos a ser considerados en el control y operación del circuito actual o en el diseño de un circuito nuevo. Posteriormente son presentadas las conclusiones y recomendaciones generales del trabajo.

# **CAPÍTULO I**

## **EL PROBLEMA**

En el presente capítulo se hace mención al planteamiento del problema, la justificación, objetivo general, objetivos específicos, metodología, alcance y limitaciones. Puntos fundamentales que se plantearon al momento de hacer el Análisis del Estado Actual de Funcionamiento del Circuito N°2 de la S/E Santa Cruz De Mora

### **1.1 PLANTEAMIENTO DEL PROBLEMA**

Todo sistema de suministro de energía eléctrica debe cumplir con una variedad de requerimientos esenciales para prestar un servicio de calidad, estos sistemas en la mayoría de los casos quedan expuestos a fallas cuyas causas son múltiples, ocasionando daños severos, muchas veces impredecibles. Por lo que se hace necesario realizar un esquema de protección bien configurado con la finalidad de minimizar los efectos de las fluctuaciones, los tiempos de interrupción y por consiguiente mejorar la continuidad de servicio logrando simplificar el número de usuarios afectados. Hoy en día el sistema de distribución en la subestación Santa Cruz de Mora se ve inmerso en numerosos retos que hacen día a día los trabajadores para mantener en óptimas condiciones el funcionamiento de la red de distribución, producto de la ausencia en un plan de mantenimiento en toda la zona. Es por ello que se plantea realizar un Análisis del Estado Actual de Funcionamiento del Circuito N°2 de la S/E Santa Cruz de Mora.

## **1.2 JUSTIFICACIÓN**

Cuando un circuito de distribución de media tensión presenta sobrecarga, las consecuencias son bajos niveles de tensión y el disparo frecuente de las protecciones por sobrecorriente. A excepción de la protección inicial ubicada en la subestación, que generalmente es un interruptor de potencia en gabinete o reconectador, el resto de las protecciones para las derivaciones o para los bancos de transformadores, son cortacorrientes con hilo fusible.

En ocasiones de fallas e incluso de sobrecargas, la mayor afectación se observa en los fusibles, superando en ellos el límite máximo de temperatura permitido ocasionando fundición en los mismos de manera que deban ser reemplazados, para lo cual se maneja un procedimiento, ubicarlos, identificarlos según el tipo y reemplazarlos. La actuación de una cuadrilla de mantenimiento se realiza desplazándose hasta el sitio del fusible con el respectivo equipo especializado para realizar el mantenimiento; en algunas oportunidades el acceso hasta el sitio es difícil por lo cual la interrupción del servicio es bastante prolongada y genera costos asociados a la cuadrilla de mantenimiento y los equipos requeridos para su ejecución y restablecimiento del servicio.

En el caso particular del circuito N° 2 de Santa Cruz de Mora se han presentado numerosos problemas asociados a la falla en la operación del sistema de protección, por mal dimensionamiento de las mismas o por falta de mantenimiento, así como problemas de sobrecarga de este circuito, razón por la cual en este trabajo se plantea hacer una revisión y actualización de dicho circuito a fin de proponer las medidas correctivas necesarias y permitirle a los usuarios de la zona una operatividad sin interrupciones y una mejor calidad del servicio.

## **1.3 OBJETIVOS GENERALES Y ESPECÍFICOS**

### **1.3.1 Objetivo General**

- Realizar el análisis del estado actual del Circuito N° 2 de la subestación Santa Cruz de Mora, y proponer soluciones a los problemas que presente.

### **1.3.2 Objetivos Específicos**

- Realizar el levantamiento del circuito: calibre de los conductores, protecciones, seccionadores, bancos de transformadores, bancos de condensadores, descargadores de sobretensión (pararrayos), puesta a tierra de las estructuras y equipos, configuración de las estructuras y elaborar el diagrama unifilar.
- Realizar las mediciones de potencias, tensiones, factor de potencia, armónicos y pérdidas de potencia.
- Realizar el estudio de cortocircuito.
- Analizar los resultados de las mediciones y verificar el cumplimiento de las normas correspondientes: capacidad térmica de los conductores y de los equipos en régimen normal y en régimen de cortocircuito; caída de tensión, porcentajes de armónicos, porcentajes de pérdidas, puesta a tierra, etc.
- Revisar la coordinación de las protecciones.
- Proponer las modificaciones que resulten necesarias para que el circuito vuelva a estar dentro de las normas correspondientes.
- Elaborar el proyecto correspondiente a las modificaciones planteadas: modificaciones al circuito actual o diseño de un circuito nuevo y coordinación de las protecciones.

## **1.4 ANTECEDENTES**

Entre los estudios más recientes hechos a los circuitos de distribución de la S/E Santa Cruz de Mora se puede mencionar el del Br Ángel Eduardo Gómez Sereno en Marzo de 2006, realizado en la Universidad Simón Bolívar por la coordinación de energía eléctrica, el trabajo

contempló el estudio del estado de la red primaria del sistema de distribución de la población de Santa Cruz de Mora con la finalidad de plantear algunas recomendaciones para su mejora, enfocándose en estudiar cómo se encuentra estructurado el sistema y describir los componentes más importantes, haciendo un análisis de los criterios que debe de tomar un proyectista el momento de diseñar una red eléctrica de distribución.

## **1.5 METODOLOGÍA**

La metodología a seguir en este trabajo es de tipo combinada, es decir, se trabajará en campo y al mismo tiempo se implementara la revisión documental con el fin de analizar el comportamiento del circuito y los diferentes dispositivos instalados, para establecer las correcciones que sean necesarias implementar.

Se comenzara con el recorrido de todo el circuito, troncal y derivaciones, se realizara el geoposicionamiento, se llevara un registro de las condiciones actuales de cada apoyo y de todos los equipos que conforman el sistema. Haciendo uso del programa AutoCAD se vaciara la información y a partir de allí se comenzaran los análisis a través de las opciones del PADDE. El PADDE es una herramienta computacional que se encuentra en el AutoCAD pero que le pertenece a la empresa CORPOELEC, por tal son solo ellos los que pueden utilizar su menú de opciones.

## **1.6 ALCANCE**

La culminación de la investigación deberá conducir a tener registrado y actualizado el geoposicionamiento, diagrama unifilar y equipos del circuito en estudio, con ello y los análisis requeridos se podrá comprobar las condiciones en las que se encuentra el referido circuito y si le corresponde las protecciones que actualmente están siendo empleadas.

## 1.7 LIMITACIONES

El mal estado de las unidades y los constantes problemas de tipo laboral por los que atraviesa la empresa, son causas que limitan a hacer el recorrido del circuito en el menor tiempo posible, generando un atraso bastante significativo en la investigación puesto que esta se presenta de manera didáctica y secuencial como se puede apreciar en los objetivos planteados.

[www.bdigital.ula.ve](http://www.bdigital.ula.ve)

## **CAPÍTULO II**

### **MARCO TEÓRICO.**

Los sistemas de distribución forman parte importante del sistema de potencia y se debe ser cuidadoso en el diseño, construcción y operación, por lo que se debe manejar información voluminosa al momento de tomar cualquier decisión. En el siguiente capítulo se presenta el marco teórico, el cual se basa en la teoría que sustenta la investigación y a su vez permite conocer y definir los términos básicos de la misma.

#### **2.1 SISTEMA DE DISTRIBUCIÓN**

##### **2.1.1 Definición**

Es el conjunto de elementos encargados de conducir la energía desde la subestación de potencia hasta el usuario, comprende básicamente las líneas primarias de distribución, los transformadores de distribución, las líneas secundarias, las acometidas y medidores [YEBRA, 2009].

##### **2.1.2 Requisitos que debe cumplir un sistema de distribución [RAMIREZ, 2009]**

- a) Aplicación de normas nacionales y/o internacionales.
- b) Seguridad para el personal y equipos.
- c) Simplicidad en la construcción y operación (rapidez en las maniobras).
- d) Facilidades de alimentación desde el sistema de potencia.
- e) Optimización de costos (economía).

- f) Mantenimiento y políticas de adquisición de repuestos.
- g) Posibilidad de ampliación y flexibilidad.
- h) Confiabilidad de los componentes.
- i) Continuidad del servicio.

## 2.2 PROPIEDADES DE LOS SISTEMAS DE DISTRIBUCION

**2.2.1 Seguridad:** es considerada como el aspecto de mayor prioridad, debido a que se debe garantizar la seguridad de los operadores del sistema y del resto de condiciones de operación.

**2.2.2 Calidad de servicio:** entre los aspectos más importantes referentes al tema se puede mencionar la continuidad de servicio, los niveles de tensión, niveles de armónico, pérdidas de potencia, frecuencia, entre otros.

**2.2.3 Confiabilidad:** está asociado a la frecuencia de ocurrencia de fallas y el tiempo que demora en el restablecimiento del servicio. En este aspecto tiene responsabilidad las redes de distribución y el resto del sistema de potencia.

**2.2.4 Flexibilidad:** está referida a la capacidad del sistema para ajustarse a cualquier tipo de cambios en su topología durante el transcurrir del tiempo, bien sea por cambios de la demanda, el uso de la energía o de la distribución de las cargas.

**2.2.5 Economía:** dentro de un proyecto de distribución es el aspecto que toma mayor importancia, debido a que su costo puede equivaler hasta al 40% del sistema de potencia total, en muchos casos, se escapa de los criterios a usar por quien dirige y ejecuta el proyecto, esto porque su orientación está dada por los ordenamientos urbanos o por las necesidades del usuario [RAMIREZ, 2009], [GÓMEZ, 2006], [ALBARRÁN, 2007].

## 2.3 SISTEMA PRIMARIO

Se conoce como sistema primario a aquellos donde el nivel de tensión es superior al de utilización, en su mayoría los conductores encargados de llevar la energía en los sistemas primarios parten directamente de la subestación y benefician a un buen número de transformadores esparcidos en un área relativamente grande [GÓMEZ, 2006].

### 2.3.1 Componentes del Sistema Primario

- a) **La ruta troncal:** es la parte del circuito por donde se transmite la mayor cantidad de potencia, bien sea cuando esté operando en condiciones normales o en condiciones de emergencia.
- b) **El sistema lateral:** está compuesto por el resto de las líneas de distribución que componen el circuito, en las cuales están conectados la mayor cantidad de transformadores encargados de distribuir la energía al usuario [GÓMEZ, 2006].

### 2.3.2 Arreglos Típicos de Circuitos Primarios

- a) **Circuitos radiales:** son circuitos de baja confiabilidad, constan de una línea principal que se conoce como troncal por donde se transporta la mayor cantidad de potencia, y una serie de líneas de menor tamaño que se les llaman ramales y se configuran dependiendo de la carga a alimentar.
- b) **Circuito en anillo:** consiste en la formación de dos circuitos troncales unidos a través de un seccionador que se encuentra en operación en su condición normalmente abierto. Con respecto al anterior tiene la propiedad de que las interconexiones permiten suplir la carga de cualquier ramal [GÓMEZ, 2006].

## 2.4 RED DE DISTRIBUCIÓN AÉREA

En este tipo de distribución, el conductor desnudo va suspendido en el aire soportado a través de aisladores instalados en crucetas, en postes generalmente. Si se compara con el sistema subterráneo se tienen las siguientes ventajas [RAMIREZ, 2009], [GÓMEZ, 2006]:

- Inversión inicial aproximadamente 10 veces menor que la subterránea.
- Los materiales son de fácil adquisición.
- Fácil mantenimiento y localización de fallas.

Y las siguientes desventajas:

- Apariencia estética deficiente.
- Menor confiabilidad y seguridad.
- Más susceptibles de fallas y cortes de energía

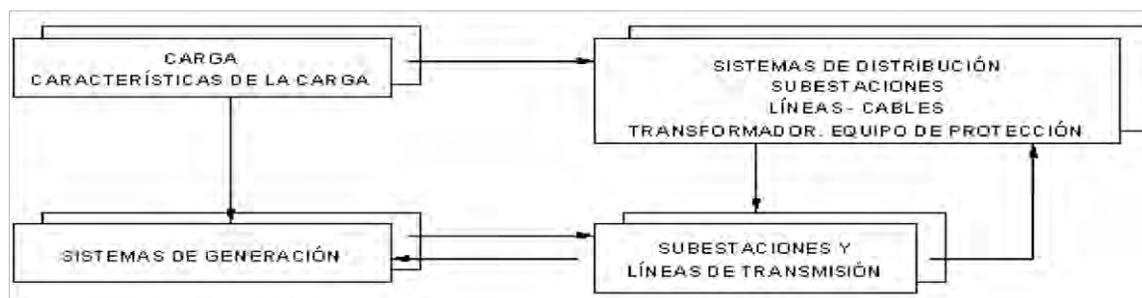
#### 2.4.1 Partes principales de un sistema aéreo [RAMIREZ, 2009]:

- a) **Postes:** algunos son de madera, concreto o metálicos y sus características de peso, longitud y resistencia a la rotura son determinadas por el tipo de construcción del circuito.
- b) **Conductores:** para circuitos de distribución primarios ( $2.4kV - 24kV$ ) se utilizan el aluminio y el ASCR desnudos y en calibres 4/0, 2/0, 1/0 y 2 AWG.
- c) **Crucetas:** la hay de madera inmunizada o de ángulo de hierro galvanizado. Las pletinas sirven para el arriostamiento de las crucetas.
- d) **Aisladores:** son de tipo ANSI 55.5 para media tensión (espiga y disco).
- e) **Herrajes:** todos los herrajes utilizados en las redes de media y baja tensión son de acero galvanizado.

- f) **Equipos de seccionamiento:** el seccionamiento se efectúa con cortacorrientes y seccionadores monopolares de cuchilla para operar sin carga.
- g) **Transformadores y Protecciones:** se emplean transformadores monofásicos con una potencia de  $10 - 15 - 25 - 37.5 - 50 - 75$  kVA, protegidos por cortacorrientes, fusibles y pararrayos tipo válvula

## 2.5 INFLUENCIA DE LAS CARACTERÍSTICAS DE LA CARGA SOBRE LAS REDES DE DISTRIBUCIÓN

En figura 2.1 se observa el comportamiento característico que tiene la carga en los sistemas de potencia, específicamente en las redes de distribución, sin importar cuál sea la actuación del sistema de generación sobre la carga, debido a que el valor real de demanda no va a verse afectado, estas características expresan el comportamiento de los usuarios frente al sistema de distribución imponiendo así las condiciones reales de operación. Toda empresa de energía eléctrica está en la obligación de realizarle control a la carga para evitar un colapso generalizado que afecte la transmisión e incluso la generación de la energía total del sistema [RAMIREZ, 2009].



**FIGURA 2.1** - Influencia de las características de las cargas en las redes [RAMIREZ, 2009].

## 2.6 CARACTERÍSTICAS DE LAS CARGAS

A continuación se definen algunos de los términos más importantes relacionados a las cargas eléctricas.

**a) Carga instalada:**

Es conocido como la sumatoria de las potencias nominales de los artefactos consumidores que se encuentran conectados a la red de distribución, está expresada básicamente en kVA y MVA dependiendo de la base de potencia utilizada [RAMIREZ, 2009].

**b) Capacidad instalada:**

Refiere a adición de las potencias nominales de los equipos instalados en la red de potencia encargados de suministrarle energía a todas las cargas, tal es el caso de los transformadores de potencia y generadores, ubicados en las subestaciones y centrales de generación respectivamente. Es conocida también como la capacidad nominal que tiene un sistema [RAMIREZ, 2009], [GOMEZ, 2006].

**c) Demanda:**

Dentro de la estructura de un sistema de potencia, es definida como la cantidad de potencia consumida por el usuario en un intervalo de tiempo determinado. Para establecer una demanda es necesario tener presente el intervalo de demanda y conocer que la misma se puede expresar en (kVA, kW, kVAR y A) [RAMIREZ, 2009].

**d) Demanda máxima:**

Hace referencia al valor más elevado de demanda presente en el sistema, en un intervalo de tiempo determinado, en el recae la mayor importancia ya que es tomado como el caso más desfavorable al momento de seleccionar los equipos que serán conectados a la red de distribución. [RAMIREZ, 2009].

**e) Demanda Promedio:**

Está relacionada con el consumo de energía del usuario en un intervalo de tiempo específico y el intervalo mismo. Se calcula mediante.

$$D_p = \frac{\sum \text{Demanda en un intervalo de tiempo}}{\# \text{ de horas}} \quad (2.1)$$

El comportamiento es constante sobre el período de tiempo especificado [RAMIREZ, 2009].

**f) Tasa de crecimiento de la demanda:**

Debe ser tomado en cuenta con mucha cautela y con buena referencia ya que es un valor donde se debe evitar subestimar y sobrestimar las demandas futuras [RAMIREZ, 2009].

**g) Demanda no coincidente:**

En ella se hace referencia a la suma de las demandas de un grupo de cargas sin tomar en cuenta las restricciones sobre el intervalo de tiempo en el cual es aplicada la carga [RAMIREZ, 2009].

**h) Demanda coincidente:**

Se le conoce también como demanda diversificada y está definida como la demanda máxima de un grupo compuesto. La carga diversificada máxima está dada por las contribuciones que realiza cada demanda individual (no coincidentes) en el momento exacto de la hora pico establecida por la curva de carga del grupo [RAMIREZ, 2009].

**i) Factor de demanda ( $F_d$ ):**

Se refiere a la razón entre la demanda máxima y la carga total instalada en un instante de tiempo establecido [RAMIREZ, 2009]. Viene expresada como:

$$Fd = \frac{\text{Demanda Máxima}}{\text{Carga Instalada}} = \frac{D_M}{C_I} \leq 1 \quad (2.2)$$

**j) Factor de utilizaci3n (*Fu*):**

Esta expresada como la raz3n entre la demanda máxima y la capacidad instalada en un intervalo de tiempo, es decir:

$$Fu = \frac{\text{Demanda máxima}}{\text{Capacidad Instalada}} = \frac{D_M}{PI} \quad (2.3)$$

El factor de utilizaci3n indica el porcentaje que est siendo utilizado durante el pico de carga máxima en un intervalo de tiempo [RAMIREZ, 2009].

**k) Factor de potencia ( $\cos \phi$ ):**

Se conoce como la relaci3n entre la potencia activa y la potencia aparente.

$$\cos \phi = \frac{\text{Potencia activa}}{\text{Potencia aparente}} \quad (2.4)$$

El factor de potencia influye de forma notoria en el porcentaje de pérdidas y en la regulaci3n de voltaje, y por lo tanto en la calidad y economía del servicio eléctrico [RAMIREZ, 2009].

**l) Arm3nicos**

Es una componente sinusoidal peri3dica que est presente en las ondas de voltaje y/o corriente de un sistema de potencia, la frecuencia de dicha onda es múltiplo de la frecuencia fundamental, se forman debido al uso de cargas no lineales, y en general al uso de equipos que necesiten realizar conmutaciones en su operaci3n normal [GOMEZ, 2009].

## 2.7 CAPACIDAD DE CARGA EN LÍNEAS AÉREAS

En las líneas de distribución el aumento en la temperatura del conductor puede ocasionar pérdidas de energía, bajos niveles de tensión e inestabilidad en el sistema. En la mayoría de los casos se debe considerar la capacidad máxima de corriente que soporta el conductor, para ello es importante garantizar la operación bajo un límite estandarizado, evitando el incremento excesivo en las condiciones térmicas del mismo de forma que no afecte sus propiedades físicas y eléctricas. La operatividad del conductor bajo condiciones indeseadas puede ocasionar problemas en la conductividad, resistencia mecánica y en algunos casos el problema trasciende mucho más, afectando los sistemas de aislamiento que soportan dichos conductores [RAMIREZ, 2009], [GOMEZ, 2006].

## 2.8 PROTECCIÓN DE SISTEMAS DE DISTRIBUCIÓN

Las funciones que deben cumplir las protecciones en un sistema de distribución, es igual que en las demás sub-divisiones del sistema eléctrico, detectar, localizar y aislar las condiciones de falla, evitando en lo posible daños al sistema y causando mínimo disturbio a los consumidores.

En todo Sistema de Distribución las protecciones aparte de las funciones que se mencionan anteriormente, debe cumplirse con los siguientes objetivos:

- Prevenir daños a los equipos y circuitos.
- Prevenir de riesgos eléctricos al público y al personal de la Empresa de Servicio.
- Garantizar un alto nivel de servicio, evitando al máximo las interrupciones producto de la falta de mantenimientos, de forma que se minimicen las salidas que ocasionan daños a los equipos de los usuarios [RAMIREZ, 2009], [ALBARRÁN, 2007].

En distribución el objetivo principal es mantener el servicio, por lo tanto, se trata en lo posible de despejar la falla sin ameritar interrupciones que afecten tramos aledaños o incluso la

desconexión del tramo desde la subestación. Para obtener un sistema bien diseñado y que opere de manera efectiva se deben tomar en cuenta aspectos importantes como:

### **2.8.1 Confiabilidad:**

Es uno de los aspectos fundamentales en los sistemas de distribución, refiere al término cualitativo, indicando el grado de seguridad que se tiene de disposición del servicio.

La percepción del cliente sobre la confiabilidad del servicio es afectada por la frecuencia y duración de las interrupciones, por lo tanto, el esfuerzo para mejorar la confiabilidad debe estar dirigido a estos dos aspectos.

### **2.8.2 Interrupción:**

Típicamente se describe como una pérdida de servicio más prolongada que para el caso normal de recierre, del reconector o del interruptor operado. Luego, se puede definir como una pérdida de servicio de un mínimo de un minuto.

### **2.8.3 Fallas en los sistemas de distribución:**

Pueden ser temporales y permanentes, según su naturaleza:

Una **Falla Temporal** tiene su origen en el periodo transitorio, por tanto si la falla puede ser despejada antes de que el arco cause daños permanentes en el circuito, el servicio puede ser reestablecido inmediatamente [RAMIREZ, 2009], [VALDERRAMA, 1995].

Una **Falla Permanente** es esa pérdida de servicio en la cual ocurre daño, cuando ocurre una falla permanente, la línea se desenergiza, desde los respectivos seccionadores y una cuadrilla de mantenimiento debe viajar al sitio para corregirla y restablecer el servicio. Estas fallas se registran como una Interrupción en los reportes de operación.

## 2.8.4 Dispositivos de protección para sistemas de distribución:

En los sistemas de distribución se usan diversos equipos de protección, como fusibles, reconectores, seccionadores, relés de sobrecorriente, relés direccionales entre otros. A continuación, se estudiarán, de manera breve y detallada, cada uno de los dispositivos que se encuentran presente en el circuito en estudio. [RAMIREZ, 2009], [ALBARRÁN, 2007].

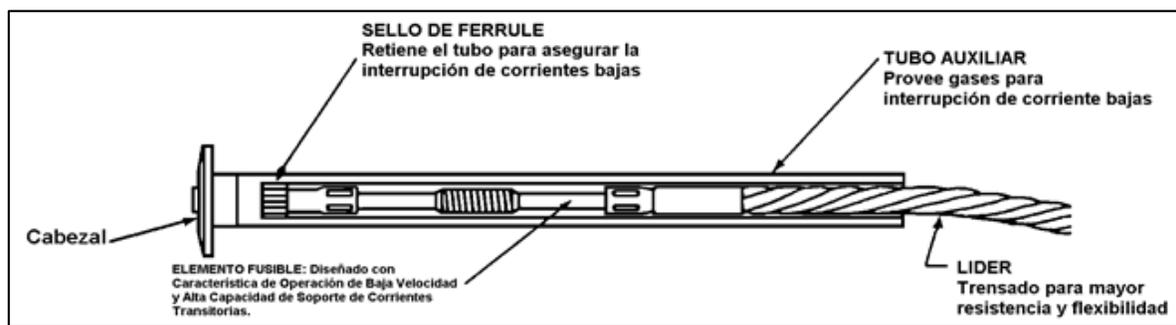
### 2.8.4.1 Fusibles

Son dispositivos que protegen de sobrecorriente los circuitos, mediante una membrana de material sensible a ciertas temperaturas la cual al calentarse por el paso de la corriente se funde y abre el circuito [ANSI C37.40].

Este dispositivo es el más común y uno de los más usados para proteger los sistemas de distribución, se divide en dos tipos, los cuales son:

#### a) Fusibles de Filamentos o Lámina:

La composición física se centra fundamentalmente en tres partes: El cabezal, elemento fusible y líder (ver figura 2.2). El elemento fusible esta normalizado y se puede conseguir tabulado para los diferentes valores de corriente utilizados en el mercado [VALDERRAMA, 1995].



**Figura 2.2** - Construcción Típica Láminas Fusible [VALDERRAMA, 1995].

**b) Fusibles Limitadores de Corriente:**

Son fusibles cuya función principal es evitar que la corriente de cortocircuito alcance el valor máximo (pico) disponible, para ello se debe cumplir que el tiempo de fusión del fusible debe ser menor a un cuarto de ciclo y su tiempo de despeje (tiempo de fusión + tiempo de arqueo) menor a medio ciclo. [RAMIREZ, 2009], [VALDERRAMA, 1995].

**2.8.4.2 Cortacorriente Porta Fusible**

En este caso el elemento fusible utiliza un dispositivo como soporte, que funciona también como un interruptor de arco y que es usado en la mayoría de ocasiones como seccionador de maniobra. Este dispositivo se le conoce como Cortacorriente (CUT-OUTS) [RAMIREZ, 2009].

Los cortacorrientes para líneas aéreas de distribución se dividen en:

- a) Cerrados
- b) Abiertos
- c) De lámina abierta. La figura 2.3 muestra estos tres tipos.

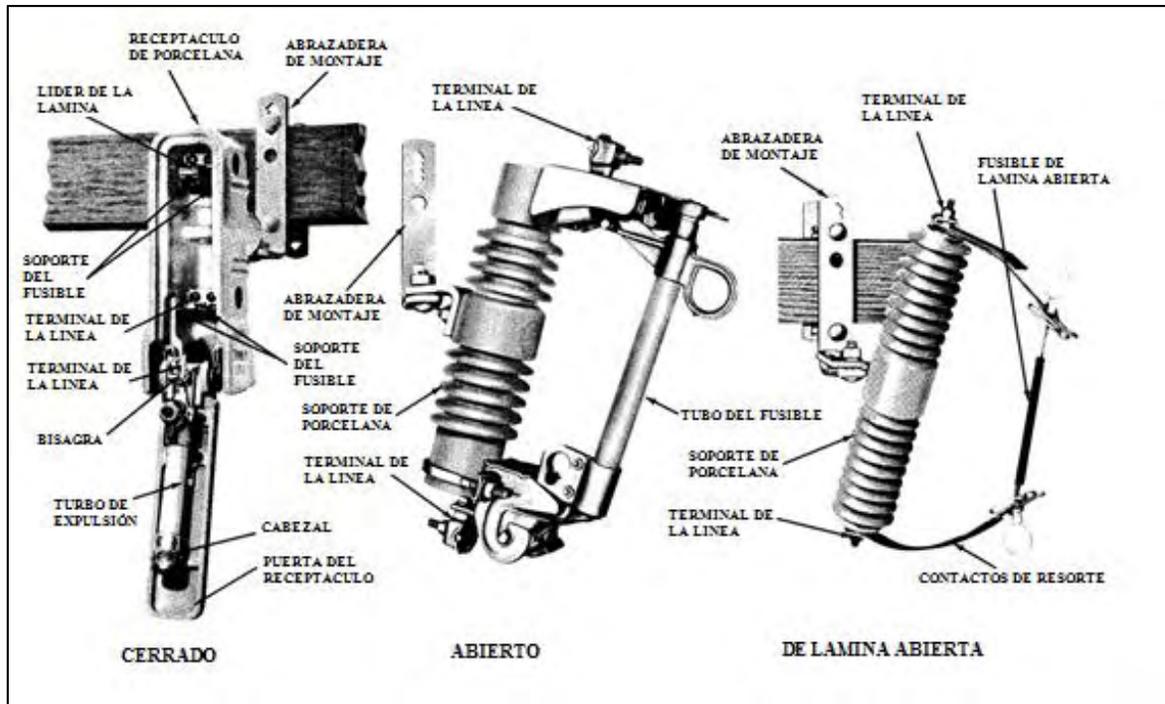


Figura 2.3 - Cortacorriente para Distribución. [VALDERRAMA, 1995].

- **Curva Característica de un Fusible**

La curva característica de un fusible se puede separar en las siguientes partes, tal como se muestra en la Figura 2.4. [DÁVILA, 2012].

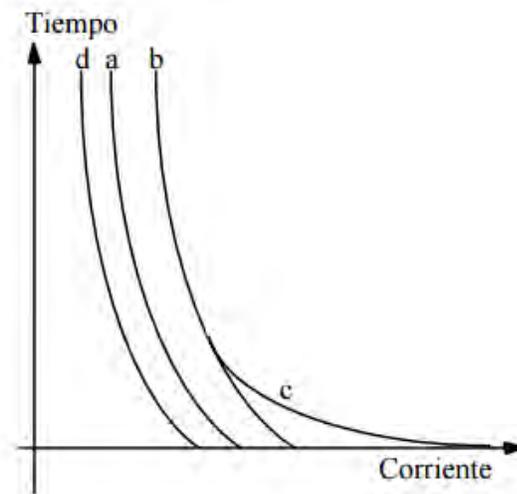


Figura 2.4 – Curva características de operación del fusible [DÁVILA, 2012].

- a) Curva de tiempo mínimo de fusión: Relaciona la corriente con el tiempo mínimo al cual el fusible se funde.
- b) Curva de tiempo máximo de fusión o de aclaramiento: Se obtiene adicionando un margen de tolerancia (en corriente) a la curva a.
- c) Curva de tiempo total para la extinción del arco: Se obtiene adicionando a la curva b, el tiempo necesario para la completa extinción del arco.
- d) Curva tiempo-corriente de corta duración: Relaciona la corriente y el tiempo máximo permisible para que el fusible no quede debilitado en caso de sobrecargas de corta duración. Se obtiene estableciendo un margen debajo de la curva a.

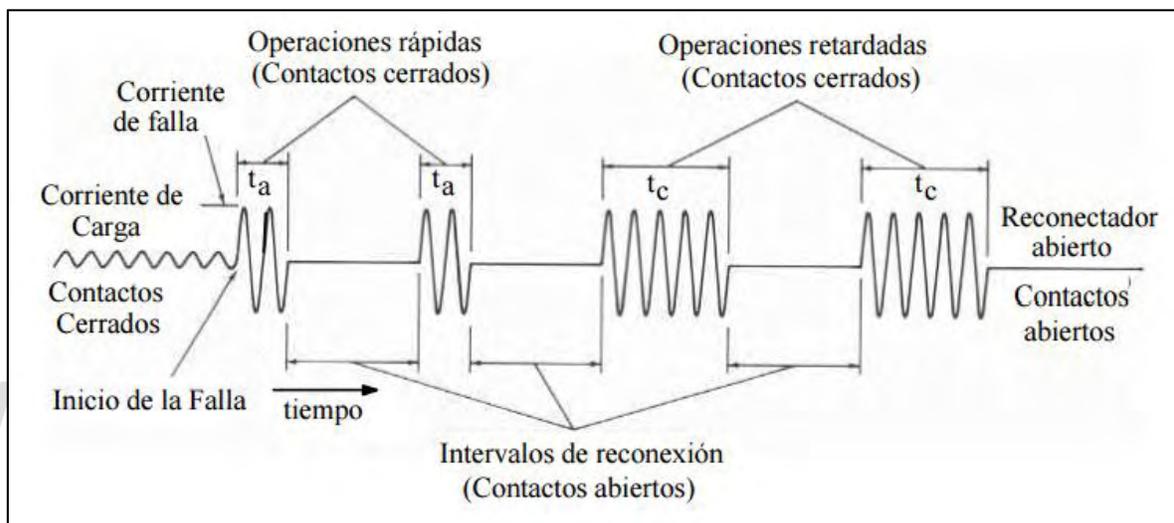
#### **2.8.4.3 Reconectores Automáticos de Línea (RECLOSER)**

Es un dispositivo de protección autocontrolado que se utiliza para interrumpir y recerrar de manera automática circuitos de corriente alterna, con una secuencia predeterminada de aperturas y recierre, seguidas por un cierre permanente con reposición de conteo o apertura permanente [ANSI C37.60] [RAMIREZ, 2009], [VALDERRAMA, 1995].

- **Clasificación de los Reconectores:**
  - a) Por su tipo
    - Trifásicos
    - Monofásicos
  - b) Por su tipo de control
    - Hidráulicos
    - Electrónicos: Analógicos y Digitales
  - c) Por su medio de interrupción
    - En aceite
    - Al vacío
    - SF6

- **Característica de Operación:**

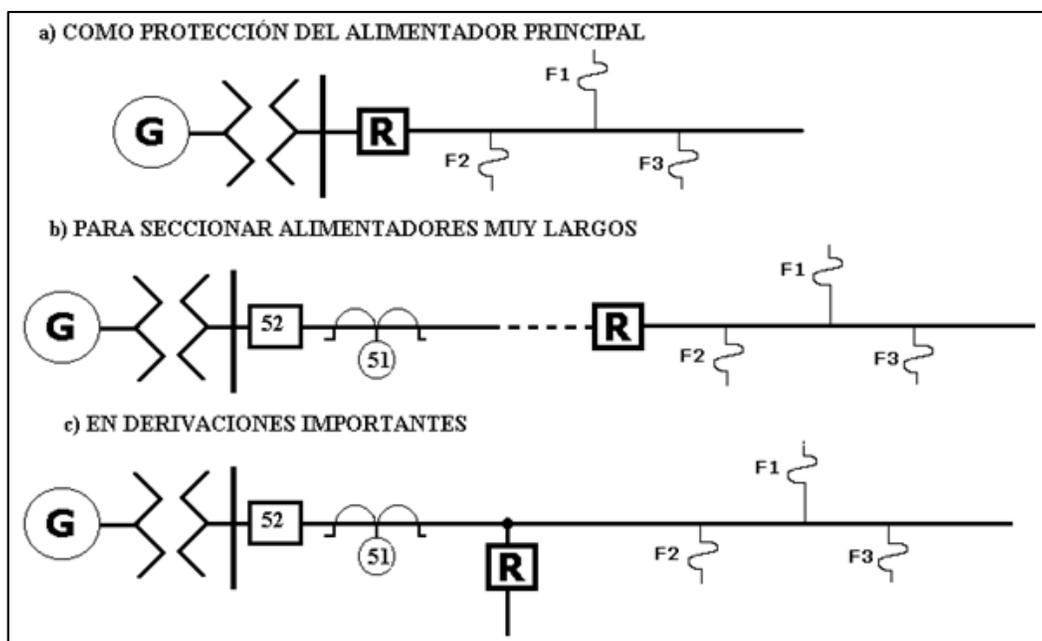
Estos dispositivos constan de dos tipos de curvas, una de operación rápida y una segunda de operación retardada. En la figura 2.5 se muestra la secuencia de operación típica de un reconectador para abrir en caso de una falla permanente, asumiendo que la programación está dispuesta para dos aperturas rápidas y dos aperturas lentas. [VALDERRAMA, 1995].



**Figura 2.5** - Características de operación de fusibles. [VALDERRAMA].

- **Aplicaciones de los reconectadores:**

Los reconectadores se pueden usar en cualquier parte del sistema donde los valores nominales del reconectador sean adecuados a los requerimientos del sistema.



**Figura 2.6 - Aplicación de los Reancladores**

También se localizan Sobre las líneas a distancia de las subestaciones para seccionar alimentadores- muy largos y evitar la pérdida de todo el alimentador para fallas al final de la línea. [VALDERRAMA, 1995].

#### 2.8.4.4 Características del Reanclador Ubicado en la Subestación Santa Cruz de Mora

- **Reanclador NOVA**

- Se usa junto con un control de restaurador de Cooper Power Systems basado en microprocesador.
- Trifásico y con interrupción por vacío
- Diseñado para sistemas de distribución de energía eléctrica de hasta  $34.5 \text{ kV}$ .
- Disponible con dos alternativas de configuración: interfaz con alimentación por control e interfaz con alimentación auxiliar.
- Sistema aislante de polímero sólido no depende del dieléctrico gaseoso, líquido, ni en espuma.
- Resistente al ozono, oxígeno, humedad, contaminación y luz ultravioleta.

- Posee tres módulos interruptores de polímero sólido un transformador de corriente encapsulado y una caja de aluminio estándar.
- Es adecuado para funcionar a temperaturas de  $-40^{\circ}\text{C}$  a  $+55^{\circ}\text{C}$ .

- **Control del reconectador NOVA Form6 de la marca COOPER**

El control de restauradores controlados por microprocesador Kyle Forma 6 de montaje en poste incluye funciones completas de protección del sistema, incluyendo protección contra sobrecorrientes de fase, tierra y secuencia negativa, sobrefrecuencia/subfrecuencia y protección contra voltaje, dirección de flujo de potencia, falla a tierra sensible y comprobación de sincronismo.

Las herramientas de análisis que ofrece incluyen la localización de fallas, registro de eventos, administrador de perfil de datos y funciones de oscilógrafo. Las funciones de Medición incluyen demanda y corriente instantánea por cada fase, voltaje instantáneo y factor de potencia por cada fase, potencial (real, activa y aparente) por cada fase o total. Los componentes simétricos de los voltajes y corrientes se despliegan junto con el consumo de kilovatios-hora para la medición de la energía. También se incluye la medición de frecuencias armónicas de la 2ª a la 15ª. En la figura 2.7 se muestra el reconectador y su dispositivo de control.



**Figura 2.7** – Reconectador Nova y Dispositivo de control.

[[http://www.cooperindustries.com/content/dam/public/powersystems/resources/library/280\\_ReclosersControls/S280421S.pdf](http://www.cooperindustries.com/content/dam/public/powersystems/resources/library/280_ReclosersControls/S280421S.pdf)]

*Nota: Se puede conseguir más información acerca de estos dispositivos en sus respectivos manuales que se encuentran adjuntos en la carpeta protecciones del cd.*

## 2.8.5 Coordinación de dispositivos de protección

Es el proceso de seleccionar o ajustar los dispositivos de protección, de tal forma que sus tiempos de operación sean progresivamente mayores, a medida que se acerquen a las fuentes de suministro, de manera que las fallas permanentes sean despejadas por el dispositivo más cercano a ellas del lado de la fuente, tratando de garantizar la selectividad del sistema.

Cuando se tiene dos o más dispositivos en serie en un sistema, el dispositivo más cercano a la falla del lado de alimentación es el dispositivo protector, y el siguiente más cercano del lado de la alimentación es el dispositivo "respaldo" o protegido. Ver Figura 2.6

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 al bloqueo (restaurador).

- **Principios Generales de Coordinación**

- a) Aquella protección que se encuentre más cerca a la falla (local) debe despejarla, sea esta permanente o transitoria, antes que el dispositivo de respaldo opere en caso de no tener reconexión automática o antes que agote las reconexiones en caso de tenerlas.
- b) Las interrupciones deben restringirse al mínimo en fallas permanentes, tanto en el tramo de línea conectada como en el tiempo de duración. [Dávila, 2012]

### 2.8.5.1 Criterios de Coordinación

- **Dimensiones de Fusibles:**

En el caso de fusibles que protegen circuitos ramales se tomaran en cuenta los siguientes criterios. [DÁVILA, 2012]:

$$I_{n \text{ fusible}} > K * I_{\text{derivación}} \quad (2.5)$$

$$I_{\text{fusible}} (0.1s) > 12 * K * I_{n \text{ derivación}} \quad (2.6)$$

$$I_{\text{fusible}} (0.1s) > 12 * K * I_{n \text{ derivación}} \quad (2.7)$$

Donde:

$I_{\text{derivación}}$  → Corriente de los equipos de consumo conectados a la derivación.

$I_{CCmin}$  → Corriente de cortocircuito mínima.

$I_{n \text{ derivación}}$  → Corriente nominal de los equipos de consumo conectados a derivación.

$K$  → Factor de crecimiento. En nuestro caso se utilizará un factor de (1,2) ya que la carga en su mayoría es de tipo residencial.

- **Dimensión de los Reconectores:**

**Por fase:** primero se calcula la corriente del tramo a proteger ( $I_n$ ).

$$I_n \geq K * (I_{Cmax}) \quad \text{ó} \quad I_n \geq I_{CCmin \text{ trifásica del circuito}} \quad (2.8)$$

La corriente instantánea se ajustará al 80 % de la falla 3F en el primer tramo.

**Nota:** para coordinación de fase se tomará en cuenta las corrientes mínimas y máximas trifásicas ( $I_{CCmin \ 3\phi}$  y  $I_{CCmax \ 3\phi}$ ).

**Por neutro:** se considera un desbalance entre un 20% y 30% de tal forma que la corriente de disparo por el neutro ( $I_{dn}$ ) está determinada por:

$$0.2 * (I_{Cmax}) \leq I_{dn} \leq \frac{I_{CC_{1\phi min}}}{1.5} \quad (2.9)$$

La corriente instantánea se ajustará al 80 % de la falla a tierra en el primer tramo.

*Nota:* para coordinación de tierra se tomará en cuenta las corrientes mínimas y máximas monofásicas ( $I_{ccmin} I\Phi$  y  $I_{ccmax} I\Phi$ ).

### 2.8.5.2 Coordinación Fusible-Fusible

Cuando en un circuito de distribución se encuentran dos o más fusibles en serie, es indispensable realizar una coordinación, de tal forma que para cualquier falla en el lado del fusible protector, éste debe despejar la falla antes de que el fusible protegido alcance su temperatura de fusión. De este objetivo se establecen las reglas siguientes [VALDERRAMA, 1995]:

- El tiempo mínimo de fusión del Fusible Protegido (F1) para la máxima corriente de falla posible en el Fusible Protector (F2),  $t_{mf-F1-(Ifmax-F2)}$ , debe ser mayor o igual al cociente entre el tiempo máximo de despeje del fusible protector para la máxima corriente de falla en F2,  $t_{MD-F2-(Ifmax-F2)}$ , dividido entre el factor de coordinación FC (ver Figura 2.5).

$$t_{mf-F1-(Ifmax-F2)} \geq \frac{t_{MD-F2-(Ifmax-F2)}}{F.C} \quad (2.10)$$

- La corriente máxima de carga en el punto de aplicación de los fusibles no debe exceder la capacidad continua de transporte de corriente del fusible.

$$I_{MAX.CARGA} \leq I_{MAX} \quad (2.11)$$

El problema radica ahora, en la determinación del factor de coordinación. Este factor debe asegurar que el fusible protector se funda e interrumpa la corriente de falla sin que el fusible protegido alcance su temperatura de fusión, luego, debe tomar en cuenta las variaciones en las condiciones de trabajo y las posibles fuentes de error.

### 2.8.5.3 Coordinación Reconectador-Fusible

La coordinación entre un reconectador y un fusible, se puede obtener usando métodos basados en las curvas tiempo-corriente ajustadas por un factor de multiplicación.

Se presentan dos casos: cuando el fusible está del lado de la fuente o cuando el fusible está del lado de la carga. Los objetivos de coordinación son diferentes para estas dos situaciones [VALDERRAMA, 1995].

**a) Coordinación Reconectador con Fusible de la Fuente:**

El objetivo es permitir que el reconectador efectúe su secuencia completa de operación sin que el fusible alcance su temperatura de fusión. Se deben tener en cuenta además de los factores ya analizados (tolerancia de las curvas, temperatura ambiente, pre-carga y pre-daño), el efecto acumulativo de calor en el fusible por las múltiples operaciones del reconectador.

**b) Coordinación Reconectador con Fusible de la Carga:**

Este esquema permite “dar dos oportunidades” a las fallas, que ocurran delante del fusible, de ser transitorias mediante dos operaciones rápidas con recierre del reconectador. Si luego del segundo intento de recierre la falla permanece, se declara falla permanente y el fusible debe fundirse y despejar la corriente de falla antes de que el reconectador vuelva a operar según su característica lenta. Las operaciones rápidas del reconectador no deben permitir daños en el fusible, incluyendo los factores de coordinación y el efecto acumulativo de calor durante las operaciones rápidas con intervalos de recierre cortos. Las operaciones lentas deben ser suficientemente retrasadas para permitir la operación completa del fusible antes de que el reconectador se abra nuevamente.

## **CAPÍTULO III**

### **DESCRIPCIÓN DEL ÁREA EN ESTUDIO.**

En el capítulo que se presenta a continuación se explicara de manera breve la zona donde se llevó a cabo el estudio, así como tablas y gráficos, algunos suministrados por la empresa y otros encontrados durante el desarrollo de la investigación. Además de estar la descripción del sistema eléctrico con sus respectivos diagramas unifilares y una explicación detallada del estado actual del circuito número dos San Felipe-Mesa Bolívar de la subestación Santa Cruz de Mora.

#### **3.1 DESCRIPCIÓN GEOGRÁFICA**

Santa Cruz de Mora se localiza en la región de los Andes Venezolanos, ubicada en la sección media baja del valle del río Mocoties, se encuentra localizada geográficamente entre los paralelos  $08^{\circ}23'58''$  y  $08^{\circ}25'22''$  de latitud Norte y los meridianos  $71^{\circ}40'04''$  y  $71^{\circ}40'21''$  de longitud Oeste; administrativamente pertenece a la jurisdicción del Municipio Antonio Pinto Salinas siendo la capital del mismo y representando un 8% de la superficie del Municipio, posee una altura aproximada de 622msnm.

#### **3.2 DESCRIPCIÓN DEL SISTEMA ELÉCTRICO**

##### **3.2.1 Descripción del Sistema de Subtransmisión:**

La subestación Tovar es una subestación de Transmisión atendida, es servida actualmente en  $115\text{ kV}$  mediante las siguientes líneas: Planta Páez-Mérida II-Ejido-Tovar y Vigía II-Vigía I-Tovar, estas líneas de  $115\text{ kV}$  llegan hasta la S/E TOVAR y continúan hacia

la S/E Grita I y la S/E Grita II, conformando así un circuito interconectado. En la figura 3.1 se muestra el diagrama unifilar de la subestación Tovar, este diagrama muestra la conexión y arreglo de los equipos eléctricos presentes en la misma, es decir, barras, puntos de conexión, transformadores de potencia, acoplamiento entre bahías, interruptores, además se pueden observar las diferentes salidas a niveles de tensión de 34,5 KV que posee la subestación.

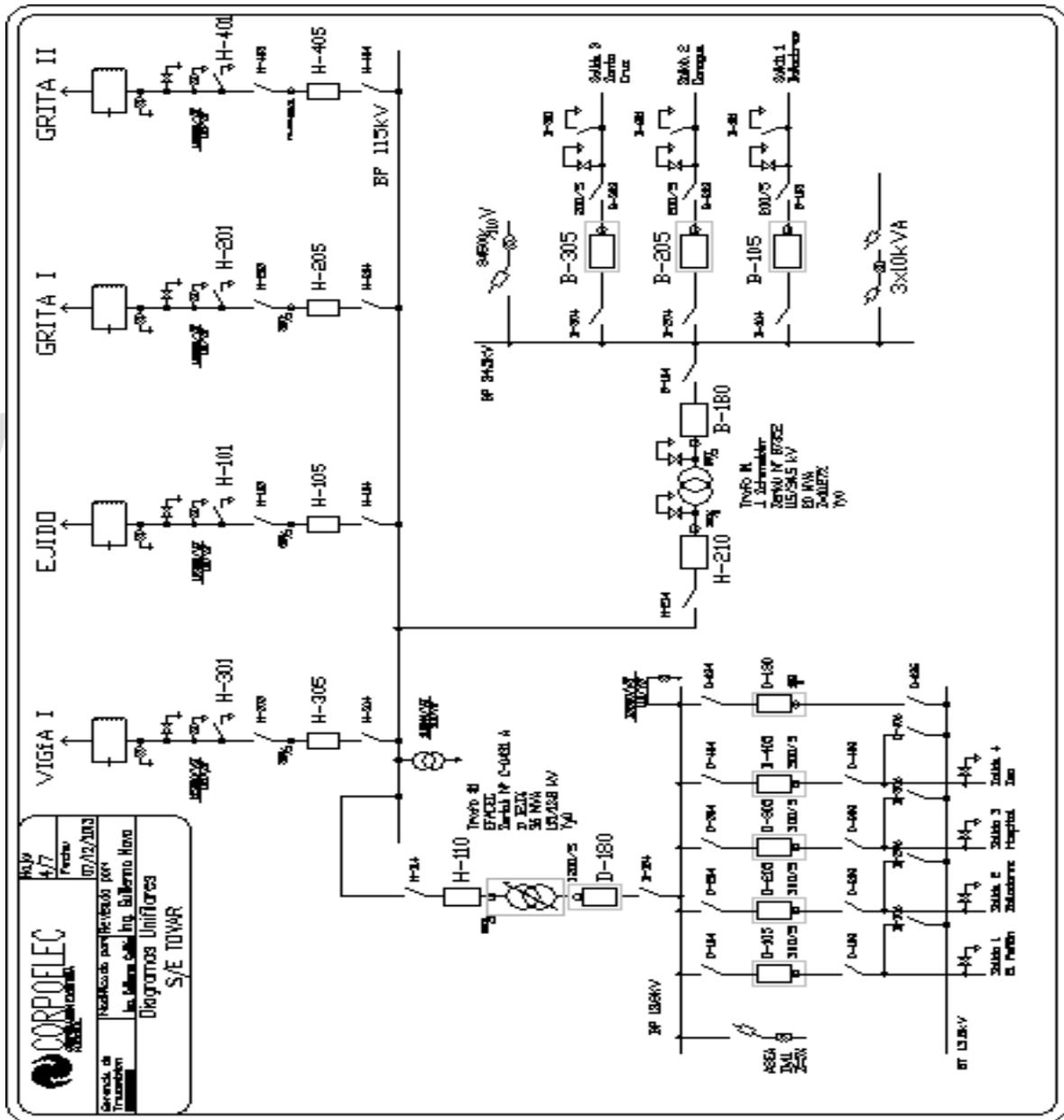


Figura 3.1 - Diagrama Unifilar S/E Tovar. [CORPOELEC, 2012]

### 3.2.2 Características de las Líneas de Subtransmisión

- **Vigía I - Tovar:**

**Línea:** 115 KV

**Longitud:** 144,2 km

**Conductor:** 336,4 MCM

**Cable de guarda:** 3/8" AG

- **Ejido - Tovar:**

**Línea:** 115 KV

**Longitud:** 47,59 km.

**Conductor:** 336,4 MCM

**Cable de guarda:** 3/8" AG

- **Tovar-Santa Cruz:**

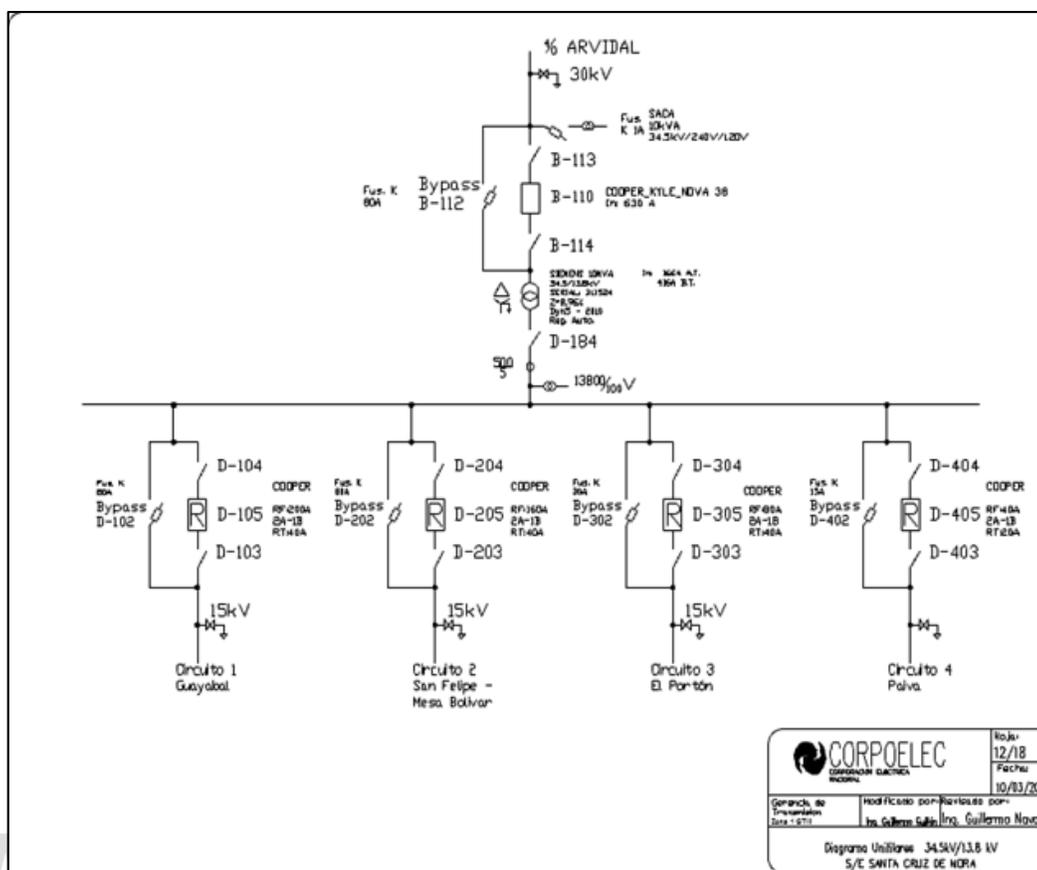
**Línea:** 34.5 KV

**Longitud:** 12 km.

**Conductor:** 3# 4/0 ARV

### 3.2.3 DESCRIPCIÓN DE LA SUBESTACIÓN SANTA CRUZ DE MORA.

La subestación Santa Cruz de Mora es una subestación radial tipo II, no atendida, está ubicada a 20 Km. aproximadamente de la S/E Tovar. El calibre del conductor del circuito de Subtransmisión que las une es 4/0 de tipo Arvidal. La subestación dispone de un transformador marca Siemens de 10 MVA de refrigeración ONAN (aceite y aire no forzado) con tensión primaria de 34,5 kV y cuatro salidas de líneas activas a 13,8 kV que alimenta cuatro (04) circuitos de distribución, (D-105) El Guayabal, (D-205) San Felipe-Mesa Bolívar, (D-305) El Portón y (D-405) Paiva. En la figura 3.2 se muestra el diagrama unifilar de la subestación Santa Cruz de Mora.



**Figura 3.2** - Diagrama Unifilar S/E Santa Cruz de Mora. [CORPOELEC, 2012]

Todos los circuitos antes mencionados presentan las características típicas de un circuito radial, siendo el circuito número dos uno de los que aportan mayor TTI (Tiempo Total de Interrupción) en la ciudad de Mérida, ubicándose en la posición 4, razón por la cual se escogió como objeto de estudio.

### 3.3 SITUACIÓN ACTUAL DEL CIRCUITO D-205 SAN FELIPE-MESA BOLÍVAR

El centro de servicio Mocoties perteneciente a la empresa eléctrica CORPOELEC en búsqueda de desempeñar su misión de garantizarles a los usuarios un servicio eficiente, confiable y sostenible, somete a estudios sus diferentes redes de distribución con el objetivo de mejorar la calidad de servicio eléctrico.

Hoy en día el circuito D-205 San Felipe-Mesa Bolívar presenta un constante crecimiento poblacional, debido a esto y a las constantes interrupciones que se presentan por la actuación del dispositivo de protección ubicado en la subestación Santa Cruz de Mora, el centro de servicio Mocoties se ve en la necesidad de realizar un estudio de carga y análisis del estado actual de funcionamiento del circuito.



**Figura 3.3** - Grafico en Excel del Registro de Eventos del Reconectador NOVA D-205 [CORPOELEC, 2012].

### 3.3.1 Recopilación de información:

Al momento de visitar el centro de servicio Mocoties en el municipio Tovar se pudo constatar que para la fecha la empresa no tenía el plano geográfico del circuito en estudio, solo contaba con una parte que debía ser completada y actualizada.

La investigación como se describe en la metodología fue de tipo combinada, se buscó la información necesaria para realizar el análisis de Demanda, mediante el registro de carga del Reconectador NOVA. La empresa CORPOELEC suministró las hojas de cálculo en Excel que

poseen información de los registros de carga del Reconector NOVA; el reconector realiza registros de corrientes de Fase (Ia, Ib e Ic) como se aprecia en la figura 3.4.

Record	Date	Time	Type	Demand(Ia:pri)	Demand(Ib:pri)	Demand(Ic:pri)	Demand(Ig:pri)
1	07-04-2016	13:00:00	Periodic	80,2779	80,8315	67,746	0,79827
2	07-04-2016	12:30:00	Periodic	80,1368	81,2148	67,4834	0,807549
3	07-04-2016	12:00:00	Periodic	82,0467	82,6891	69,1455	0,814804
4	07-04-2016	11:30:00	Periodic	79,5496	78,281	66,0248	0,804002
5	07-04-2016	11:00:00	Periodic	81,0288	80,1027	67,0753	0,808203
6	07-04-2016	10:30:00	Periodic	83,1373	82,9898	68,2681	0,807159
7	07-04-2016	10:00:00	Periodic	5,76129	5,79189	4,39469	0,0800733
8	07-04-2016	09:30:00	Periodic	0,0606995	0,058087	0,0534971	0,00170226
9	07-04-2016	09:00:00	Periodic	0,0701697	0,0778218	0,0615775	0,00153871
10	07-04-2016	08:30:00	Periodic	1,1887	1,16412	0,996611	0,0132437
11	07-04-2016	08:00:00	Periodic	74,3464	73,4619	63,4971	0,808685
12	07-04-2016	07:30:00	Periodic	73,411	73,5618	63,543	0,818544
13	07-04-2016	07:00:00	Periodic	71,2046	71,7802	62,6636	0,820722
14	07-04-2016	06:30:00	Periodic	73,796	75,2197	65,825	0,8193
15	07-04-2016	06:00:00	Periodic	72,7638	74,3427	65,6258	0,818188
16	07-04-2016	05:30:00	Periodic	72,2431	73,1385	65,6144	0,822889
17	07-04-2016	05:00:00	Periodic	72,2796	72,2455	65,4849	0,823674
18	07-04-2016	04:30:00	Periodic	70,9396	70,8138	64,5761	0,823999
19	07-04-2016	04:00:00	Periodic	69,4125	68,9809	62,8585	0,821989
20	07-04-2016	03:30:00	Periodic	69,3926	68,9292	62,807	0,817793
21	07-04-2016	03:00:00	Periodic	70,1886	69,654	63,3173	0,81783
22	07-04-2016	02:30:00	Periodic	70,7486	69,7887	63,4191	0,813768
23	07-04-2016	02:00:00	Periodic	71,2512	70,5443	64,4964	0,812918
24	07-04-2016	01:30:00	Periodic	72,199	70,9759	65,3156	0,81159

**Figura 3.4** - Hoja en Excel del Registro de Carga del Reconector NOVA D-205.

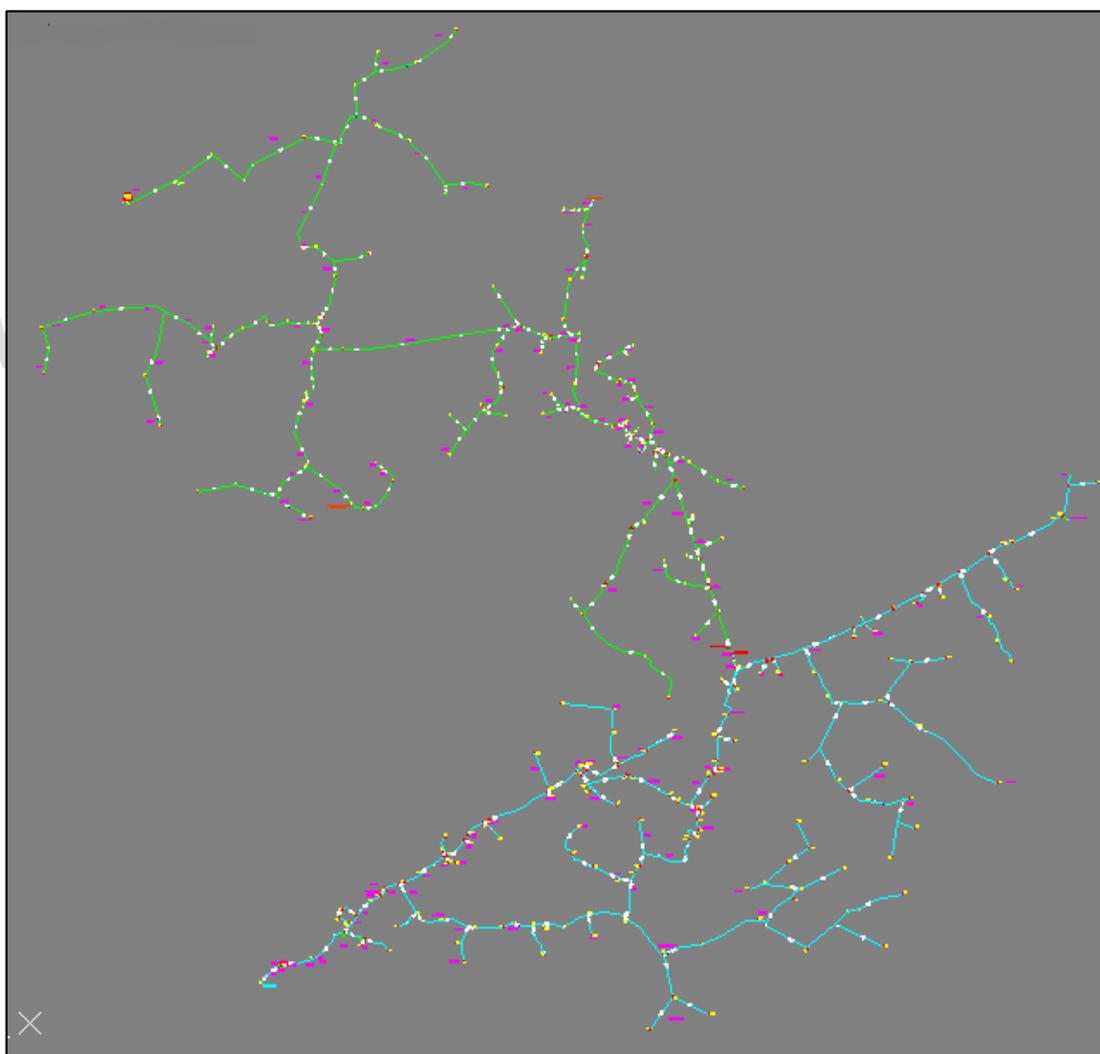
Las salidas de campo fueron de gran ayuda al momento de hacer el levantamiento y actualización del circuito, con el apoyo del liniero designado por el jefe de mantenimiento del centro de servicio Mocoties se hizo un recorrido poste a poste (troncal y derivaciones) para verificar las condiciones de los mismos, llevando un registro del tipo de montaje existente así como de su sistema de coordenadas universal de Mercator (en inglés Universal Transverse Mercator, UTM) para poder tener geoposicionado el circuito en su totalidad.

Con estos datos se llenaron unas planillas donde se describe el tipo de montaje en media tensión, calibre del conductor, número de conductores, bancos de transformación y las condiciones en las que se encuentra.

**Tabla 3.1** - Formato planilla para el Levantamiento del Circuito.

<b>Circuito: D-205 Santa Cruz de Mora 13.8 KV</b>					
Numero	UTM	Montaje MT	Banco de Transformación	Calibre conductor	Condición

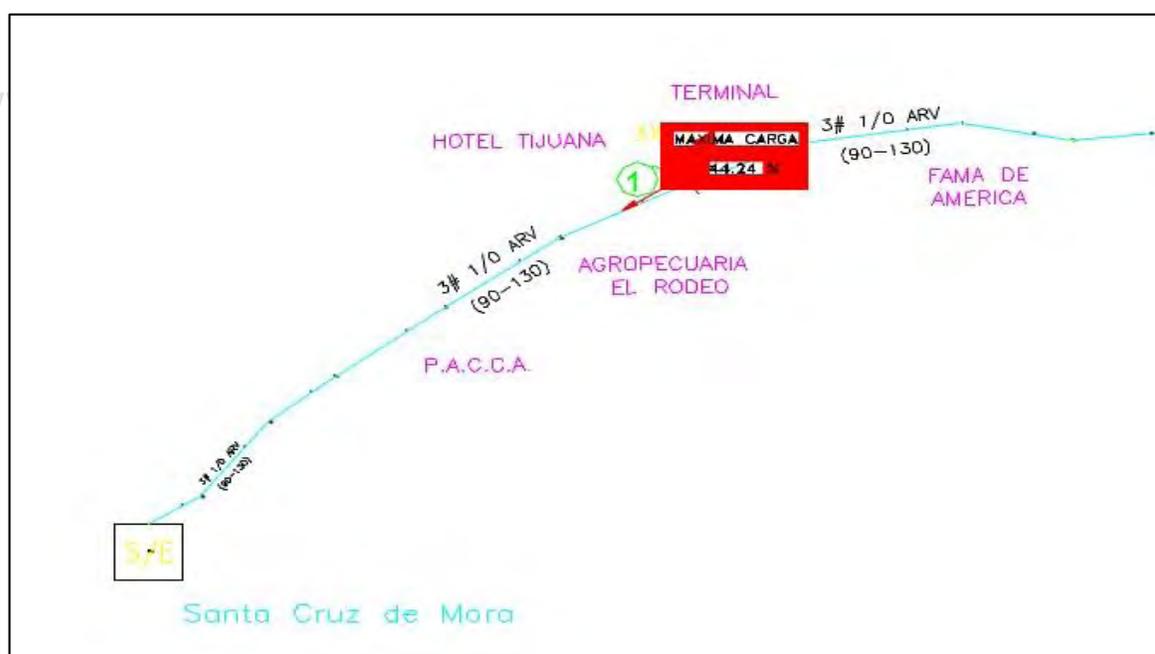
Con el uso del receptor GPS (Sistema de Posicionamiento Global) Garmin colorado 300 se realiza el registro de cada uno de los apoyos, haciendo un marcaje de puntos automáticos, que posteriormente se descargan en formato de texto. Los mismos se introducen a la herramienta AutoCAD®, donde se podrán completar las líneas del circuito en estudio.

**Figura 3.5** - Plano circuito D-205 San Felipe-Mesa Bolívar (Completo y actualizado)

### 3.3.2 Circuito D-205 San Felipe-Mesa Bolívar:

Este es un circuito rural, la mayoría de sus ramales son de difícil acceso, la troncal tiene conductor 3 # 1/0 ARV y 3 # 2 ARV y algunos de los ramales tienen calibre 2 # 2 ARV y 2 # 2 Cu, presenta máxima carga de 44.24% en el tramo 6 y una caída de tensión de 11.17% en el tramo 1017, por lo que amerita cambio del conductor en toda su troncal (esto se puede observar en la Figura 3.3 y 3.4)

El estudio de Flujo de Carga se realizó con la ayuda del PADEE (Programa de Análisis de Redes de Distribución); este programa realiza cálculos y análisis de flujo de carga en las redes de distribución de energía eléctrica, esta herramienta de programación es utilizada por el Departamento de División de estudios de CORPOELEC.



**Figura 3.6** - Máxima Carga del circuito D-205 San Felipe-Mesa Bolívar.



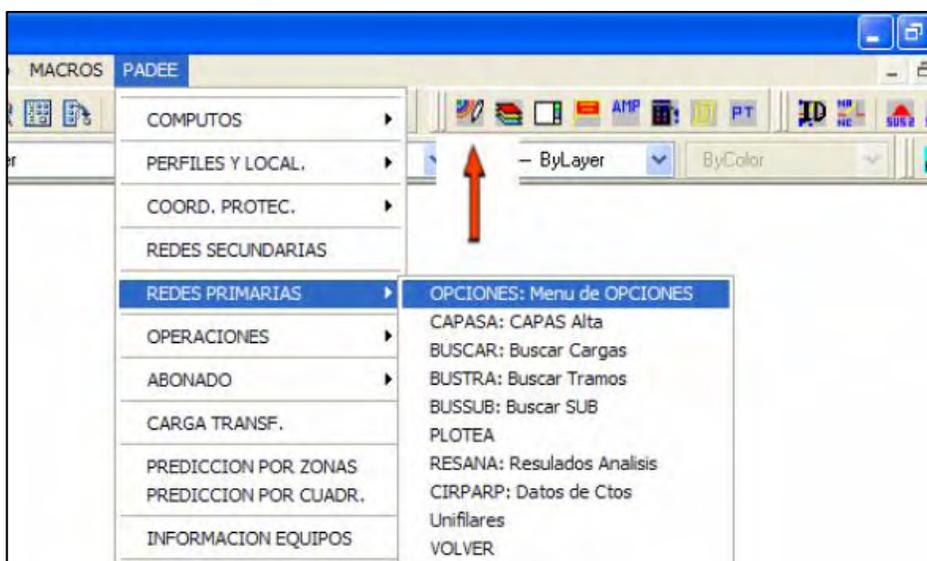
**Figura 3.7** - Máxima caída de Tensión del circuito D-205 San Felipe-Mesa Bolívar.

## 3.4 ANÁLISIS DEL ESTADO ACTUAL DEL CIRCUITO SEGÚN NORMAS CADAFE PARA REDES AÉREAS DE DISTRIBUCIÓN

### 3.4.1 NIVELES DE TENSIÓN

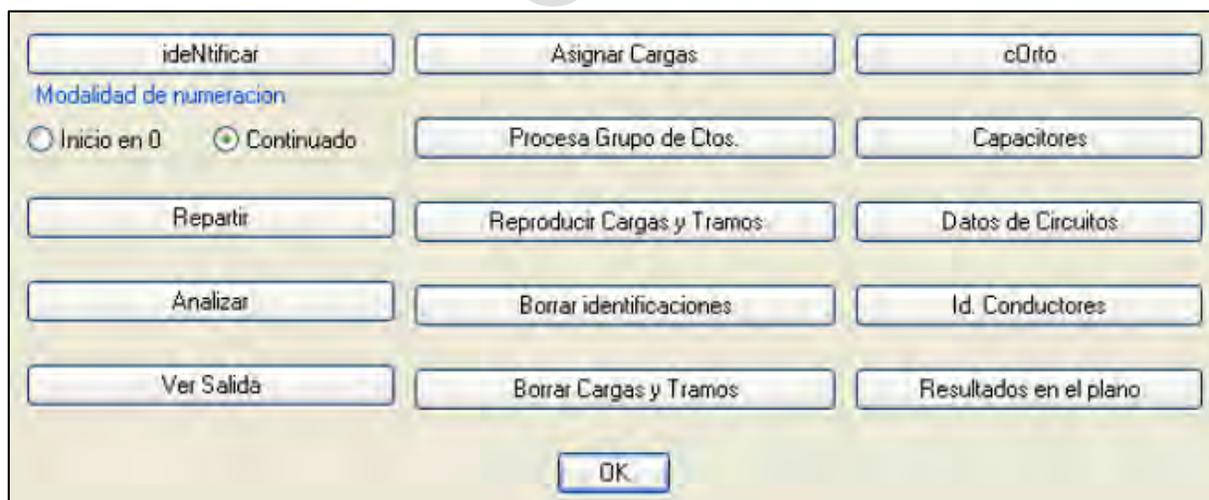
El cálculo de los niveles de tensión se hizo a través de una opción que contiene el PADEE que se conoce como PARP (Programa de Análisis de las Redes Primarias), el plano elaborado en AUTOCAD contiene la información de distancias, calibres, carga conectada a los circuitos y datos de la subestación, las cuales se utilizan para realizar cálculos eléctricos tales como: Caída de Tensión y Carga en cada tramo, niveles de cortocircuito, entre otros.

Para cargar el programa se debe seleccionar del menú desplegable la opción "Redes Primarias" y luego "Opciones", o haciendo click en el botón de la barra de herramientas como se aprecia en la figura 3.8.



**Figura 3.8 - Menú PADEE.**

El módulo PARP cuenta con un menú general donde se pueden apreciar todas las opciones disponibles para el usuario. Al seleccionar "Opciones" se despliega la siguiente ventana (ver figura 3.9).



**Figura 3.9 – Menú PARP.**

A continuación se hace una descripción breve de las opciones fundamentales para hacer el análisis del circuito:

- **Identificar:** esta opción identifica el circuito en estudio y toma todos sus datos de forma automática, para los cálculos de los parámetros eléctricos. Las cargas y tramos del circuito son numerados para hacer referencia en los cálculos.
- **Repartir:** realiza la repartición de carga del circuito, en forma proporcional a la capacidad instalada y la carga total asignada al inicio del circuito. En la tabla 3.2 se puede observar la máxima corriente registrada en el circuito San Felipe-Mesa Bolívar, siendo esta la utilizada en el programa para hacer el análisis con el peor de los casos.

**Tabla 3.2** - Corrientes máximas registradas entre los meses de Julio y Diciembre del año 2016

Circuito	Corriente Máxima (A). Año 2016					
	JUL	AGO	SEP	OCT	NOV	DIC
San Felipe-Mesa Bolívar	102	101	101	107	101	101

- **Analizar:** esta opción realiza los flujos de carga, basándose en los análisis efectuados anteriormente por el programa Repartir. Dicha opción indica en la línea de comando de AutoCAD los puntos más relevantes, además coloca banderas donde ocurre la máxima caída de tensión y la máxima carga en el circuito como se muestra en las figuras 3.6 y 3.7; los detalles del flujo de carga se pueden apreciar pulsando la opción ver salida, se crea un informe como el que se muestra a continuación en la figura 3.10

ANÁLISIS: Bloc de notas

Archivo Edición Formato Ver Ayuda

CIUDAD : SANTA CRUZ AYO : 2017 ALTERNATIVA : 1 FECHA : 10-OCT-10  
 PAG: 1 HORA : 11:17

CIRCUITO NO. 1 D205 - SAN FELIPE SANTA CRUZ DE MORA  
 TENSION FASE A FASE 13.80 KV  
 FACTOR DE POTENCIA 0.90 %  
 % DE TENSION EN BARRA 105. %

DEMANDA 2687. KVA 2417. KW 1175. KVAR

TRAM / CARGA	KVA CONECS PRESENT	CARGAS KW	CARGAS KVAR	LONGIT KM	CONDUCTOR TIPO	% CARGA	IMPEDANCIA RESIS	IMPEDANCIA REACT	CARGA/TRAMO KW	CARGA/TRAMO KVAR	PCT DE CAIDA TRAM. ACUM.	% KVLL	PERD. /SECC. KW	PERD. /SECC. KVAR	CORRIENTE AMPS	
1.....3	FASE	0.00	0.00	0.036	1/0 ARV	44.24	0.021	0.016	2417.	1175.	0.03	0.03	104.97	0.7	0.6	107.1
1	0.00	0.00	0.00													
2.....3	FASE	0.00	0.00	0.067	1/0 ARV	44.24	0.038	0.030	2416.	1174.	0.06	0.10	104.90	1.3	1.0	107.1
2	0.00	0.00	0.00													
3.....3	FASE	0.00	0.00	0.050	1/0 ARV	44.24	0.029	0.023	2415.	1173.	0.05	0.15	104.85	1.0	0.8	107.1
3	0.00	0.00	0.00													
4.....3	FASE	0.00	0.00	0.082	1/0 ARV	44.24	0.046	0.037	2414.	1172.	0.08	0.22	104.78	1.6	1.3	107.1
4	0.00	0.00	0.00													
5.....3	FASE	0.00	0.00	0.085	1/0 ARV	44.24	0.048	0.038	2412.	1171.	0.08	0.30	104.70	1.7	1.3	107.1
5	0.00	0.00	0.00													
6.....3	FASE	0.00	0.00	0.084	1/0 ARV	44.24	0.048	0.038	2411.	1170.	0.08	0.38	104.62	1.7	1.3	107.1
6	0.00	0.00	0.00													
8.....2	FASE	45.00	14.00	0.029	2 ARV	0.50	0.026	0.014	14.	6.	0.00	0.38	104.62	0.0	0.0	0.9
8	45.00	14.00	6.00													
INICIANDO RAMA EN																
7.....3	FASE	0.00	0.00	0.074	1/0 ARV	44.00	0.042	0.033	2395.	1162.	0.07	0.45	104.55	1.4	1.1	106.5
7	0.00	0.00	0.00													

**Figura 3.10** - Análisis de carga del Circuito San Felipe-Mesa Bolívar en el programa PARP.

Para verificar las condiciones del circuito con respecto a la caída de tensión se hace referencia al capítulo 42-87 de las normas de diseño para líneas de alimentación y redes de distribución CADAFE, normas con la que se rigen actualmente los proyectos de distribución en la empresa CORPOELEC.

- "Caída de tensión permitida en sistemas de distribución aéreos en condiciones normales"
  - ✓ Áreas urbanas:
 

*Porcentaje de caída de tensión en el primario = 3.5%*
  - ✓ Áreas rurales
 

*Porcentaje de caída de tensión en el primario = 5%*

Analizando los resultados obtenidos y comparando con lo establecido en la norma para sistemas aéreos en áreas rurales se puede notar que de la población de San Felipe en adelante se está incumpliendo con el porcentaje de caída de tensión permitido, como se puede observar en el plano de AutoCAD® en este punto el circuito presenta una caída del 7.93% del voltaje nominal, de allí en adelante incrementa esta cifra hasta llegar al punto donde ocurre máxima caída de tensión que se presenta en la aldea de Santo Tomás con un 11.17%

### 3.4.2 PROTECCIONES CONTRA SOBRECORRIENTES

#### ➤ Protección primaria

Para verificar esta condición se hace referencia al capítulo 45-87 de la norma la cual establece lo siguiente:

*“En el caso de alimentadores primarios se podrá usar como protección de cada salida un reconectador que estará ubicado en la subestación de distribución. Adicionalmente, se podrán emplear reconectadores en las troncales, seccionalizadores en los ramales trifásicos y fusibles en los ramales monofásicos”*

El sistema de protección actual del circuito D-205 de la S/E Santa Cruz de Mora, es un sistema deficiente y se podría decir que sin ninguna coordinación entre sus dispositivos, lo que trae como consecuencia constantes interrupciones del servicio a todos los usuarios por actuaciones del reconectador ubicado a la salida del circuito, esto debido a que no se cuenta en algunos sectores con otros dispositivos de protección en la línea que aislé el tramo donde se produce una condición anormal, adicionalmente por la deficiencia en la dotación de fusibles por parte de la empresa, el personal se ve en la necesidad de sustituir fusibles de capacidades nominales de corrientes diferentes al valor real que debería tener la derivación o transformador por lo que en el caso de una falla por sobrecarga o corto circuito saldría todo el circuito por la actuación del reconectador y no el tramo de línea en donde se ha producido la falla.

El circuito San Felipe-Mesa Bolívar tiene a su salida un Reconectador Nova Power System tal como lo establece la norma, a lo largo del circuito no se observó la presencia de otro

reconectador, sin embargo se hace indispensable por la dimensión del circuito y las condiciones ambientales a las que se encuentra, tener en la troncal un reconectador que permita ser más selectivo al momento de ocurrir una falla y así poder tener un sistema confiable.

Para los ajustes del relé la norma establece lo siguiente:

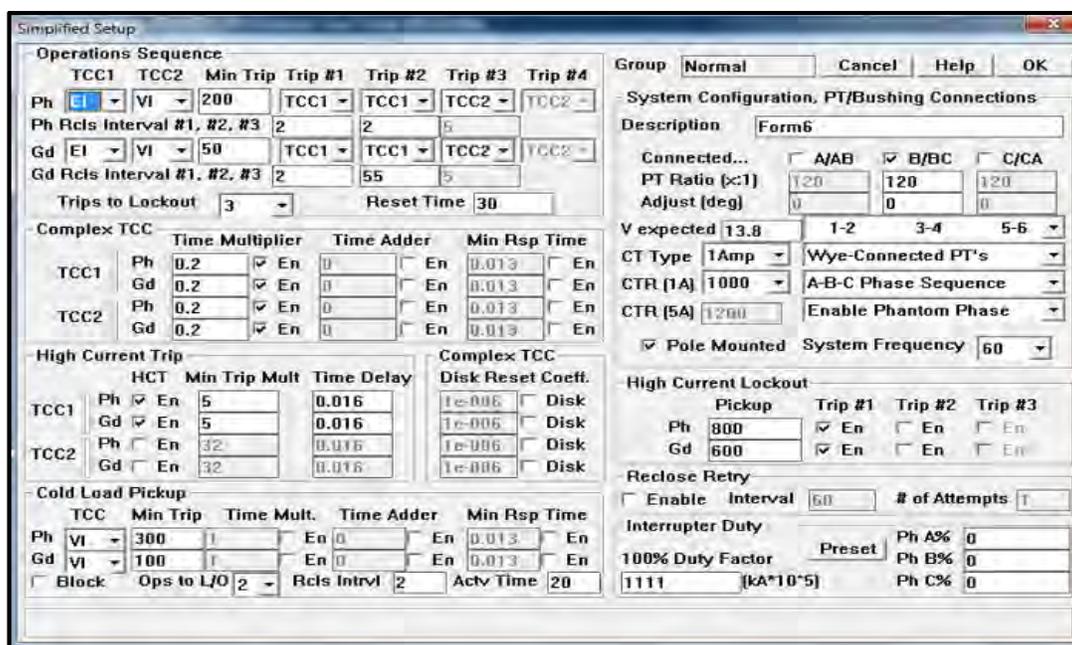
- *Disyuntor*

*Los ajustes de los relés de fase deben cumplir lo siguiente:*

- ✓ *Se deberá ajustar el TAP al 20% de la máxima carga registrada, o en su defecto a la capacidad del circuito.*
- ✓ *La combinación ajuste de la gráfica tiempo-corriente debe de hacerse de tal manera que para una corriente de arranque en frío de aproximadamente el 300% de la carga máxima durante 2 segundos el relé no opere.*
- ✓ *La unidad instantánea de fase deberá tener un ajuste no menor de la máxima cresta de la corriente de arranque en frío, la cual se asume igual al 400% del valor máximo de la corriente de carga.*

*El relé de reenganche debe emplearse con un máximo de 3 operaciones sucesivas de apertura y cierre.*

Actualmente el reconectador NOVA tiene activo el reenganche automático, las protecciones de sobrecorrientes por fase, falla a tierra, bloqueo por altas corrientes y protección de carga fría. En la figura 3.11 se indican los ajustes de corriente el multiplicador de corriente de arranque, la secuencia del tiempo de reposición y el último disparo a realizarse antes del bloqueo.



**Figura 3.11** – Ajuste de Protecciones actual del reconector NOVA

La corriente de arranque varía según la medición a realizarse, la de fase está ajustada actualmente en 200A y la de tierra en 50A. El multiplicador de la corriente de arranque para fase y tierra es 5 y el número de disparo máximo permitido es de 3, es decir, luego del tercer disparo el reconector se bloquea, por lo que como se aprecia en la figura anterior la opción de disparo (*trip 4*) está desactivado.

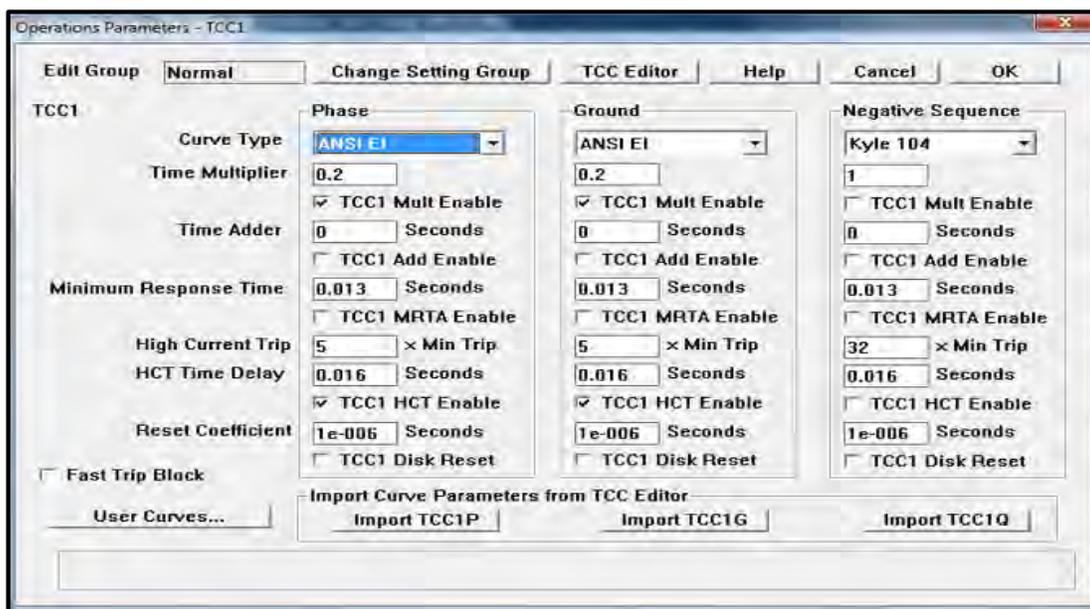
La programación de la reconexión de sobrecorrientes de fase y tierra se visualiza en la parte superior izquierda de la figura 3.11; aquí se observan los tiempos de reconexión para cada disparo, ajustados de la siguiente manera:

- El primer tiempo de reconexión Fase y Tierra es: 2 s.
- El segundo tiempo de reconexión Fase y Tierra es: 2 s. y 55 s. respectivamente.
- El tercer tiempo de reconexión Fase y Tierra es: 5 s.

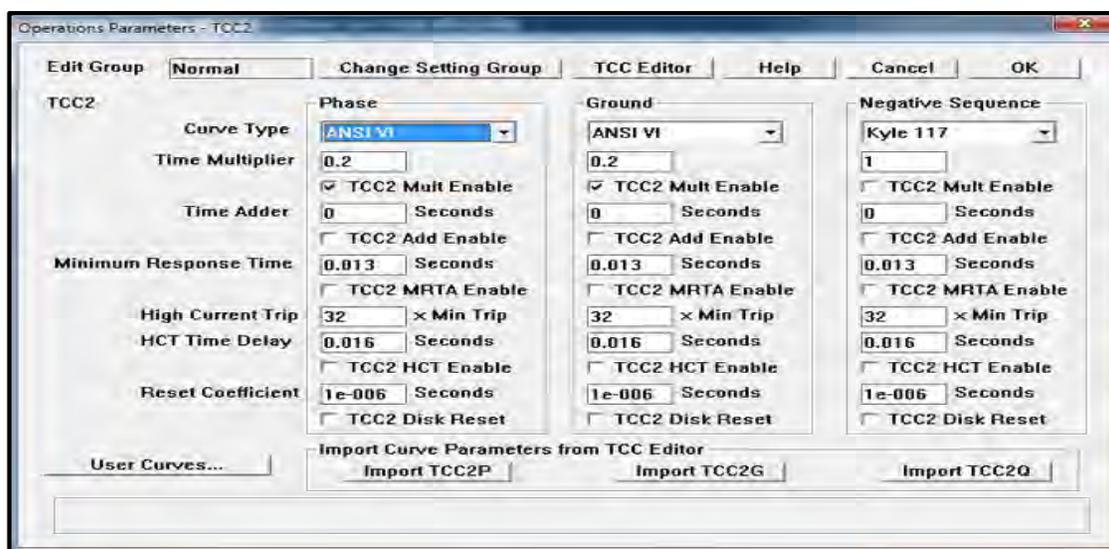
La secuencia del tiempo de reposición es de 30 s; esto quiere decir que si después de haberse bloqueado el reconector un operador cierra los contactos desde la caja manualmente a través del contacto de operaciones mecánicas y en menos de 30 s el reconector vuelve a dispararse, el reconector se bloquea automáticamente sin realizar ninguna secuencia de

reenganche por lo que el liniero deberá hacer un recorrido a lo largo del circuito para poder determinar el lugar donde ocurre la falla.

En las figuras 3.12 y 3.13 se muestran las características de las curvas de protección de fase y tierra y sus respectivos tiempos de reenganche.



**Figura 3.12** - Ajuste curva de protección actual del reconector NOVA. (Curva tiempo corriente TCC1)



**Figura 3.13** - Ajuste curva de protección actual del reconector NOVA. (Curva tiempo corriente TCC2)

Como se aprecia en la figura 3.11 los disparos 1 y 2 (Trip 1 y 2) utilizan la misma curva ANSI EI (extremadamente inversa), mientras que el trip 3 utiliza la curva ANSI VI (muy inversa). El multiplicador de tiempo para fase y tierra es el mismo para todos los disparos 0.2; mientras que los tiempos de reenganche varían según el disparo como se explicó anteriormente.

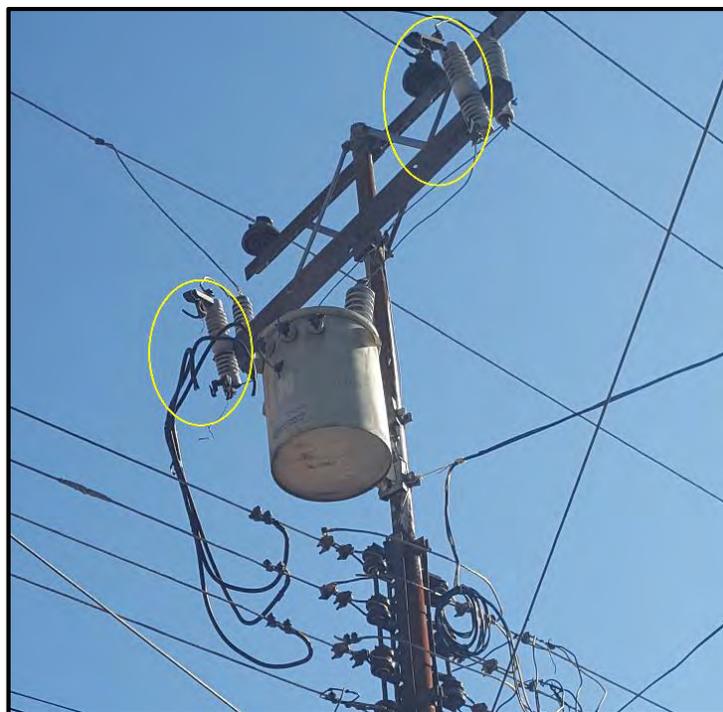
El bloqueo por alta corriente posee una corriente de arranque de 800 A la fase y 600 A para la tierra. Una vez que el reconectador perciba una corriente igual o superior a este valor el reconectador dispara y bloquea automáticamente.

El elemento de corriente de arranque de carga fría, está ajustado para un tiempo y multiplicador de carga fría de 2 minutos y múltiplo de 2 veces la corriente pico respectivamente.

#### ➤ **Protección de los Transformadores:**

Para este caso se hace mención al capítulo 45-87 de la norma donde se especifica las protecciones a usar en los equipos de transformación contra sobrecorrientes: *"Banco de Transformación en poste: Se emplearan fusibles tipo "H" y tipo "K" según lo indican las tablas. Aquellos bancos que se encuentren cerca de la subestación de distribución deberán ser protegidos con una unidad limitadora de corriente, en serie con el fusible"* [CADAFE 45-87, 1987]

Tomando en cuenta lo que se especifica en la norma se puede decir que todos los transformadores presentes en el circuito están protegidos a través de cortacorrientes porta fusibles de tipo abierto, sin embargo no se pudo verificar ni el tipo ni la capacidad de los fusibles ya que no se disponía del apoyo de la empresa para realizar los cortes necesarios para poder ver las características de cada fusible. Como se aprecia en la figura 3.14 hay casos como el que ocurre en el sector caravanchel específicamente en el apoyo de numero 283 donde para darle continuidad de servicio a los usuarios los linieros se ven obligados a colocar solo hilos fusibles sin sus respectivos portafusibles y de otra capacidad ya que para el momento no cuentan con el material a reponer.



**Figura 3.14** - Imagen del estado de los cortacorrientes para protección de transformadores.

### 3.4.2.1 Registro de Eventos que provocaron la actuación del Reconectador.

Para verificar las condiciones actuales del sistema de protección del circuito en estudio se ejecutó un análisis de los registro de eventos que se presentaron en el año 2106; con el fin de ver las causas que originaron la interrupción del servicio por la actuación del reconectador, además de identificar la zona donde esta ocurrió y si para el momento el tramo de circuito contaba con una protección principal por medio de cortacorrientes portafusibles.

En la tabla 3.3 se indican la carga, la duración, su causa y las observaciones hechas por el personal de Corpoelec división Tovar al momento de presentarse una falla en el circuito.

**Tabla 3.3 - Eventos del circuito San Felipe-Mesa Bolívar para el año 2016**

Fecha	Carga	Duración	Causa	Observaciones
05/02	75 A	01:52:00	Línea Rota	Línea rota en alta tensión entrada a Mesa Bolívar
29/04	91 A	00:08:00	Puente Abierto	Se abrió por seguridad para corregir puente volado en derivación a Santa Marta

Fecha	Carga	Duración	Causa	Observaciones
15/06	72 A	00:24:00	Aislador	Aislador perforado sector La palmita
17/06	90 A	00:47:00	Aislador	Cadena de aisladores dañada en sector Mesa de las Palmas (Agropecuaria las Canales)
24/07	80 A	00:56:00	Rayo	Fuertes Lluvias con Descargas Atmosféricas
24/04	90 A	01:00:00	Lluvia	Fuertes Lluvias en la zona
18/08	73 A	00:20:00	Viento	Fuertes Vientos en la zona
24/08	90 A	00:11:00	Puente Abierto	Abierta la carga de la S/E Santa Cruz para corregir puente roto en AT que alimenta el D-205
27/08	72 A	01:05:00	Lluvia	Fuertes Lluvias con Descargas Atmosféricas
04/10	73 A	01:30:00	Rayo	Fuertes Lluvias con Descargas Atmosféricas
20/10	90 A	01:20:00	Línea Rota	Árbol sobre las líneas de AT en derivación Pozo Negro. Mesa Bolívar
25/10	90 A	03:44:00	Lluvia	Fuertes Lluvias con Descargas Atmosféricas
25/10	100 A	00:30:00	Rayo	Fuertes Lluvias con Descargas Atmosféricas
03/11	100 A	00:20:00	Puente Abierto	Abierto para reparar puente roto en AT sector la pica. Mesa de las palmas
02/12	72 A	02:08:00	Fortuita	Sin Información
21/12	73 A	00:32:00	Punto Caliente	Abierto para corregir punto caliente en seccionador de barra del circuito D-305 El Portón.
26/12	60 A	00:14:00	Punto Caliente	Punto caliente Fase "S" seccionadores de barra
28/12	100 A	00:25:00	Seccionador	Fuerte punto caliente en el D-203

### 3.4.3 PROTECCIONES CONTRA SOBRETENSIONES

La norma 46-87 de CADAPE para sistemas de distribución en sus condiciones generales establece: *"Se emplearan pararrayos convencionales del tipo válvula, para la protección de sistemas de distribución aéreos según las características presentadas en la tabla 3.3, mostrada a continuación"*

**Tabla 3.4** – Características eléctricas de los pararrayos tipo válvula

Pararrayos tipo válvula	Tensión Nominal (KV)	Tensión de operación (KV)	Tensión residual a 10kA (KV)
Convencional	12	49 a 60	43 a 53
Especial	12	46 (máximo)	45 (máximo)

"Todos los transformadores de distribución ubicados en postes se protegerán con pararrayos convencionales." [CADAFE 46-87, 1987]

Todos los equipos de transformación presentes en la red están protegidos con descargadores de sobretensión convencionales, a lo largo del circuito se encontraron casos particulares donde el pararrayos estaba perforado y no se había reemplazado aun, como ocurre en el centro de mesa bolívar en el apoyo de numero 326, en la figura 3.15 se puede apreciar el estado en el que se encuentra el dispositivo de protección.



**Figura 3.15** - Imagen del estado en el que se encuentra el dispositivo de protección (Pararrayos).

### 3.4.4 SECCIONAMIENTO DE BLOQUES DE CARGA DE LA RED.

En este caso es necesario estudiar detalladamente lo que recomienda la norma 52-87 de CADAFE para zonas rurales [CADAFE 52-87, 1987]

- *"Alimentadores aéreos en zonas de baja densidad de carga.*

*Se deberán instalar equipos de seccionamiento en los alimentadores primarios según las siguientes condiciones:*

- ✓ *Cada bloque de carga igual o mayor a 200KVA de capacidad instalado en los transformadores de distribución.*
- ✓ *En los alimentadores primarios, ubicados en zonas rurales, que sirvan cargas concentradas en localidades apartadas o cargas esparcidas a todo lo largo de su recorrido, se deberán colocar equipos e seccionamiento cada 2 Km de alimentador, incluyendo troncal y laterales.*
- ✓ *Los alimentadores primarios deberán estar, de ser posible, interconectados con otros alimentadores vecinos y los puntos de seccionamiento deberán estar ubicados en lugares de rápido acceso, preferiblemente al lado de las vías de comunicación.*

Si se observa detalladamente el plano y la información registrada en campo se puede notar que esta condición no se cumple en su totalidad ya que tenemos algunos circuitos ramales en zonas rurales y urbanas donde no existe seccionamiento de ningún tipo. Existe en la mayoría de los casos seccionamiento a través de cortacorrientes porta fusibles para bloques de carga superiores a 200 kVA y tenemos dos puntos de interconexión presentes los cuales están ubicados, uno en la parte de Bolero Bajo vía Roca Julia donde hace acople con el circuito D-205 La Palmita de la subestación El Bosque y otro en la parte de Quebrada de San Rafael donde hace acople con el circuito D-305 El Portón de la subestación Santa Cruz de Mora.

En general, el alimentador, así como los ramales y las derivaciones del mismo cuentan con equipos de seccionamiento manuales en este caso cortacorrientes con sus fusibles en sus fases tal como está recomendado, en este caso en particular no se verificó la capacidad de los fusibles en las derivaciones donde se encontraban por los motivos antes expuestos. Los

dispositivos utilizados para protección presentan las características mostradas en la figura 2.3 del apartado 2.10.2 del marco teórico.

A pesar de que existen zonas con alta demanda de fallas por donde cruzan las líneas debido a la existencia de vegetación cerca de la misma, no se encontró ningún tipo de seccionamiento automático como reconectores, lo que impide que fallas transitorias sean despejadas de manera rápida y efectiva.

### **3.4.5 NORMALIZACIÓN DE CALIBRES.**

En redes primarias de distribución la norma CADAPE recomienda para conductores de aleación de aluminio (ARVIDAL) los calibres: #2 ARV, #1/0 ARV, #2/0 ARV #4/0 ARV, y en el caso de conductores de cobre los calibres: #4 CU, #2 CU, #2/0 CU. Para el circuito de San Felipe-Mesa Bolívar en el plano mostrado en AutoCAD se identifica el calibre del conductor a la salida de la subestación, en toda su troncal y todas sus derivaciones, los calibres presentes y más comunes son el #1/0 y #2 de tipo Arvidal, un solo caso particular en la derivación 36 tramo 539-567 donde se comienza con un calibre #2 CU y luego continua con #2 Arvidal, en general se puede concluir que se cumple con la norma haciendo la aclaratoria de que en varias derivaciones se encontraron empalmes de calibres #1/0 ARV con #2 ARV.

### **3.4.6 COMPARACIÓN CON OTRAS NORMATIVAS DE CADAPE**

Con el propósito de hacer mayores recomendaciones para así conseguir un sistema más efectivo y confiable se hace mención al manual para el diseño de sistemas de distribución a mediano plazo de CADAPE, donde se habla de la configuración de las subestaciones de distribución.

Para saber las dimensiones que debe tener una subestación en áreas urbanas se debe estudiar el comportamiento del sistema en condiciones de emergencia ya que debe estar capacitado para alimentar la demanda en caso que algo ocurra, entre las contingencias más

factibles y que influyen en la confiabilidad del servicio está la pérdida de la unidad de transformación de mayor capacidad de la subestación.

Existen dos criterios importantes que facilitan la determinación del tamaño de la subestación, estos son:

- **Capacidad de reserva:** establece que se debe tener más de una unidad de transformación que pueda suplir la demanda en caso de que la otra falle, y esta o estas deben tener la capacidad de absorber la carga de la unidad fallada.

Las siguientes normas determinan la cantidad a la que se puede sobrecargar el transformador:

- ✓ Norma ANSI C.52.92: establece que para unidades de transformación se puede aceptar sobrecarga hasta un 5% de la pérdida de vida útil de la unidad.
- ✓ Norma ANSI C.57.92: establece que un transformador de potencia a una temperatura ambiente de 35°C, sometido a una carga previa al pico de demanda del 70% de su capacidad de placa y una duración del pico de carga de 8 horas hasta el 130% de su capacidad sufre una pérdida de vida de 1%.

- **Criterios de capacidad firme:** tomando en cuenta el punto anterior, el criterio de capacidad firme establece lo siguiente:

*"La capacidad de transformación de una subestación de distribución o de un grupo de subestaciones debe ser tal que estando el transformador de mayor capacidad fuera de servicio, sea posible alimentar el total de la demanda"* [NORMAS DE DISEÑO PARA LINEAS DE ALIMENTACIÓN CADAFE, 1987]

Revisando el sistema en estudio, notamos que la capacidad firme de las subestaciones Tovar y Santa cruz de Mora es cero, como se puede notar en la figura 3.1 la subestación Tovar cuenta con dos transformadores pero de diferente relación de transformación lo que hace

imposible la transferencia de carga de uno a otro, en el segundo caso y revisando el diagrama unifilar de la figura 3.2 se puede ver que esta subestación solo cuenta con un solo transformador, yendo en contra de los criterios de reserva.

Existe la posibilidad de suplir parte de la carga alimentada por el transformador de  $34.5/13.8\text{ kV}$  subestación Santa Cruz, esto mediante un circuito de  $13.8\text{ kV}$  que sale de la subestación Tovar, alimenta las zonas del Peñón y Villa Socorro y se conecta a través de seccionadores normalmente abiertos con el Circuito D-105 El Guayabal, sin embargo esta maniobra no es tan factible, en primer lugar porque no hay interconexión entre los cuatro circuitos y en segundo lugar porque el conductor 1/0 Arvidal que viene de la subestación Tovar no está en la capacidad de transmitir la corriente necesaria para los 4 circuitos.

[www.bdigital.ula.ve](http://www.bdigital.ula.ve)

# **CAPÍTULO IV**

## **PROPUESTAS PARA MEJORAR EL ESTADO ACTUAL DE FUNCIONAMIENTO DEL CIRCUITO D-205 SAN FELIPE-MESA BOLÍVAR**

En el siguiente capítulo, se presentan los aportes para mejorar las condiciones actuales del circuito, con el fin de garantizar calidad de servicio a los usuarios; como primera opción se hace necesario un cambio de calibre ajustado a las normas que permita mejorar la caída de tensión máxima que se registra en la actualidad, también mediante hojas de cálculo en Excel® suministrada por la empresa se les darán los valores exactos de capacidad nominal que deben de tener los fusibles utilizados en las derivaciones y por último se plantea una coordinación de protecciones que sea efectiva al momento de ocurrir una falla, permitiendo que la afectación a los usuarios sea mínima.

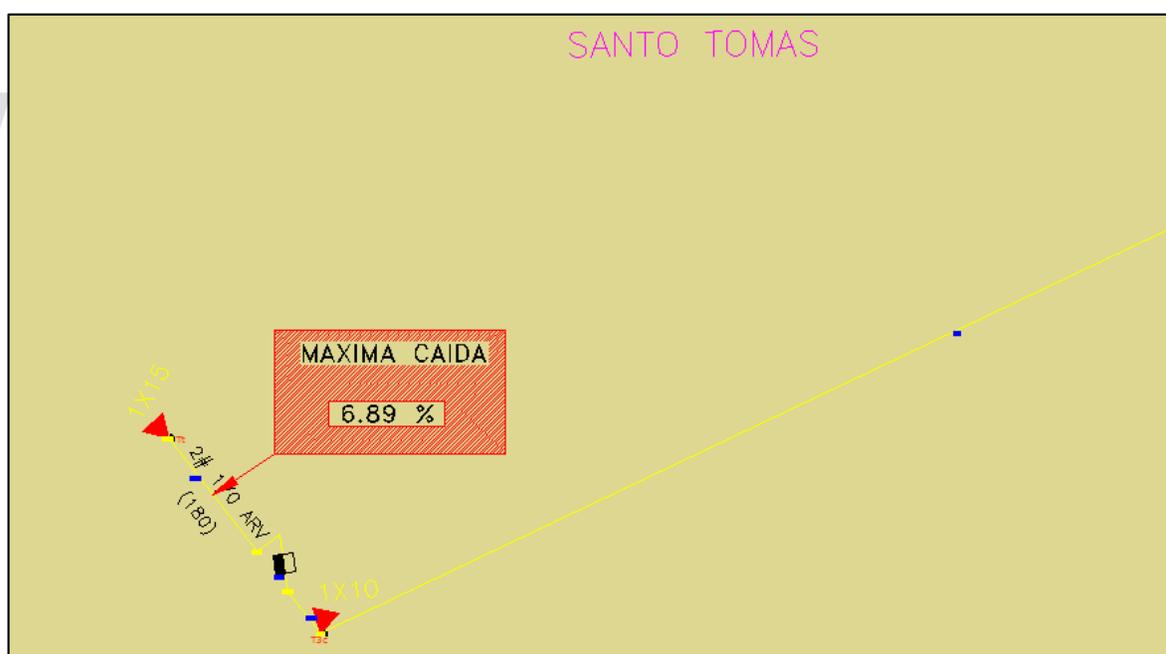
### **4.1 CAMBIO DE CALIBRE EN LA TRONCAL PRINCIPAL**

Después de recorrer e inspeccionar la red y analizando los resultados proporcionado por el programa PADEE se puede notar que se está en presencia de un circuito que a lo largo de los años tendrá un crecimiento moderado, si se enfoca en la capacidad de carga que tiene el conductor en estos momentos se concluye en que no es un problema que alarme a mediano plazo puesto que para el momento como se explica en el apartado 3.3.2 del capítulo anterior solo se tiene una máxima carga de un 45% aproximado, valor que se encuentra con bastante

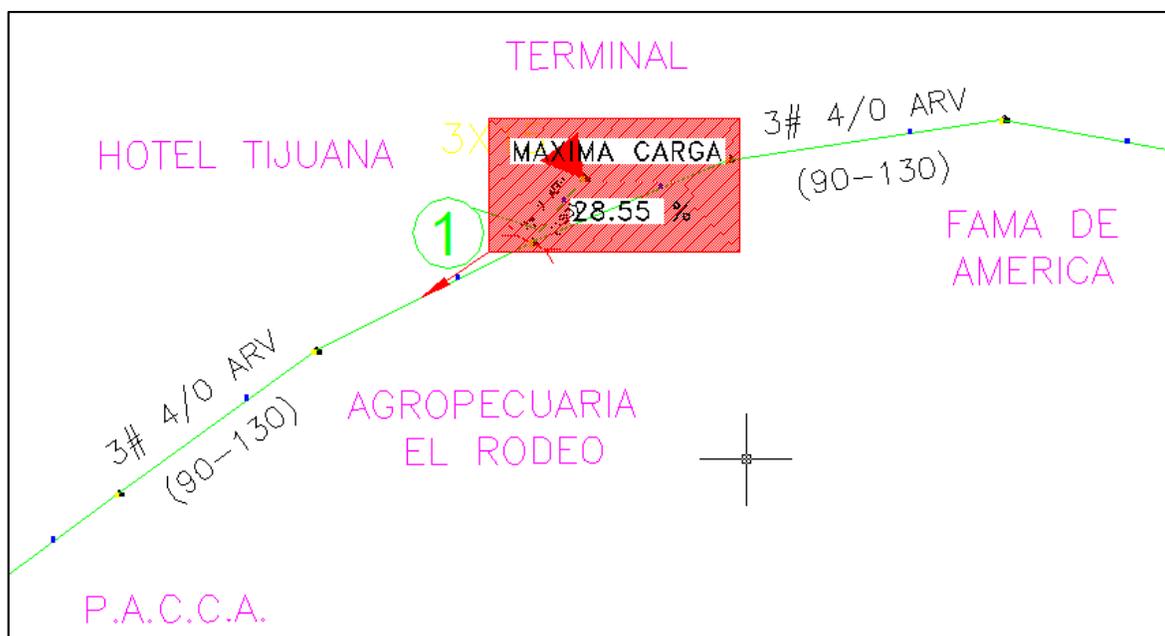
holgura según la norma que establece la empresa (*máxima carga sobre el conductor de un 80%*), lo que indica que no habrán problemas de sobrecarga.

Por lo otro lado es bastante importante acotar que este es un circuito netamente rural, en el cual su troncal principal tiene una longitud aproximada de *30 Km*, presentando una caída de tensión en su punto más lejano de *11.17%* que hace imposible el buen funcionamiento de los equipos conectados a la red en dichas zonas, esta razón conlleva a que se plantee como solución un aumento de calibre en la troncal principal de dicho circuito.

La recomendación sería la de sustituir el calibre del conductor de 1/0 Arvidal a 4/0 Arvidal, este último también está entre las normas que establece CADAFE y según sus características de tabla sería el más indicado a usar para hacer que disminuya la máxima caída de tensión, ya que estaría disminuyendo a un 6.89% como se puede ver en la figura 4.1



**Figura 4.1** - Máxima caída de Tensión que presenta el circuito D-205 luego de aumentar el calibre del conductor.



**Figura 4.2** - Máxima Carga del Circuito D-205 luego de aumentar el calibre del conductor.

Los trabajos de tendido del conductor 4/0 se harán con el mayor de los cuidados con el fin de no dañarlo quedando prohibida la extensión de conductores arrastrándolos por el terreno; para el tendido se utilizarán poleas fijadas en las crucetas ya existentes y se evitarán especialmente la formación de nudos evitándose con esto rupturas prematuras.

En alta tensión la sujeción de los conductores en los puentes se hace con conectores a compresión del tipo YDS-RL, o su equivalente; utilizando dos (2) por cadena o puente en los soportes de amarre. Quedan prohibidos los empalmes en cruces de conductores y en los vanos inmediatos de ambos lados del cruce. En los aisladores de espiga se fijará los conductores por medio de amarres contruidos por alambres de aluminio para atar, calibre N° 6 AWG, en cadenas de aislamiento de amarre y suspensión, los conductores se fijan con grapas de amarre de fabricación comercial.

Para observar los cambios que se tienen con el nuevo conductor se hizo el ajuste tramo a tramo del calibre del conductor en la herramienta computacional PADEE y se repitió el procedimiento explicado en el capítulo III específicamente en el apartado 3.4.1 arrojando los resultados que se muestran en la figura 4.1.

Si se observan las figuras 4.1 y 4.2 se puede visualizar que hay una mejora al hacer el cambio de calibre, pasando de una máxima caída de tensión de un 11.17% a 6.89%, valor que se sale de las normas CADAFE pero que aún se toma en la empresa CORPOELEC como favorable para redes aéreas rurales donde su troncal es de gran longitud. Con esta recomendación se le podría brindar al usuario un mejor servicio ya que solo bastaría con modificarle el cambiador de tomas a aquellos transformadores de distribución donde su salida no esté en el rango de tensión especificado.

Ahora bien cuando se hace el aumento de calibre en la troncal disminuye en un 35% la máxima carga del circuito que en su mayoría siempre se encuentra cerca de la subestación, quedando el circuito sobredimensionado.

## **4.2 AJUSTE Y MODIFICACIONES EN EL SISTEMA DE PROTECCIONES AGUAS ABAJO DEL CIRCUITO D-205 SAN FELIPE MESA BOLÍVAR.**

Con el propósito de optimizar el sistema de protecciones presente en el circuito se realizara el análisis correspondiente que permita determinar y proponer la capacidad de los cortacorrientes empleados en circuitos ramales existentes y aquellos donde se deban instalar.

En circuitos de distribución aéreos se recomienda el uso de fusibles en todas sus derivaciones con la finalidad de proteger la ruta troncal y garantizar el menor número de usuarios afectados al momento de ocurrir una falla, para el circuito troncal es recomendable el uso de restauradores automáticos ya que si ocurre una falla lo primero que debe actuar es el restaurador del circuito troncal evitando daños en el transformador de potencia de la subestación.

Por tales razones se realiza la propuesta de una nueva coordinación de protecciones entre reconector y fusible, para ello se deben de seguir varios procedimientos como: calcular los niveles de cortocircuito en cada una de las barras, calcular las corrientes de cortocircuito ( $I_{cc}$ ),

seleccionar los fusibles a utilizar en cada derivación y por ultimo realizar una coordinación entre el reconectador ubicado en la subestación y los fusibles de los ramales.

El análisis del circuito se hace mediante el menú de opciones de la herramienta computacional PADEE, se oprime en el botón de corto y se le deben de suministrar al programa las potencias trifásicas y monofásicas en la barra de  $115\text{ kV}$  del sistema en la subestación Tovar.

#### 4.2.1 Niveles de cortocircuito en las barras de $34.5$ y $13.8\text{ kV}$ .

A partir de los datos suministrados por despacho de carga sur occidente de los niveles de cortocircuito trifásicos y monofásicos en la barra de  $115\text{ kV}$  de la subestación Tovar, se conocen las magnitudes de las corrientes de fallas en las barras de  $13.8\text{ kV}$  y con esto se puede analizar la corrida en cortocircuito del circuito en interés. Estos datos se observan en la tabla 4.1 y 4.2

**Tabla 4.1** - Niveles de cortocircuitos trifásicos en la barra de  $115\text{ kV}$  de la Subestación Tovar.

Cortocircuito Trifásico		
Subestación	$I_k$ (kA)	$S_k$ (MVA)
Tovar	6.539298	1302.536

**Tabla 4.2** - Niveles de cortocircuitos monofásicos en la barra de  $115\text{ kV}$  de la Subestación Tovar.

Cortocircuito Monofásico		
Subestación	$I_k$ (kA)	$S_k$ (MVA)
Tovar	4.508485	299.3422

Además de los datos suministrados en las tablas 4.1 y 4.2, se necesitan conocer las características de los transformadores presentes y la distancia que hay entre la subestación de

transmisión en este caso la subestación Tovar y la subestación Santa Cruz de Mora que como se explica en el capítulo III es de *12 Km*, en la tabla 4.3 se muestran las especificaciones de los transformadores.

**Tabla 4.3** - Características de los transformadores de *20 y 10 MVA*

	Capacidad (MVA)	Relación (kV)	Impedancia $Z_{cc}$ (%)
Transformador S/E Tovar	20	115/34,5	10,27
Transformador S/E Santa Cruz de Mora	10	34.5/13,8	8,96

En la tabla 4.4 se encuentran las especificaciones del conductor que une ambas subestaciones, datos que se utilizan al momento de realizar los cálculos.

**Tabla 4.4** - Características del conductor que conecta la S/E Tovar con la S/E Santa cruz de Mora.

Conductor	R1 ( $\Omega/km$ )	X1 ( $\Omega/km$ )	R0 ( $\Omega/km$ )	X0 ( $\Omega/km$ )
4/0 Arvidal	0.2820	0.4206	0.4230	1.9095

Los niveles de cortocircuito a calcular en cada una de las barras se harán de manera práctica y teórica esto con la finalidad de comparar y demostrar la veracidad de los resultados.

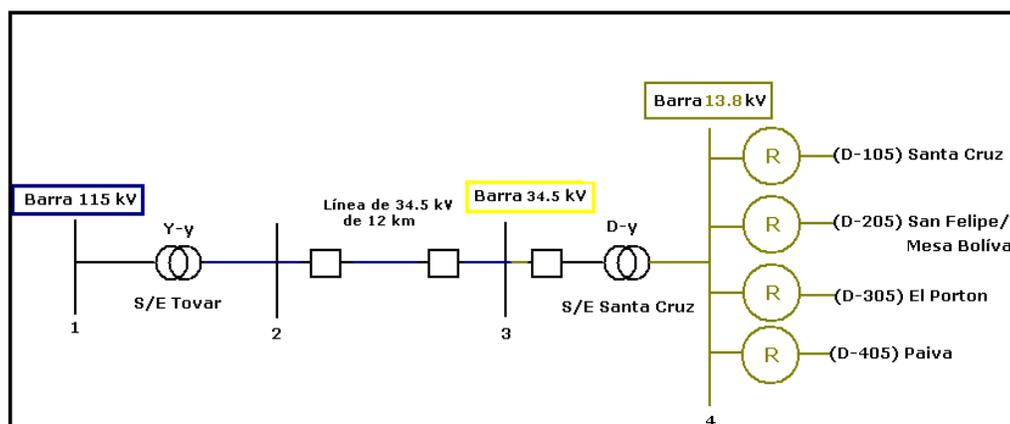
- **Calculo teórico de los niveles máximos de cortocircuito en las barras de 34.5 y 13.8 kv.**

Dentro de este análisis existen varios métodos para determinar las corrientes de cortocircuito de un sistema, los más comunes son, el método de los MVA de cortocircuito y el método de las componentes simétricas.

El método de los MVA de cortocircuito es una buena herramienta para analizar fallas simétricas, sin embargo este tipo de fallas son las que ocurren con menor regularidad. El método de las componentes simétricas presenta resultados más confiables acerca de condiciones de falla

simétricas y asimétricas, razón por la que se usa en este trabajo para realizar los cálculos teóricos.

A continuación se presenta un cálculo muestra para encontrar los niveles de cortocircuito en la barra de 34.5 kV, asumiendo una falla en la Barra 2. Ver figura 4.3



**Figura 4.3** - Diagrama unifilar empleado para el cálculo de los niveles de cortocircuito.

Analizar los sistemas eléctricos de distribución puede ser un tanto complicado por el número de unidades eléctricas del sistema, para simplificar los cálculos se trabajó con un sistema en por unidad (p.u) ya que se pueden expresar todos estos parámetros en porcentajes tomando como base de dicho sistema una potencia base  $S_B = 100MVA$  y una tensión base  $V_B = 115kVA$ . Haciendo uso de las ecuaciones 4.1 y 4.2 se obtienen los parámetros de secuencia del sistema y del transformador involucrados, que son presentados en la tabla 4.5

$$X_S^+ = X_S^- = \frac{V_{pu}}{I_{cc\ 3\phi\ p.u}} \quad (4.1)$$

$$X_S^0 = \frac{3 * V_{pu}}{I_{cc\ 1\phi\ p.u}} - 2 * X_S^+ \quad (4.2)$$

**Tabla 4.5** - Valores en p.u del sistema de referencia y del transformador de 20MVA

Elemento	Impedancia en p.u
----------	-------------------

Sistema de referencia	$X_S^+ = X_S^- = 0.0767 ; X_S^0 = 0.856$
Transformador de 20MVA	$X_T^+ = X_T^- = X_T^0 = 0.5135$

Se calcularon los niveles de cortocircuito trifásicos teniendo presente que el sistema permanece balanceado durante una falla ya que las tres fases permanece en contacto por lo que solo se necesita la red de secuencia positiva.

$$I_{cc\ 3\phi\ p.u} = \frac{1}{X_S^+ + X_T^+} \quad (4.3)$$

Sustituyendo los datos de la tabla 4.5 en la ecuación 4.3 se consigue:

$$I_{cc\ 3\phi\ p.u} = 1.6982\ p.u$$

Teniendo este valor se puede calcular la corriente y potencia real del cortocircuito en la barra de fallo

$$I_{cc\ 3\phi} = I_{cc\ 3\phi\ p.u} * \frac{S_B}{\sqrt{3} * V_B} ; V_B = 34.5\text{kV} \quad (4.4)$$

$$I_{cc\ 3\phi} = 2826.84\ A$$

$$S_{cc3\phi} = \sqrt{3} * V_B * I_{cc\ 3\phi}$$

$$S_{cc3\phi} = 168.87\ \text{MVA}$$

Las fallas monofásicas son las más comunes en los sistemas eléctricos, se originan principalmente por descargas atmosféricas o por contactos entre conductores activos y estructuras metálicas aterrizadas, en el cálculo de los niveles de cortocircuitos monofásicos se presenta un desbalance debido a que solamente circula corriente por la fase fallida. Para facilitar el análisis se utiliza el teorema de Fortescue o teorema de las componentes simétricas, uno de los teoremas más importantes en la ingeniería eléctrica, pues permite escribir de forma general un sistema polifásico desbalanceado (con n fases). Como esta falla desbalancea el circuito y comprende la tierra son necesarias las tres redes de secuencia (+, - y 0); las cuales van

conectadas en serie entre el punto de falla y la referencia, debido a que las tres corrientes de secuencia son iguales.

Primero se deben calcular

$$I_f^- = I_f^+ = I_f^0$$

$$I_f^- = I_f^+ = I_f^0 = \frac{1}{X_S^0 + 2 * X_S^+ + 3 * X_T^+} \quad (4.5)$$

Se sustituyen nuevamente los valores de la tabla 4.5 en la ecuación 4.4 y se consigue:

$$I_f^- = I_f^+ = I_f^0 = 0.53365 \text{ p.u}$$

Se multiplica la matriz transformación [T] por las componentes de secuencia y se calculan las componentes de fase.

$$\begin{bmatrix} I_{a \text{ p.u}} \\ I_{b \text{ p.u}} \\ I_{c \text{ p.u}} \end{bmatrix} = [T] * \begin{bmatrix} 0.3922 \\ 0.3922 \\ 0.3922 \end{bmatrix} \quad ; \quad [T] = \begin{bmatrix} 1 & 1 & 1 \\ 1 & a^2 & a \\ 1 & a & a^2 \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} 1 & 1 & 1 \\ 1 & 1\angle -120 & 1\angle 120 \\ 1 & 1\angle 120 & 1\angle -120 \end{bmatrix}$$

$$\begin{bmatrix} I_{a \text{ p.u}} \\ I_{b \text{ p.u}} \\ I_{c \text{ p.u}} \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} 1.1766 \\ 0 \\ 0 \end{bmatrix}$$

Utilizando la ecuación 4.4 y el valor de corriente de fase calculada por el teorema de las componentes simétricas se puede expresar la corriente y la potencia real monofásica como:

$$I_{cc1\phi} = 1969.016 \text{ A} \quad ; \quad S_{cc1\phi} = \frac{S_{cc3\phi}}{3} = 39.22 \text{ MVA}$$

De la misma manera se hacen los cálculos de corrientes y potencias de cortocircuito en la barra de 13.8 kV. Los resultados arrojados del método teórico se aprecian en la tabla 4.6

**Tabla 4.6** - Niveles de Cortocircuito en Barras de 34.5/13.8 kV mediante el cálculo teórico.

Barra	$S_{cc3\phi}$ MVA	$I_{cc3\phi}$ A	$S_{cc1\phi}$ MVA	$I_{cc1\phi}$ A
34.5 KV	168.87	2826.84	39.22	1969.016
13.8 KV	51.27	2145.6	12.64	1586.97

- **Calculo práctico de los niveles máximos de cortocircuito en las barras de 34.5 y 13.8 kV.**

Para hacer precisos y como respaldo de los resultados obtenidos de forma teórica se realiza el cálculo de manera práctica utilizando un programa que suministra la empresa CORPOELEC, ejecutado en una hoja de cálculo de Excel®, este programa está diseñado de manera tal que puede realizar análisis de cortocircuito en cualquier sistema, solo basta con ingresar las características de los transformadores presentes y la distancia de la línea que une las subestaciones en estudio. (Ver figura 4.4)

**Figura 4.4** - Hoja de datos en Excel donde se especifican las características del sistema.

En la figura 4.5 se muestra el valor de la potencia de corto circuito trifásico y monofásico calculado a través del programa Excel® para la subestación Santa Cruz de Mora y necesario para determinar los niveles de cortocircuito del circuito en estudio.

CCRED\_SANTA CRUZ DE MORA.xls [Modo de compatibilidad] - Microsoft Excel

ARCHIVO INICIO INSERTAR DISEÑO DE PÁGINA FÓRMULAS DATOS REVISAR VISTA COMPLEMENTOS

U6

Impedancias en barra transmision sin Pcc :		Red 115 kV Cortocircuitos $\phi-\phi-\phi$		Red 115 kV Cortocircuitos 1 $\phi$	
R ( $\Omega$ )		C.C. 3 $\phi$ I (kA)	Ub 115 kV	C.C. 1 $\phi$ I (kA)	Ub 115 kV
X ( $\Omega$ )		Maximo	6,539	Maximo	1,503
Z ( $\Omega$ )		Zi (%)	6,539	Li (%)	1,503
Icc3 $\phi$ (Amp)		Mínimo	6,539	Mínimo	1,503
PCC3 $\phi$ (MVA)					

Cortocircuitos en Seccion Red 115 kV y 34,5 kV		Red 34,5 Cortocircuitos 3 $\phi$		Red 34,5 Cortocircuitos 1 $\phi$	
C.C. 3 $\phi$ I (kA)	Ub 34,5 kV	C.C. 1 $\phi$ I (kA)	Ub 34,5 kV		
Maximo	2,835	Maximo	1,974		
Zi (%)	1,749	Li (%)	1,040		
Mínimo	1,589	Mínimo	0,928		
PCC3 $\phi$	169,41 MVA	PCC1 $\phi$	39,33 MVA		

ESTACION TOVAR TX 20MVA		Cortocircuitos Transformadores $\phi-\phi-\phi$		Resumen Impedancias Zd	
Impedancias en la Barra de MT		Tension Base Seccion del Trafo		Tenston Base kV	
Impedancias Base		Seccion Trafo		13,80	
R Fuente ( $\Omega$ )	0,54144	115 kV	p (A)	X1Fuente	0,1462
X Fuente ( $\Omega$ )	3,63799	34,5 kV	$\angle\alpha$	R1Linea 115 kV	0,0000
Ro Fuente ( $\Omega$ )	0			X1Linea 115 kV	0,0000
Xo Fuente ( $\Omega$ )	7,36663	Ajuste Trafo		R1Linea 34,5 kV	0,5414
Rfalla ( $\Omega$ )	40,00000	115,000	34,500	X1Linea 34,5 kV	0,8075
		D (A)	150,61	R1Cable 34,5 kV	0,0000
			240,00	X1Cable 34,5 kV	0,0000
				X1Trafos 115 kV	0,3779
				X1Trafos 34,5 kV	1,7063
				iP-S	
				iP-T	
				iS-T	

Cortocircuitos en la Seccion de Red MT		Cortocircuitos 1 $\phi$ T Barra MT	
Cortocircuitos $\phi-\phi-\phi$ Barra MT		Corto Ubase kV	
Corto Ubase kV	13,8	Corto Ubase kV	
p (A)	2166,2	13,8	
$\angle\alpha$	-81,53	sin 3Rfalla (A)	
PCC3 $\phi$	51,78 MVA	con 3Rfalla (A)	
		194,57	
		PCC1 $\phi$	
		12,40 MVA	

DATOS1 DATOS2 DATOS Rfalla MACROS CONCLUSION UNIFILAR A\_Conductores B\_Calculos Icc C\_Calculos Red

Figura 4.5 - Hoja de datos en Excel con los resultados de los niveles de cortocircuito en barras de 34.5 y 13.8 kV

En la tabla 4.7 se expresan los resultados obtenidos utilizando el programa perteneciente a CORPOELEC.

Tabla 4.7 - Niveles de Cortocircuito en Barras de 34.5/13.8 kV mediante el cálculo practico.

Barra	$S_{cc3\phi}$ MVA	$I_{cc3\phi}$ A	$S_{cc1\phi}$ MVA	$I_{cc1\phi}$ A
34.5 kV	169.41	2835	39.33	1974
13.8 kV	51.78	2166.2	12.40	1556.14

Si se comparan los datos de las tablas 4.6 y 4.7 podemos notar que se aproximan, determinando así que los niveles de cortocircuito obtenidos por ambos métodos son confiables.

### 4.3 CÁLCULO DE LAS CORRIENTES DE CORTOCIRCUITO ( $I_{cc}$ )

Para realizar el análisis de cortocircuito se emplea nuevamente el programa PADDE, esta vez del Menú de opciones del PARP que se explica en el capítulo 3 y se observa en la figura 3.9 se usa el comando corto, esta opción permite calcular las corrientes de cortocircuito, para ello es necesario introducir los niveles de cortocircuito de la barra de 13.8 kV calculados en el apartado anterior (tabla 4.7 y 4.8), a partir de allí el programa hace un análisis de corto a lo largo del circuito. En la figura 4.6 se muestra el informe dado por el programa.

PROGRAMA DE CORTOCIRCUITO											
ALIMENTADOR NO.		1 D205 - SAN FELIPE SANTA CRUZ DE MORA									
VOLTAJE LINEA A LINEA		13.80 KV									
TENSION EN LA BARRA NEUTRO		105 % SI									
MVA DE CORTOCIRCUITO EN LA S/E :		51.78		12.40							
IMPEDANCIA DE FALLA		:CERO									
IMPEDANCIAS DEL SISTEMA (CALC) :		3.6779		8.0023							
SECC/ NODO	FASES	LONGITUD	C O N D U C T O R	IMPED.(+/-)		IMPED.(0)		C O R R I E N T E S D E F A L L A S E N ( K A )			
				R	X	R	X	3 FASES	FASE-FASE	2F.-TIERRA	1F.-TIERRA
1.....3		0.036	1/0 ARV	0.021	0.016	0.063	0.056				
1								2.2586	1.9560	2.0095	1.6197
2.....3		0.067	1/0 ARV	0.038	0.030	0.117	0.104				
2								2.2295	1.9308	1.9837	1.5938
3.....3		0.050	1/0 ARV	0.029	0.023	0.087	0.077				
3								2.2081	1.9123	1.9646	1.5748
4.....3		0.082	1/0 ARV	0.046	0.037	0.143	0.127				
4								2.1742	1.8829	1.9344	1.5448
5.....3		0.085	1/0 ARV	0.048	0.038	0.148	0.131				
5								2.1401	1.8533	1.9040	1.5149
6.....3		0.084	1/0 ARV	0.048	0.038	0.146	0.130				
6								2.1071	1.8248	1.8747	1.4864
8.....2		0.029	2 ARV	0.026	0.014	0.050	0.044				
8									1.8248	1.8747	1.4754
COMENZANDO EN EL NODO		6									
7.....3		0.074	1/0 ARV	0.042	0.033	0.129	0.114				

**Figura 4.6** - Corrientes de falla del circuito D-205 San Felipe-Mesa Bolívar calculadas por el programa.

### 4.4 SELECCIÓN DE FUSIBLES DE LOS CIRCUITOS RAMALES.

Una vez conocido el flujo de carga (corriente pico y potencia instalada) y la corriente de cortocircuito de cada ramal, se realiza el cálculo de capacidad de los fusibles a emplearse en

cada una de las derivaciones existentes a lo largo de la línea. Para hacer más simple este cálculo la empresa CORPOELEC facilitó un programa en Excel (ver figura 4.7).

Tabla para elección de fusibles en ramales				Tensión	13,8	kV	
				Pot instalada	45	kVA	
				I pico ramal	0,9		
				Pot pico	19,4	kW	
				cos fi	0,9		
Criterio 1	$I_n \text{ fus} > k \cdot I \text{ deriv}$	k= factor de crecimiento	1,2	Icc min=	1475,40	368,85	
Criterio 2	$I_n \text{ fus} < I_{cc \text{ min}} / fs$	fs= factor de seguridad	4	I deriv=	0,90	1,080	
Criterio 3	$I \text{ fus} (0,1 \text{ seg}) > 12 \cdot k \cdot I_n \text{ deriv}$		12	I_n deriv=	1,88	2,259	
						27,11	
	Tipo K	0,1 seg		C1	C2	C3	min. Fus.
	6K	72,8497	6K	6 6K	6K	6K	6K
	8K	101,73	8K	8 8K	8K	8K	8K
	10K	134,6	10K	10 10K	10K	10K	10K
	12K	172,816	12K	12 12K	12K	12K	12K
	15K	225,009	15K	15 15K	15K	15K	15K
	20K	292,581	20K	20 20K	20K	20K	20K
	25K	373,482	25K	25 25K	25K	25K	25K
	30K	460,624	30K	30 30K	30K	30K	30K
	40K	596,66	40K	40 40K	40K	40K	40K
	50K	770,113	50K	50 50K	50K	50K	50K
	65K	932,942	65K	65 65K	65K	65K	65K
	80K	1300	80K	80 80K	80K	80K	80K
	100K	1558,71	100K	100 100K	100K	100K	100K
	140K	2496,14	140K	140 140K	140K	140K	140K
	200K	3887,91	200K	200 200K	200K	200K	200K

Figura 4.7 - Hoja en Excel para el cálculo de fusibles en las derivaciones.

Para la selección del fusible la empresa hace uso de los tres criterios mencionados en el capítulo II apartado 2.8.5.1, como se observa en la parte superior derecha de la figura 4.7 (recuadros de color rojo) los datos que se deben de suministrar son la potencia nominal instalada en la derivación, la corriente pico del ramal y la corriente mínima de cortocircuito que se genera al momento de ocurrir una falla.

Luego el programa verifica el cumplimiento de los criterios preestablecidos y determina la capacidad del fusible a emplear, estos fusibles oscilan desde 6k hasta 200k dependiendo de los parámetros de cada derivación. En la tabla 4.8 se muestran la propuesta de fusibles seleccionados a lo largo del circuito, dicha tabla contiene el tramo en estudio, la corriente pico por el ramal, la corriente de cortocircuito, la potencia instalada, una breve descripción de la ubicación y si cuenta o no actualmente con una protección.

**Tabla 4.8 - Características Fusibles Circuito D-205 San Felipe-Mesa Bolívar**

Ramal	Tramos	Ipico ramal (A)	Iccmin (KA)	KVA Instalados	Protección actual	Ubicación	Protección
1	8	0.9	1.4754	45	No	Hotel Tijuana	6K
2	24_34	0.6	1.0255	45	Si	Quebrada Azulita	6K
2.1	30	0.4	1.0888	30	No	Tostadora de Café	6K
3	37_61	2.0	1.0083	100	Si	La parada	6K
4	49_53	1.0	1.0253	75	Si	Rest. Centro Recreacional El Diamante	6K
5	57	0.3	1.0096	15	No	Las Parcelas parque el Diamante	6K
6	65_354	6.5	0.3853	470	Si	Derivación Santa Marta	20K
6.1	71_78	0.5	0.8495	25	No		6K
6.2	73_354	8.9	0.3853	430	Si	Vía Santa Marta	20K
6.3	90_108	0.8	0.7344	40	Si	Santa Marta Baja, Las Quebraditas	6K
6.4	121_354	6.7	0.3853	335	Si	Fusible Santa Marta Media	15K
6.5	141_175	0.3	0.6510	15	Si	Derivación después de Santa Marta Media	6K
Ramal	Tramos	Ipico ramal (A)	Iccmin (KA)	KVA Instalados	Protección actual	Ubicación	Protección
6.6	149_154	1.0	0.6778	50	Si		6K

6.7	164_354	5.1	0.3853	250	Si	Fusible antes Mata de Café	12K
6.8	178_182	0.3	0.6073	15	Si	Derivación Mata de Café	6K
6.9	222_240	0.9	0.4841	45	Si	Quebrada La Azulita	6K
6.10	287_339	0.7	0.3890	35	Si		6K
6.11	288_354	2.0	0.3853	95	No	Campo Alegre	6K
6.12	327_354	0.9	0.3853	45	Si	Vía El Quebradon	6K
6.13	340_354	0.7	0.3853	35	Si		6K
7	100_123	07	0.8295	50	No		6K
8	105_119	2.7	0.8441	195	No	Trilladora, Construcción San Marcos	10K
9	129_134	3.1	0.8183	225	Si	Café Madrid	12K
10	131_137	0.3	0.8141	25	Si	Entrada Bijagual	6K
11	156_160	2.4	0.7531	175	No		10K
12	161_166	1.0	0.7779	75	Si	Galpones	6K
13	195_200	1.1	06475	52.5	No	Las Cuadras	6K
14	196	1.0	0.6925	75	No	Finca Mocoties	6K
15	208	82.2	---	---	Seccionamie nto	La Victoria	---
16	214_234	1.2	0.6398	37.5	Si	Hacienda La Victoria	6K
17	213_289	3.0	05225	212.5	No	Vía San Felipe	10K
17.1	262_313	0.5	0.5616	35	Si	S/F El gran Chicharron	6K
<b>Ramal</b>	<b>Tramos</b>	<b>Ipico ramal (A)</b>	<b>Iccmin (KA)</b>	<b>KVA Instalados</b>	<b>Protección actual</b>	<b>Ubicación</b>	<b>Protección</b>
17.2	261_289	1.4	0.5225	65	Si	El Sapote	6K

<b>18</b>	221_264	1.0	0.6085	50	No	Cuesta Los Mora	6K
<b>18.1</b>	255_264	0.2	0.6085	10	Si	Cuesta los Mora	6K
<b>19</b>	228_245	0.2	0.6045	10	No		6K
<b>20</b>	291_101 7	76.1		---	Seccionamiento	Mesa de Las Palmas	---
<b>21</b>	303_697	5.7	0.4043	405	No	Mesa de las Palmas	20K
<b>21.1</b>	315_697	4.3	0.4043	342.5	Si	Vía escuela Mesa de las Palmas	15K
<b>21.2</b>	323_345	0.8	0.5333	37.5	Si		6K
<b>21.3</b>	423_465	0.5	0.4519	25	Si	Cuchilla de Los Mora	6K
<b>21.4</b>	463_697	0.9	0.4043	65	Si	Bijagual	6K
<b>22</b>	336_349	2.7	0.5215	187.5	No	Urb. Divino Niño	10K
<b>23</b>	357_361	0.2	0.4927	15	Si		6K
<b>24</b>	381_386	0.6	0.4498	40	No		6K
<b>25</b>	384_685	8.1	0.3185	565	No	Vía Estanques	25K
<b>25.1</b>	397_404	0.3	0.4420	15	No	Vivero	6K
<b>25.2</b>	402_412	0.8	0.4375	37.5	Si	Rest. El Bosque	6K
<b>25.3</b>	413_670	4.4	0.3302	205	Si	Barrio San Antonio	10K
<b>25.3.1</b>	493_670	1.9	0.3302	90	Si	Quebrada del Loro, San José	6K
<b>25.3.1a</b>	557_571	0.2	0.3529	10	No	Quebrada del Loro	6K
<b>25.3.1b</b>	643_670	0.4	0.3302	20	Si	San José	6K
<b>25.3.2</b>	494_672	1.8	0.3387	85	No		6K
<b>25.3.2a</b>	558_604	0.9	0.3558	40	No		6K
<b>Ramal</b>	<b>Tramos</b>	<b>Ipico ramal (A)</b>	<b>Iccmin (KA)</b>	<b>KVA Instalados</b>	<b>Protección actual</b>	<b>Ubicación</b>	<b>Protección</b>

25.3.2b	559_672	0.6	0.3387	30	Si	Tusta Vía Canagua	6K
25.4	442_451	0.3	0.4056	15	No		6K
25.5a	449_472	0.2	0.4018	10	Si		6K
25.5b	450_473	0.4	0.4007	30	No	E/S Portachuelo	6K
25.6	459	0.1	0.3927	5	No		6K
25.7	485_534	1.1	0.3764	50	Si	Sabaneta	6K
25.8	496_510	0.3	0.3714	15	Si		6K
25.9	512_687	1.2	0.3328	55	No	El Corozo	6K
25.10	547_607	1.1	0.3430	52.5	No	El Dorado	6K
25.11	575_685	0.9	0.3185	60	Si	Estanques	6K
26	378	65.6		---	Seccionamiento	Troncal S/F	---
27	388_399	0.5	0.4614	25	Si	Escuela S/F	6K
28 a	416	0.5	0.4198	25	No	Algarrobos	6K
28 b	417	0.3	0.4353	15	No		6K
29	431_530	1.1	0.3986	65	Si	San buenaventura	6K
30	437	0.5	0.4217	25	No		6K
31	455_491	0.3	0.4065	15	Si		6K
32	467_480	0.7	0.3980	45	Si		6K
33	478_502	0.9	0.3930	60	Si		6K
34	500_740	2.2	0.2953	150	No	Algarrobo de Mesa Bolívar	8K
34.1	517	0.2	0.3626	10	Si		6K
34.2	628_740	1.4	0.2953	65	Si		6K
34.3	683_695	0.5	0.3245	25	Si		6K
35	516_639	1.2	0.3509	80	Si	Pozo Negro	6K
36	539_626	0.7	0.3630	45	Si		6K
37	564_747	6.0	0.3235	410	No	Derivación La Providencia	20K
37.1	650_677	0.4	0.3493	25	Si	Santa Eduvigis	6K
37.2	713	3.3	0.3427	225	Si	Erplast.	12K
<b>Ramal</b>	<b>Tramos</b>	<b>Ipico ramal (A)</b>	<b>Iccmin (KA)</b>	<b>KVA Instalados</b>	<b>Protección actual</b>	<b>Ubicación</b>	<b>Protección</b>

37.3	735_747	0.9	0.3235	40	Si	Honduras	6K
38	565_678	5.3	0.3604	362.5	No	Cañandon	15K
38.1	580_597	0.4	0.3643	25	Si		6K
38.2	624_678	3.3	0.3604	225	Si		12K
39	625	36.8	---	---	Seccionamiento	Mesa Bolívar	---
40	668_693	1.1	0.3585	75	Si	Lomas de Mesa Bolívar	6K
41	667_692	1.1	0.3586	75	No	Mesa Bolívar	6K
42	691_701	0.5	0.3586	37.5	Si		6K
43	718_739	3.7	0.3544	250	Si	Casa de la Cultura	12K
44	762_771	1.8	0.3327	80	Si	Caravanchel	6K
45	794_846	2.4	0.2869	162.5	Si	Bolero Alto	8K
45.1	813	0.3	0.2963	15	No	Bolero Alto	6K
45.2	828_846	1.1	0.2869	77.5	Si	Bolero Bajo	6K
45.3	829	---	---	---	Seccionamiento	Acople con circuito D-205 La Palmita. S/E El Bosque	---
46	796_812	2.0	0.3104	90	Si	Bolero Alto	6K
47	810_817	0.6	0.2971	25	Si	Bolero Alto	6K
48	819_896	5.7	0.2739	390	Si	Curva el Borracho	20K
48.1	879	2.2	0.2850	150	No	San José de Mesa Bolívar	8K
48.2	885_904	0.1	0.2803	15	Si	San José de Mesa Bolívar	6K
48.3	890_898	1.7	0.2756	112.5	Si	San José de Mesa Bolívar	6K
49	845_1038	4.3	0.2308	290	Si	Quebradita de Trinidad	15K
49.1	902_908	1.1	0.2610	50	Si	Quebradita	6K
<b>Ramal</b>	<b>Tramos</b>	<b>Ipico ramal (A)</b>	<b>Iccmin (KA)</b>	<b>KVA Instalados</b>	<b>Protección actual</b>	<b>Ubicación</b>	<b>Protección</b>

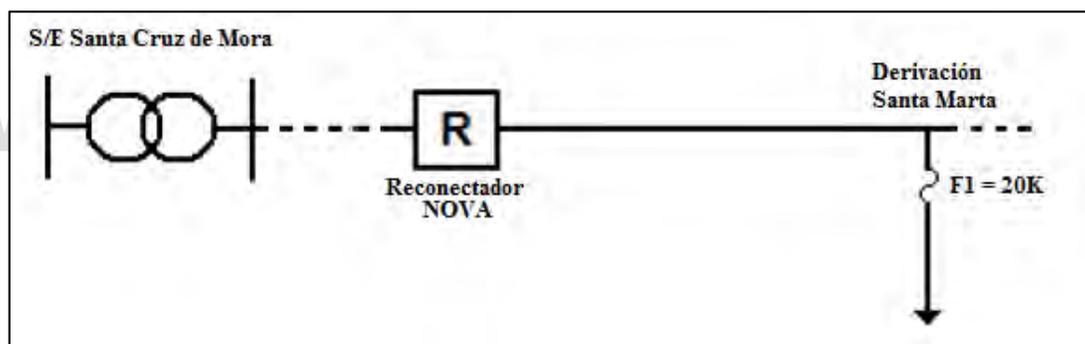
49.2	946_101 4	0.6	0.2378	15	No	Bocadillo	6K
49.3	976_100 4	0.4	0.2332	25	Si	Bocadillo	6K
49.4	---	---	---	---	Seccionamiento	Quebrada San Rafael. Acople con circuito D-305 El Porton.	---
49.5	1037_10 45	1.8	0.2317	120	No	Sistema de Bombeo	6K
50	849_854	0.3	0.2654	15	Si	Bordo la esperanza	6K
51	861_104 4	4.4	0.2135	220	Si	El palmar	10K
51.1	963_981	0.4	0.2447	25	Si	El palmar	6K
51.2	983	0.6	0.2429	25	No	Boladores	6K
51.3	1001_10 42	0.7	0.2204	30	No	Santa Rita	6K
52	874_101 7	6.2	0.1990	280	Si	San Miguel de Boladores (TRONCAL)	12K
53	914_926	0.3	0.2467	15	No	Bordo la Esperanza	6K
54	939_104 1	2.7	0.2052	60	Si		6K
54.1	961_104 1	1.3	0.2052	50	No	Periquera-Onia arriba	6K
54.2	1033_10 40	0.2	0.2090	10	Si	Onia arriba	6K
54.3	1000_10 11	0.2	0.2147	10	No	Periquera	6K

#### 4.5 COORDINACIÓN RECONECTADOR – FUSIBLE DEL LADO DE LA CARGA

Para hacer la programación del reconectador se deben fijar las corrientes de arranque de cada protección (sobrecorriente de fase y falla a tierra), se utilizó como criterio para las corrientes de arranque los señalados en las ecuaciones 2.8 y 2.9 del capítulo 2.

Se fijaron como programación del reconectador dos curvas rápidas y una lenta de despeje de falla, esto para ambas protecciones.

Para la coordinación entre estos elementos se considera el sistema de la figura 4.8, donde se puede observar el circuito en estudio y la derivación que se toma para realizar la coordinación. Para este caso como ya se mencionó anteriormente el reconectador es ajustado con curvas rápidas y lentas con la finalidad de poder garantizar que opere primero que el reconectador para fallas temporales, y permitir que el fusible opere para fallas permanentes.



**Figura 4.8** - Sistema de distribución para coordinación Reconectador-Fusible

Para las curvas de operación del reconectador, las ecuaciones características de tiempo inverso que establece la norma [IEEE C37.112-1996] donde se describen los ajustes del dial y el múltiplo de la corriente de operación son las siguientes:

Para el tipo de curva muy inversa (IV) se tiene:

$$T_p = T_d * \frac{13.5}{M - 1} \quad (4.6)$$

Para el tipo de curva extremadamente inversa (IE) se tiene:

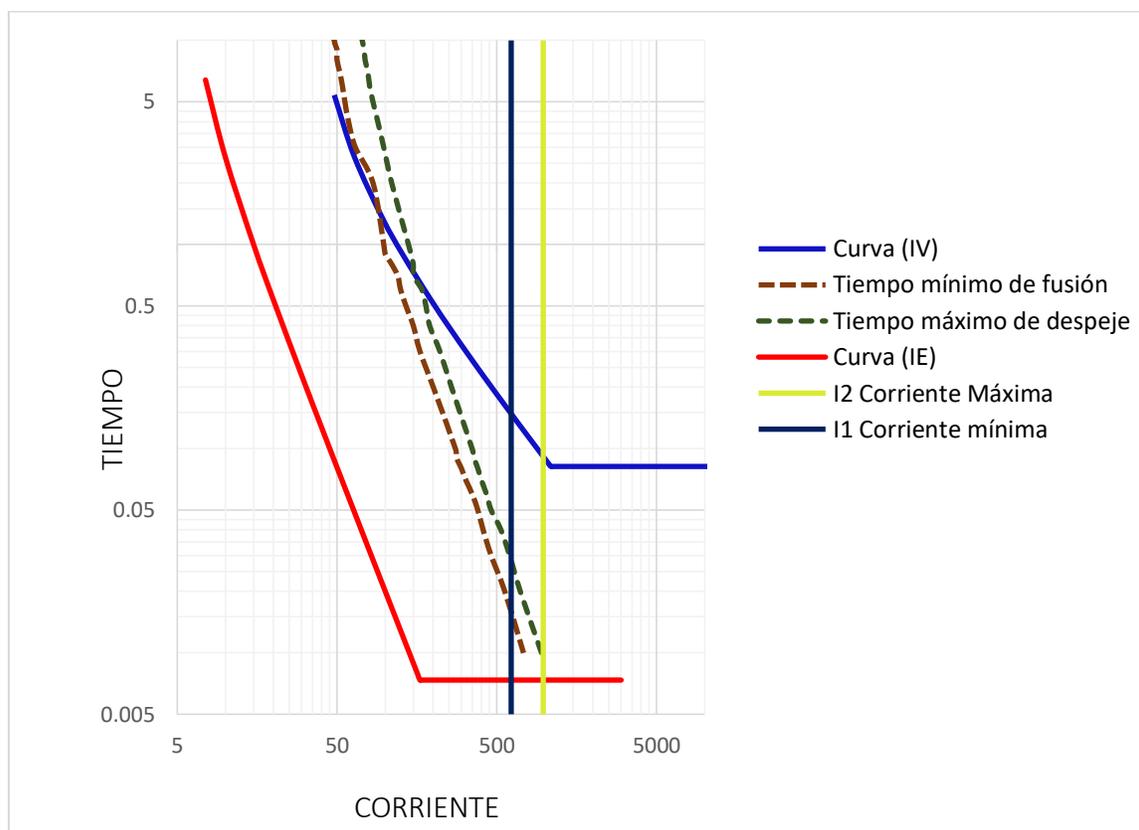
$$T_p = T_d * \frac{80}{M^2 - 1} \quad (4.7)$$

Donde:

- $T_p$  : tiempo de operación en segundos
- $T_D$  : ajuste del dial de tiempo
- $M$  : múltiplos aplicados a la corriente de arranque

Se realizaron las curvas en Excel haciendo uso de las expresiones 4.6 y 4.7, dejando como variables el dial y el múltiplo de la corriente de arranque esto con la finalidad de hacer los ajustes necesarios al momento de realizar la coordinación en las protecciones.

Las curvas del reconnector (rápida y lenta) y del fusible se muestran en la figura 4.3 en una gráfica de la corriente en función del tiempo.



**Figura 4.9** - Curvas de operación del reconector y fusible Circuito D-205

San Felipe-Mesa de Bolívar.

En esta figura las curvas de color rojo y azul representan la operación rápida y lenta del reconector, respectivamente. Las curvas de color marrón y dorado representan el tiempo mínimo de fusión y el tiempo máximo de despeje del fusible, respectivamente. También se puede observar las rectas correspondientes a los valores de corriente máxima y mínima que ve el fusible en el caso de ocurrir una falla.

Siguiendo los ajustes estipulados por CORPOELEC, los tiempos de reconexión para cada disparo se mantienen, tanto para protección de sobrecorriente de fase como para falla a tierra. Siendo estos:

- El primer tiempo de reconexión Fase y Tierra es: 2 s.
- El segundo tiempo de reconexión Fase y Tierra es: 2 s. y 55 s. respectivamente.
- El tiempo de reinicio: 30 s.

La coordinación reconectador-fusible se logró satisfactoriamente variando únicamente el multiplicador del tiempo (Dial) en la curva rápida de color rojo, recordando que los dos primeros disparos se programaron para la curva rápida IE (extremadamente inversa), haciendo el ajuste de 0.2 a 0.1 con el propósito de garantizar que la curva rápida del reconectador opere primero ante cualquier valor de corriente que pueda ver el fusible, el cual corresponde en este caso a I2 curva de color verde, como se puede visualizar en la figura 4.9 la curva del reconectador es la primera que se encuentra la recta I2 permitiendo así que el fusible no opere para fallas temporales y si lo haga para fallas permanentes, situación que se conoce comúnmente como esquema de salvamiento de fusibles

#### **4.6 REEMPLAZO DE MATERIALES Y SOLICITUD DE PICA, PODA Y TALA**

Con el propósito de solventar las fallas por falta de mantenimiento, se sugiere según el diagnóstico realizado en el desarrollo del trabajo, reemplazar material que se encuentra en mal estado y la ejecución de un plan de pica, poda y talas en los sectores que se ven más afectados a lo largo del circuito, estos sectores son:

- En la derivación hacia san Jose de Mesa Bolívar, en el sector Caravanchel y en el centro de Mesa Bolívar frente a las cabinas de CANTV, sustitución de postes corroídos en su base.
- En la derivación de Algarrobos cambiar la cruceta de madera por hierro, ya que por las condiciones a las que se somete día a día se encuentra en muy mal estado.
- En el poste terminal que se encuentra en la derivación que va hacia la prefectura de Mesa Bolívar cambiar pararrayos perforado.
- En la derivación que va hacia bolero alto específicamente en el poste identificado con el N° 256 sustituir aisladores de espica por aisladores de cadena ya que el ángulo que hace la línea en el apoyo una ocasiona inclinación desfavorable en los aisladores.
- Realizar pica y poda desde la derivación Santa Marta hasta la Escuela de Santa Marta.

- Realizar pica y tala desde la torre ubicada en San Felipe hasta la torre de San Buena Ventura.
- Realizar pica y tala desde la derivación los Algarrobos hasta el final de la línea en Alta Tensión en el bordo de Algarrobos.
- Realizar pica, poda y tala de árboles en la troncal partiendo del Cementerio hasta la Curva del Borracho.
- Realizar pica, poda y tala desde la derivación Quebradita de Trinidad hasta la escuela de San Miguel de Boladores.
- Realizar pica y poda desde la derivación Santo Tomas hasta el final de línea en alta tensión Mata Plátano.
- Realizar pica, poda y tala desde la derivación Periquera hasta el final de línea en alta tensión.
- Realizar pica y poda desde la derivación la Providencia hasta la escuela de Bolero Alto.
- Realizar pica y poda desde la torre en San Felipe hasta el banco de transformación ubicado en el Bosque.
- Realizar pica y poda desde la finca la esperanza hasta el final de la línea en el sector el Corozo vía estanques.

## CONCLUSIONES

Finalmente, tomando en consideración, cada punto anteriormente descrito, los estudios de carga la implementación del sistema y los gráficos arrojados como resultados durante todo el análisis del circuito N° 2 de la S/E Santa Cruz de Mora, se puede concluir:

- Con el desarrollo del estudio, se logró obtener detalle a detalle cómo se encuentra compuesto el circuito N° 2 de la S/E Santa Cruz de Mora, cual es la situación actual con respecto al sistema de transmisión de Mérida, se logró determinar los puntos de intercambio de carga principales de la zona, las características propias de cada equipo, los detalles técnicos y eléctricos de las líneas de distribución y el comportamiento de las cargas que se encuentran asociadas a él. Todo con la finalidad de aportar una solución al inconveniente que presenta la comunidad con respecto a sus niveles de tensión, enfocado en el comportamiento que tiene la carga.
- Al realizar la actualización y llevar el registro de los montajes del circuito se puede tener a ciencia cierta la configuración que tiene cada apoyo, lo que puede ser muy útil para las cuadrillas de operación de fallas y mantenimiento cuando se presente una irregularidad ya que pueden saber que material necesitan reemplazar.
- El estudio de coordinación de protecciones y el análisis de cortocircuito permitió obtener la capacidad real que deben de tener los fusibles empleados como protección de los ramales, garantizando así un correcto funcionamiento del sistema eléctrico y de esta manera evitar que una falla sea colada hasta la subestación.

## RECOMENDACIONES

En busca de generar aportes significativos que conlleven a un buen funcionamiento de la empresa se hacen las siguientes recomendaciones:

- Establecer un plan de mantenimiento (Pica-Poda y sustitución de Material) acorde con las necesidades que presenta el circuito, siguiendo rutinas preestablecidas, en aquellos sectores donde se presentan el mayor número de interrupciones. Es importante considerar que las reparaciones, cambios de elementos o mejoras del sistema, se deben realizar sin necesidad de interrumpir el servicio eléctrico, para ello se puede solicitar el apoyo al grupo de líneas energizadas, siempre y cuando estén las condiciones dadas para el traslado de la unidad.
- Analizar la forma en que se están reportando los eventos, generando con esto información más confiable y evitando problemas presentados por: reportes de solo algunas anomalías en el sistema y falta de verificación de la información.
- Mantener actualizados los planos, logrando con esto tener en todo momento los perfiles de tensión y sobrecargas que maneja el circuito en tiempo real
- Aplicar la propuesta de aumento del calibre del conductor en la troncal principal, logrando tener perfiles de tensión acorde, y garantizando un servicio eficiente. Así mismo la colocación de fusibles en aquellos ramales donde no existe protección, protegiendo de esta manera el circuito troncal y obteniendo el menor número de usuarios afectados al momento de ocurrir una falla

## REFERENCIAS

CADAFE (1987). Normas de Diseños para Líneas de Alimentación y Redes de Distribución. Primera edición.

GOMEZ EDUARDO. (2006). "Estudio de la red primaria de distribución eléctrica de Santa Cruz de Mora". Trabajo de Grado. Universidad de Simón Bolívar.

MARISOL DÁVILA. (2012) "Curso de actualización en sistemas de potencia".

RAMÍREZ CASTAÑO, S. (s.f.). Protección de Sistemas Eléctricos. Manizales -Colombia.

RAMIREZ CASTAÑO, S. (2009). Redes de Distribución de Energía. Manizales – Colombia

Reconectador NOVA POWER, COOPER FORM6 disponible en [http://www.cooperindustries.com/content/dam/public/powersystems/resources/library/280\\_ReconnectorsControls/S280421S.pdf](http://www.cooperindustries.com/content/dam/public/powersystems/resources/library/280_ReconnectorsControls/S280421S.pdf). Consultado en enero 2017

VALDERRAMA R, G. (1995.). Protección y Coordinación de Sistemas Eléctricos de Distribución. UNEXPO, Barquisimeto.

YEBRA MORON, J. (2009). Sistemas Eléctricos de Distribución. Primera edición. México.

ZAMBRANO ROSA. (2015). "Análisis Operacional y de Protecciones de la Subestación el Bosque 34/13,8 kV del Municipio Alberto Adriani. Trabajo de Grado. Universidad de Los Ande

## **ANEXOS**

[www.bdigital.ula.ve](http://www.bdigital.ula.ve)



Cruceta inclinada derivación Mata de Plátano. Apoyo N° 141.



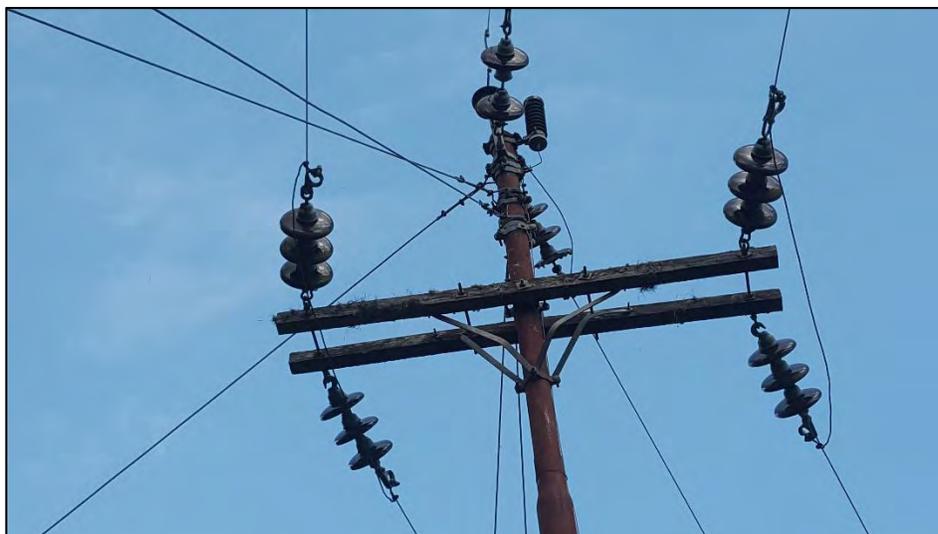
Unión de poste de baja con última botella de poste de alta tensión. Apoyo N° 324



Poste corroído centro de Mesa Bolívar. Apoyo N° 307.



Poste corroído sector Caravanchel. Apoyo N° 283.



Cruceta en mal estado, derivación Algarrobo de Mesa Bolívar. Apoyo N° 393



Patio Subestación Santa Cruz de Mora.

[www.bdigital.ula.ve](http://www.bdigital.ula.ve)