



COMISIÓN FEDERAL  
DE ELECTRICIDAD

# INSTITUTO TECNOLÓGICO NACIONAL CAMPUS TUXTLA GUTIÉRREZ.

## REPORTE TÉCNICO DE RESIDENCIA PROFESIONAL

Sistema para Coordinación de Protecciones y Reacomodo de Ramales  
para Evitar la Propagación de Disparos en las Líneas de Distribución  
de la Zona San Cristóbal.

Carrera: Ingeniería eléctrica

Autores: Sonia Irene Marín José

Eduardo Morales Gutiérrez

Número de control: 14270500

14270508

Asesor interno: Dr. Rubén Herrera Galicia

TUXTLA GUTIÉRREZ, CHIAPAS. DICIEMBRE, 2018.

# Contenido

<b>1. Introducción</b> .....	4
<b>1.1. Antecedentes</b> .....	4
<b>1.2. Estado del arte</b> .....	5
<b>1.3. Justificación</b> .....	7
<b>1.4. Objetivos</b> .....	8
<b>1.4.1. Generales</b> .....	8
<b>1.4.2. Específicos</b> .....	8
<b>1.5 Metodología</b> .....	9
<b>2. Fundamento teórico</b> .....	11
<b>2.1. Tipos de fallas en líneas de distribución</b> .....	11
<b>2.2 Tipos de fusibles</b> .....	11
<b>2.2.1 Fusibles tipo expulsión</b> .....	12
<b>2.2.2 Las dos mayores desventajas de los fusibles</b> .....	14
<b>2.2.3 Selección de fusibles</b> .....	14
<b>2.2.4 Capacidad interruptiva</b> .....	16
<b>2.3 Restauradores</b> .....	16
<b>2.3.1 Principio de operación</b> .....	17
<b>2.3.2 Características de tiempo-corriente y secuencia de operación</b> .....	19
<b>2.3.4. Selección y ubicación de restauradores</b> .....	21
<b>2.4 Seccionalizadores</b> .....	22
<b>2.4.1 Principio de operación</b> .....	24
<b>2.4.2 Factores a considerar en la selección e instalación de seccionalizadores</b> .....	25
<b>3. Desarrollo experimental</b> .....	26
<b>3.1 Análisis de la red eléctrica de las líneas de distribución de la zona San Cristóbal</b> .....	26
<b>3.2 Ubicar fallas más comunes de la zona.</b> .....	29
<b>3.3 Cálculo de cortocircuito</b> .....	32
<b>4. Resultados y conclusiones</b> .....	45
<b>4.1 Resultados</b> .....	45
<b>4.1 Conclusión</b> .....	52
<b>Referencias bibliográficas</b> .....	53

## Contenido de ilustraciones.

Fig.2.1. Diagrama Software de proceso.	9
Fig 2.2. Fusible de expulsión tipo K.	12
Fig 2.3. Tipos de fusibles de expulsión.	13
Fig 2.4. Fusible quemado por exceso de carga.	14
Fig 2.5. Restaurador con aislamiento al vacío.	16
Fig 2.6. Construcción interna de un restaurador.	18
Fig 2.7. Grafica tiempo-corriente.	20
Fig 2.8. Seccionador tripolar en carga.	22
Fig 2.9. Seccionalizador tripolar con aislamiento SF6.	24
Fig 2.10. Seccionador parte baja con su bloqueo mecánico a vista.	26
Fig 3.1. Gráfica de KW totales de Acala 4015.	27
Fig 3.2. Configuración de demandas por tramos Synergiee.	28
Fig 3.3. Cto. Visto desde el software Synergiee.	29
Fig 3.4. Estructura básica de protección.	37
Fig 3.5. Curva característica visto en tiempo-corriente.	37
Fig 3.6. Cto, con 3 restauradores mismas cargas, distintas curvas.	38
Fig 3.7. Cto, con 3 restauradores distintas cargas, mismas curvas.	39
Fig 3.8. Cto, con 3 restauradores distintas cargas, distintas curvas.	40
Fig 3.9. Cto. Representativo de un restaurador, con protección de un fusible.	41
Fig 3.10. Curvas características de un restaurador coordinando las curvas de un fusible.	42
Fig 3.11. Curvas características de un restaurador coordinando con un contador de un seccionador.	44

# 1. Introducción

## 1.1. Antecedentes

El antecedente para las coordinaciones de instalaciones en media tensión comenzó durante el periodo de mayo - agosto de 1981, la División Bajío presentó dentro del marco de la Tercera Reunión del Comité de distribución Centro Occidental, el trabajo titulado "Procedimiento para Coordinación de Protecciones en Circuitos de Distribución".

Mientras que la División Oriente presento el documento "Conocimientos Mínimos para Ajustes y Coordinación de Protecciones en Subestaciones de Distribución y Circuitos de las mismas". Ambos documentos se tomaron como complementarios, al tomarse en consideración se llegó que la información que reunían, tenían los requisitos necesarios para implantarse como procedimiento.

Decidiéndose que tomando en cuenta los criterios generales de aplicación de protecciones en sistemas de Distribución, era necesario establecer un procedimiento a nivel nacional; por lo que con la participación de representantes de los tres Comités Regionales de Distribución y de la Gerencia de Distribución.

Se conformó e implantó en 1983 el "Procedimiento para Coordinación de Protecciones de Sobrecorriente en Sistemas de Distribución". No fue hasta 1988 que con una clave identificadora GOM-1520, el documento quedo registrado en el manual de procedimientos técnicos del área de distribución.

El constante desarrollo de las tecnologías de protección de diferentes tipos y con una velocidad muy grande de desarrollo el documento GOM-1520, no sufrió ninguna modificación lo cual provoco que este quedara obsoleto principalmente por el desarrollo y la fabricación de nuevos equipos para protección y herramientas de análisis informativos para el análisis de un sistema eléctrico.

A-l quedar obsoleto se realizó una revisión y actualización de maniobras, con la participación en gran parte de un conglomerado de ingenieros especialistas de las divisiones de Jalisco, Bajío, centro occidente, peninsular, sureste y golfo centro, con una coordinación de la gerencia de distribución se actualizaron un conjunto

de temas que no se habían tomado en cuenta en la edición de 1983, además de eliminar temas que no se relacionaban directamente con el tema principal.

Uno de los problemas en la red eléctrica va a través del suministro de energía entre más población más exigencias, uno de ellos es la calidad de energía entregada, así como la cantidad de usuarios que solicitan cada vez más el servicio generando más cargas, interrupciones, variaciones de voltaje y corriente, etc.

Cuando suele suceder esto seguidamente se dice que tenemos un problema de coordinación en la red eléctrica, ya que las expansiones de ellas repercuten de forma negativa, ocupando una mayor instalación, mayores pérdidas eléctricas, riesgos innecesarios en el personal.

Este problema está muy cerca de ser causante de grandes porcentajes de diferentes tipos de fallas ya sea transitorias, monofásicas o trifásicas. La equivalencia entre tiempo de restablecimiento y satisfacción al cliente es menor, ya que unas de las grandes dificultades a las que se enfrenta es encontrar la ubicación de la falla (o aproximado), por lo mismo de que sus ramales no han sido actualizados ni organizados.

En el 2002 la dirección de operación de CFE se implementó compromisos de suministro con los clientes. El requerimiento técnico necesita establecer y reorganizar lo que es una coordinación de protecciones y un nuevo reordenamiento de ramales, así como propuestas para eliminar, sesgar o requerir de algún nuevo equipo para mejorar la red de distribución eléctrica en la Zona San Cristóbal.

## **1.2 Estado del arte**

Durante años los sistemas eléctricos en lo general han tenido diversas cuestiones de problemáticas las cuales constantemente se han ido teniendo opciones de mejoras, no todas al mismo grado de efectividad, pero un avance para el servicio de las personas sea de mejor calidad.

En esto la evolución de las protecciones eléctricas han tenido un papel muy importante, ya que gracias a estas se puede optar por sistemas más confiables y con opciones de restauración de la energía más rápidas.

La primera opción de mejora de CFE para los sistemas eléctricos fue la implementación de protección de fusibles esto con el afán de que el sistema se encontrará más seccionado y que cuando en ella ocurría una falla fuera posible aislarla con simples seccionamientos de fusibles. [1]

Aun con esta mejora a los sistemas eléctricos pequeños, que pasaban a extenderse a zonas muy grandes daba un amplio margen de protección a primeras instancias, aun con esto no era la mejora definitiva para una red eléctrica que se expandía cada vez más sus distancias troncales y de ramales.

La implementación de CCF'S 3D daba un rango de restablecimiento de 2 reconexiones al tener una falla transitoria, esto era una gran mejora a comparación del tiempo en que el personal del suministrador podía llegar a restablecer la energía por medio de cambios de fusibles. [2]

Posteriormente la mejora que se estableció fue el uso de equipos EPROSEC, con ellos fue un nivel más alto al tener una posibilidad de controlarlos a distancia (telecontrolados) por medio de control de un sistema SCADA. [3]

Aunque esta parte no fuera implementada el mismo equipo da una versatilidad al momento de su configuración interna, acoplándose a cada necesidad de circuitos. Esto fue una gran implementación por lo que las opciones de reconexión y disparos son configurables, además de los niveles que permiten como fallas igual son de una flexibilidad para cada circuito, pudiendo regularlas.

Los equipos tenían su instalación en zonas de gran demanda, o con fallas regulares por la zona y mayormente transitorias, como seccionamiento de tramos para poder aislar fallas graves o reconexiones necesarias y perder el menor número de usuarios mientras se está intentando restablecer el servicio.

Como última alternativa para mejorar el sistema eléctrico y como de igual forma un daño colateral de una población, ciudad en crecimiento o de una comunidad con pequeños grupos de personas muy aisladas el sistema eléctrico tenía serios problemas de orden, en la expansión del servicio no se tenía en cuenta un orden u opciones que hiciera que el circuito en general no se expandiera de forma irregular. [4]

La solución fue el reordenamiento de ramales el cual es basado en teoría modificar la ubicación de algunas líneas las cuales queden en mejor disposición y no expandirse demasiado, con ello se solucionan cosas como el calibre del conductor.

Al disminuir las distancias el calibre se hace más pequeño, más seguras para los trabajadores de campo con esto también se asegura en el caso de las líneas aéreas que sean más organizadas y dar un buen aspecto al entorno en el que se encuentran.

### **1.3 Justificación**

En las redes generales de distribución eléctrica, es de suma importancia que el suministro sea ininterrumpido, el mayor tiempo posible. Es por ello que el mejorar los sistemas eléctricos para un mejor servicio, ha sido uno de los principales objetivos para el suministro público. Con el pasar del tiempo las redes eléctricas se expanden o sufren modificaciones para un mayor alcance.

Las exigencias de la población crean una necesidad nueva para cada ramal, además de las exigencias medio ambientales que debe enfrentar muchas secciones distintas de un mismo circuito. Las ventajas monetarias al tener menos equipos innecesarios como seccionalizadores, restauradores, cuchillas de operación en grupo, cada equipo representa una fuerte suma.

Con este proyecto tiene como fin demostrar que, al mejorar una coordinación de un sistema de distribución, los tiempos de interrupción, así como la calidad del servicio se irían a mejora, con ello muchos factores de penalización se reducirían y los usuarios finales sin depender de su nivel de consumo tendrán un mejor servicio.

Parte de estas soluciones tiene aspectos de seguridad, ya sea el caso específico en la zona san Cristóbal, en las que las comunidades rurales abundan, y los tramos de líneas, el reducir los seccionamientos por protecciones de lugares innecesarios ayuda a la preservación de algunas zonas en las cuales se puede ahorrar el podar o trabajos inaccesibles

Con el punto anterior de la existencia de muchas zonas rurales el que la red eléctrica tenga mejoras en la distribución de sus equipos de protección aporta que el personal de campo corra menos riesgos al trabajar en secciones poco seguras,

mermar en número de mantenimientos. Ya que al no contar con instalaciones adecuadas en mayor parte aéreas se corren muchos peligros a trabajos de altura.

Por estos motivos es un proceso indispensable que un sistema de protecciones es capaz de detectar cualquier aspecto fuera de lo común dentro de un comportamiento óptimo de la RGD, y de esta misma forma pueda actuar para su corrección. Este trabajo está orientado hacia conceptos y aplicaciones que requiere una coordinación de protecciones. No se pretende tomar aspectos de pruebas o construcción de componentes del estudio de coordinaciones, o aplicaciones concretas del sistema de distribución de San Cristóbal.

## **1.4 Objetivos**

### **1.4.1 Generales**

Diseñar un esquema de coordinación de protecciones y modificación de ramales para evitar la propagación de disparos ocasionados por fallas de cortocircuito en líneas de distribución de la zona San Cristóbal basado en la filosofía de salvado de fusibles.

### **1.4.2 Específicos**

Conocer el funcionamiento de una coordinación de la Red General de Distribución.

Buscar soluciones de fallas factibles en redes eléctricas, aplicándola modificación de protecciones y coordinación.

Realizar un conglomerado del proceso que se requiere al trabajar con una coordinación de distribución.

Probar rendimientos estables y favorables para uso de equipos EPROSEC en la red.

Elaborar pruebas de inyección de tensión a los equipos restauradores con sus respectivas curvas de Sobrecorriente de tiempo inverso.



## 1.5 Metodología

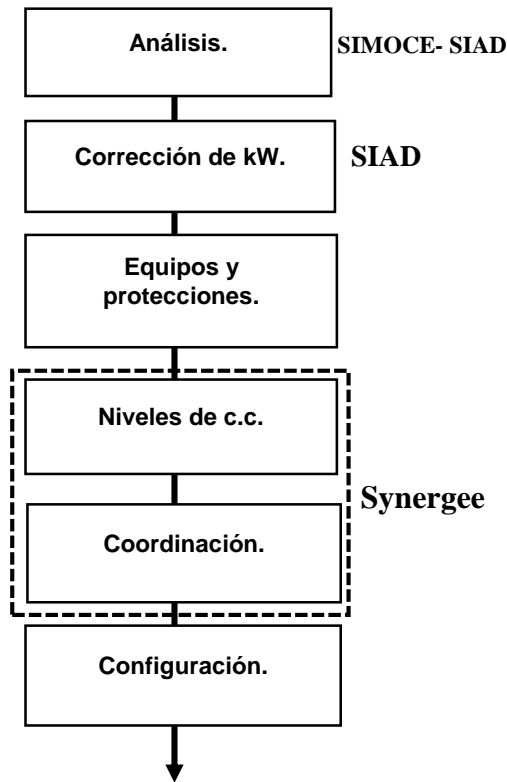


Fig.2.1. Diagrama Software de proceso.

**Análisis.** Al elaborar un estudio de coordinación de protecciones hay obtener los datos necesarios de los dispositivos de protección que se van a emplear en la red o sistema que se piensa a proteger de fallas transitorias o permanentes, durante este paso se registrarán un conglomerado de comportamientos y curvas tiempo-corriente, estos datos serán analizados a través del software Synergiee.

**Corrección de kW (carga).** Al tomarse la RGD como un sistema que obtiene cambios anuales, por diversos factores como variaciones de demanda que está suministra, un aumento de usuarios, demandas altas etc. Durante este proceso se llevarán a cabo las correcciones de estos datos, el propósito de cumplir es la relación entre los diagramas unifilares, el registro nacional de demanda

energética y los usuarios que disponen de ella, al realizarse la compostura del sistema tendremos datos reales para el sistema que se necesita proteger.

**Equipos y protecciones.** Después del análisis con ayuda de hojas de cálculo, se realizará un enlistado de los datos obtenidos estos deberán ser el uso de un concentrado de los equipos y protecciones que contienen el circuito bajo estudio, con la finalidad de que luego de adaptarlo por sub-ramales y troncales se realicen propuestas de necesidades o mejoras para un posible cambio, con ello generar un aumento de eficiencia de operatividad a las respuestas de fallas.

**Niveles de corto circuito.** Al recaudar la información necesaria, se realizarán cálculos de cortocircuito de falla a tierra, fase a fase para saber la capacidad interruptiva de los fusibles y sus tiempos de accionamiento, que serán utilizados en las propuestas aplicando el método salvado de fusible.

**Coordinación.** Volviendo al software Synergiee, se realiza coordinación de tiempo-corriente para verificar el comportamiento entre equipos a proteger y equipos de protección, dependiendo de las propuestas realizadas en el circuito del área OCO 5042 Y CRI 4020.

**Configuración.** Se pone en marcha las configuraciones realizadas en la coordinación de cortocircuito en los equipos que se podrán en servicio.

## 2. Fundamento teórico

### 2.1. Tipos de fallas en líneas de distribución.

**Fallas transitorias.** Son de corta duración, donde la pérdida de aislamiento de los elementos del sistema sometidos a tensión eléctrica. Algunos tipos de fallas transitorias incluyen contactos momentáneos con ramas de árboles, flameo por contaminación o arqueo del aislamiento por descargas atmosféricas, mezclándose en este último caso las ondas de la sobretensión de forma no sostenida con la corriente de frecuencia nominal.

Otros tipos de fallas, de las cuales resultan corrientes de frecuencia nominal pueden ser de naturaleza transitoria si la tensión del elemento fallado es interrumpida rápidamente por la acción de un dispositivo de protección y luego restablecida después de que el aislamiento ha recuperado su capacidad dieléctrica. Tales fallas pueden resultar de descargas atmosféricas con flameo de aislamiento, contacto de aves o animales, movimiento de conductores cercanos.

**Fallas permanentes.** Son la pérdida de aislamiento del elemento fallado es permanente, al tratarse tanto de aislamientos de tipo "no recuperable", como de aislamientos "recuperables" donde su capacidad dieléctrica es drásticamente reducida. Las fallas permanentes son aquellas que requieren reparación, mantenimiento o reposición del equipo antes de que la tensión eléctrica pueda ser restablecida en el punto de falla.

Su ocurrencia generalmente origina una pérdida irreversible del aislamiento cuando éste es del tipo "no recuperable". Si se trata de aislamientos del tipo "recuperable", tales como el aire, la pérdida del aislamiento es debida a contacto de elementos conductores, ya sea entre ellos o con tierra, provocado normalmente como consecuencia de fallas mecánicas o estructurales.

### 2.2 Tipos de fusibles

En la actualidad existen variedad de fusibles, por lo que, dependiendo de la aplicación específica, satisfacen de mayor a menor medida a los requerimientos técnicos establecidos. A continuación, se mencionan algunos fusibles, considerando su aplicación en los sistemas de distribución:

Fusibles tipo expulsión

Fusibles de triple disparo

Fusible de vacío

Fusibles limitadores de corriente

Fusibles en hexafluoruro de azufre

Fusibles de potencia

### **2.2.1 Fusibles tipo expulsión**



*Fig 2.2. Fusible de expulsión tipo K.*

Este tipo de fusible es el más empleado en los sistemas de distribución. Para este tipo de elementos fusibles las normas ANSI C37.43 definen las siguientes curvas características de operación:

Tipo "N"	<p>Fue el primer intento de estandarización de las características de los elementos fusibles, el estándar dictaba que deberían llevar el 100 % de la corriente nominal continuamente y deberían fundirse a no menos del 230% de la corriente nominal en 5 minutos.</p> <p>La curva característica de tiempo-corriente es proporcionada por los fabricantes de los fusibles y esta característica es la más rápida con respecto a otros tipos de fusibles, el tiempo mínimo de fusión al 150% del valor de la corriente nominal es de 300 segundos.</p>
Tipos "K" y "T"	<p>Corresponden a los tipos rápidos y lentos respectivamente, estas curvas fueron parcialmente definidas en 1950.</p> <p>Para la característica de operación de estos fusibles se definieron tres puntos correspondientes a los tiempos de 0.1, 10 y 300 segundos, adicionalmente se estandarizó que estos fusibles serían capaces de llevar el 150% de su capacidad nominal continuamente para fusibles de estaño y del 100% para fusibles de plata.</p> <p>Asimismo se normalizaron las capacidades de corriente más comunes de fabricación y que actualmente son de 1, 2, 3, 5, 8, 15, 25, 40, 65, 100, 140 y 200 amperes</p>

Fig 2.3. Tipos de fusibles de expulsión.

Para los cortacircuitos de distribución que utilizan fusibles tipo expulsión se tienen normalizados los valores máximos de la corriente de interrupción, indicados en la Tabla 2.1 siguiente:

TENSIÓN (KV)	CORRIENTE DE INT. (A)
4.8	12.500
7.2	12.500
14.4	10.000
25	8.000

### 2.2.2 Las dos mayores desventajas de los fusibles

- a) La característica de solo un tiro referida anteriormente requiere que un fusible fundido se reemplace antes de que el servicio pueda restaurarse. Esto significa un retraso y la necesidad de tener los fusibles de repuesto y el personal de mantenimiento calificado que deben ir y reemplazar los fusibles en el campo. Con lo anterior se provocan altos costos de atención de servicios.
  
- b) En un circuito trifásico, una falla monofásica de fase a tierra causará un fusible fundido, desenergizado sólo una fase, permitiendo a el equipo conectado (tal como los motores) quedarse conectados a las fases restantes, con el subsecuente calentamiento excesivo y vibración debido al suministro de voltaje desequilibrado.

Para superar estas desventajas, se desarrollaron relevadores de protección como elementos lógicos que se separan de la función de interrupción del circuito.



*Fig 2.4. Fusible quemado por exceso de carga.*

### 2.2.3 Selección de fusibles

Tomando en consideración la tensión de diseño los fusibles están clasificados según la IEEE en fusibles para baja tensión de 125 a 2,300 volts y fusibles para alta tensión de 2,300 a 161,000 volts, esta última categoría incluye los fusibles con rango de tensión intermedia, a su vez estos fusibles están subdivididos en fusibles para distribución y fusibles de potencia. El primer paso consiste en

seleccionar el tipo de fusible requerido según la aplicación y necesidades del elemento del sistema a proteger.

Al seleccionar el fusible según la aplicación debe considerarse si se requiere para operar en interiores o exteriores. Si es para exteriores se considera que el cortacircuito fusible completo sea para operar bajo condiciones de intemperie; si es para operar en espacios cerrados entonces se elegirá un fusible el cual reduzca considerablemente la emisión de ruido, gases y flama al exterior del porta-fusible por un cortocircuito.

En la elección del tipo de fusible se determinará si necesita un fusible del tipo distribución o uno de potencia y se hará en base a la capacidad interruptiva y al nivel del corto circuito que se tenga disponible en el lugar donde el fusible vaya a ser instalado. Las características eléctricas requeridas para la operación deben considerar los siguientes parámetros:

1. Tensión nominal. El valor de tensión de operación normal deberá ser igual o menor a la tensión de diseño del fusible y el fusible no deberá operar a una tensión mayor al voltaje máximo de diseño.
2. Corriente continua.

Es el valor eficaz (rms) de la corriente que puede circular por el fusible en régimen estacionario y en forma continua en el que se deberán considerar:

- a) La corriente normal de la carga máxima que se puede presentar, la cual deberá circular por el fusible sin que éste sufra ningún daño en sus características, todos los fusibles pueden llevar continuamente la corriente continua de diseño con una temperatura ambiente que no exceda los 40°C.
- b) La corriente transitoria de "inrush" de los transformadores, que es la corriente de magnetización del núcleo de los transformadores, es de corta duración (aproximadamente 0.1 seg.) y dependiendo de la capacidad del transformador tiene un valor de 8 a 12 veces la corriente nominal, esto en la coordinación de protecciones es conocido como punto "inrush", y este punto no debe rebasar a la curva tiempo-corriente de operación del fusible.
- c) Sobrecargas normales repetitivas como arranque de motores.

## 2.2.4 Capacidad interruptiva

- a) El rango de interrupción relaciona el valor máximo de la corriente eficaz (rms) simétrica que circula durante la primera mitad del ciclo después de iniciada la falla, este rango puede expresarse en las formas siguientes. a) La corriente máxima rms simétrica.
- b) La corriente máxima rms asimétrica.
- c) El equivalente en kilovolt-amperes trifásicos simétricos. La corriente máxima rms simétrica es la más ampliamente utilizada porque es la que proporcionan los estudios de cortocircuito, la corriente máxima asimétrica representa la máxima corriente que el fusible puede interrumpir y es 1.6 veces la corriente máxima simétrica para fusibles, los kilovoltamperes trifásicos o MVA de capacidad interruptiva se usan básicamente como referencia de comparación con las capacidades interruptiva de interruptores.

## 2.3 Restauradores

El restaurador es un dispositivo electromecánico que sirve para reconectar alimentadores primarios de distribución, por lo que son auto controlados para interrumpir y cerrar automáticamente circuitos con una secuencia de cierre y apertura, esta secuencia de operación podrá llevarse a cabo dependiendo el ajuste hasta tres veces seguidos, terminando con una operación definitiva de cierre o apertura.



*Fig 2.5. Restaurador con aislamiento al vacío.*



La secuencia de operación realiza dos funciones importantes:

Prueba la línea para determinar si la condición de falla ha desaparecido

Discrimina las fallas temporales de las permanentes

Estudios de sistemas de distribución aérea en todo el mundo han establecido que hasta el 95% de todos los corto-circuitos o fallas son de naturaleza temporal, con una duración de unos cuantos ciclos. Sobre la base de estas estadísticas y observaciones puede reconocerse fácilmente la necesidad de disponer de un equipo con la función de “apertura y re-cierre automático”.

### **2.3.1 Principio de operación**

Los restauradores tienen diferentes características, independientemente que efectúen la misma función, las cuales son:

- a) Número de fases. En nuestro país en su mayoría el sistema de distribución es trifásico, por lo que solamente en los casos de distribución monofásica se utilizarán restauradores monofásicos.
- b) Medio interruptiva. En aceite o en vacío, se están utilizando de los dos tipos en la actualidad; aun cuando el tipo de cámaras en vacío es más moderno.
- c) Tipo de control: Hidráulico ó Electrónico. Es también más moderno el tipo electrónico y utiliza para su operación señales de transformadores de corriente (TC's) que son censadas convenientemente a través de relevadores electrónicos; requieren de una fuente de polarización para que el restaurador logre su operación.

La detección de fallas se realiza generalmente por bobinas colocadas en serie con la línea, alojadas en el interior del tanque del restaurador. Estas bobinas colocadas en serie al censar una corriente superior a su capacidad de disparo, actúan sobre el mecanismo abriendo el restaurador, para el cierre se utilizan principalmente las siguientes formas: por medio de resortes que se cargan por la acción de apertura, bobina de potencial que utiliza la tensión de línea de lado fuente del equipo y mediante motor para la carga de un mecanismo.

En algunos diseños la detección de fallas se realiza por medio de transformadores de corriente tipo boquilla, y a través de circuitos electrónicos se provee la señal de disparo y el trinquete de apertura es accionado por una pequeña bobina alimentada por una batería, la cual es continuamente cargada por la corriente de la línea. Fuentes de energía externas son requeridas solamente para la operación remota de algunos accesorios especiales.

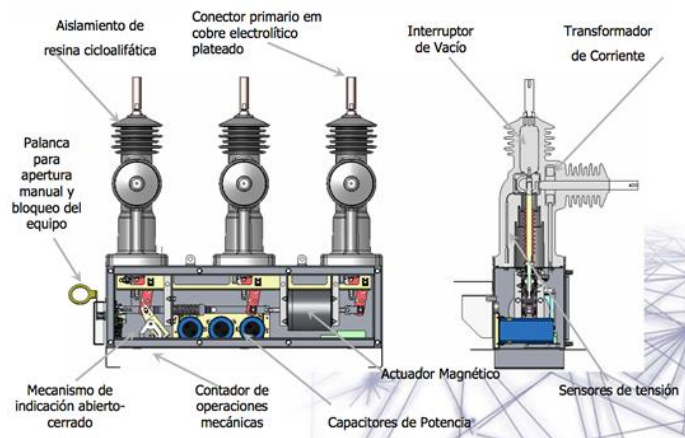


Fig 2.6. Construcción interna de un restaurador.

Los restauradores cuentan también con un dispositivo para apertura por falla a tierra, con excepción de los de pequeña capacidad, estos dispositivos de falla a tierra generalmente tienen una sensibilidad de 5 amperes. La ventaja de los restauradores va más allá de la simple detección y despeje automático de fallas y re-cierre.

Cuenta con la característica de poder operar con diferentes curvas de tiempo-corriente dentro de una misma secuencia de operación seleccionables. Lo anterior se ejemplifica para un determinado restaurador, que al detectar una falla dispara en pocos ciclos, este disparo rápido minimiza la probabilidad de cualquier daño en un sistema luego re-cerrará en 1 ó 2 segundos, lo que significa una mínima interrupción del servicio.

Después de 1, 2 ó posiblemente 3 de estas operaciones rápidas, el restaurador automáticamente cambia a una operación de disparo lento.

La combinación de las operaciones rápidas y lentas permite la adecuada coordinación con otros dispositivos de protección. Otra característica del restaurador es la reposición automática, si un restaurador es ajustado, para quedar abierto después de su 4a. operación de apertura, pero la falla ha sido

despejada después de la 1ª, 2ª ó 3ª, operación, el restaurador se repondrá automáticamente a su posición original y será capaz de llevar a cabo otras operaciones, en el caso de que la falla sea permanente será necesario cerrarlo manualmente.

### **2.3.2 Características de tiempo-corriente y secuencia de operación**

Los restauradores cuentan con curvas características de tiempo-corriente del tipo definido e inverso. La curva característica definida, significa que el tiempo de operación es independiente a la magnitud de la corriente de falla, es decir, que para cualquier nivel de falla opera en el tiempo seleccionado.

Para la curva característica inversa, el tiempo de eliminación varía dependiendo de la magnitud de la corriente de falla, y puede haber distintas demoras, por ejemplo la curva "C" tiene más demora que la curva "B". Actualmente existen una gran cantidad de curvas y denominaciones empleadas por los fabricantes, curvas empleadas normalmente en los restauradores y corresponden para dicha gráfica a:

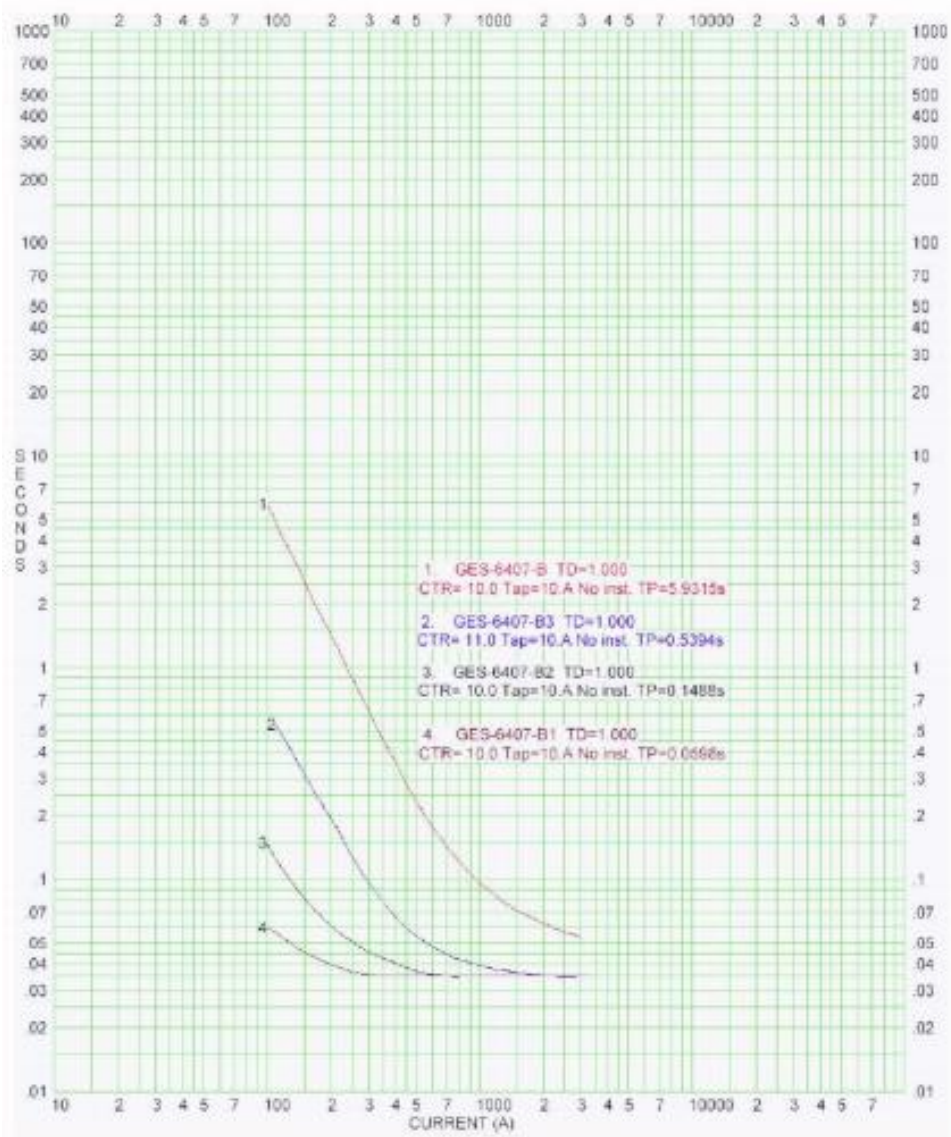


Fig 2.7. Grafica tiempo-corriente.

Curva B3 Curva rápida

Curva B2 Curva rápida

Curva B1 Curva lenta

Curva B4 Curva muy lenta

Además, el restaurador puede modificarse para proveer todas las operaciones rápidas, todas las operaciones, demoradas o cualquier combinación de operaciones rápidas seguidas por demoradas. Sin embargo, en todos los casos de operaciones rápidas, si las hay, ocurren primero seguidas de las demoradas, hasta llegar a la cantidad seleccionada de operaciones para la apertura definitiva.

Por ejemplo, para una secuencia 2A-2B, significa que el restaurador efectuara 2 operaciones rápidas con su curva "A" y dos operaciones lentas con su curva "B" y luego queda abierto. De la misma manera se pueden seleccionar 1A-3B, 3A-1B, 0A-4B, según la conveniencia para coordinar con otros dispositivos de protección de la red.

Las secuencias señaladas corresponden a un ajuste de 4 operaciones, siendo factible también, el poder disponer de ajustes con 3, 2 ó incluso 1 operaciones; con las correspondientes combinaciones de curvas rápidas y/o lentas.

#### **2.3.4. Selección y ubicación de restauradores**

La primera decisión importante que debe tomarse al aplicar los restauradores, es determinar las ubicaciones físicas apropiadas. Una de las ubicaciones obvias es la fuente de energía del alimentador. En esta forma, el alimentador queda aislado para el caso de una falla permanente, luego dependiendo de las condiciones individuales de cada sistema, otros restauradores adicionales pueden ubicarse en serie en el alimentador en puntos seccionadores lógicos.

Para limitar cualquier retiro de servicio al menor segmento práctico del sistema. Idealmente, el origen de cada ramal de longitud suficiente como para representar riesgos de falla, deben considerarse como punto de seccionalización, así mismo la facilidad de acceso a ciertas secciones de la línea, es determinante para la ubicación real. Se deben considerar los siguientes factores para la instalación:

La tensión del sistema no debe de exceder la tensión de diseño del restaurador.

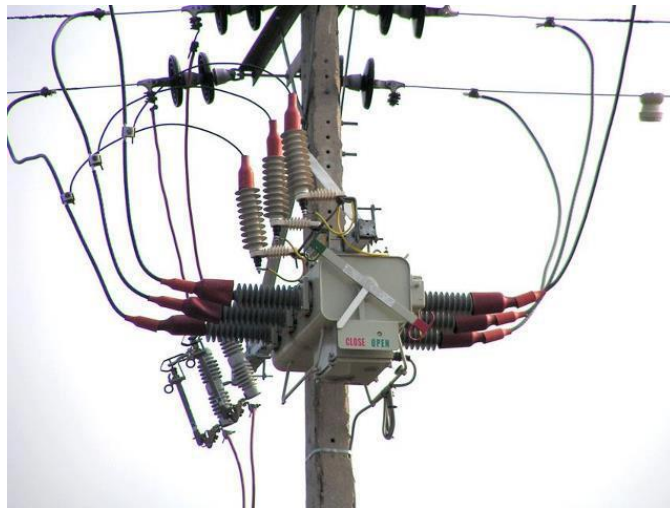
La capacidad nominal de corriente deber ser igual o mayor que la corriente de carga máxima.

La capacidad interruptiva debe ser igual o mayor que la corriente de falla máxima en el punto de instalación.

La mínima corriente de corte seleccionada debe permitir que el restaurador cubra toda la zona de protección deseada.

Las curvas de tiempo corriente y las secuencias de operación seleccionadas deben permitir la coordinación con otros dispositivos de protección en ambos lados del restaurador.

## 2.4 Seccionalizadores



*Fig 2.8. Seccionador tripolar en carga.*

Aunque en estricto rigor un seccionador no es un dispositivo de protección, dadas características operativas especiales, lo hacen ser una excelente alternativa para resolver varios problemas que con referencia a la selectividad que un sistema de protecciones, frecuentemente llegan a presentarse durante el desarrollo de un estudio de coordinación de protecciones.

Al carecer de una característica de operación tiempo-corriente, como el resto de los dispositivos de protección, el seccionador simplifica un estudio de coordinación de protecciones, ofreciendo amplias posibilidades de aplicación con reducidas limitaciones.

El seccionizador automático es un dispositivo de características similares a las del restaurador, es decir, a través de un control hidráulico y bobinas serie o electrónico y transformadores de corriente, secciona bajo condiciones preestablecidas el tramo de línea fallado. Generalmente los seccionizadores son usados en serie con restauradores o interruptores de circuito con recierre, para proveer puntos de seccionización automática. Normalmente un seccionizador tiene los siguientes componentes:

Boquillas

Tanque

Mecanismo de operación

Bobina serie

Mando de accionamiento

Gabinete de control

Contactos

Dieléctrico (Aceite o Hexafluoruro de azufre)

Transformadores de corriente Por la forma de control, los seccionizadores pueden ser del tipo bobina serie (hidráulicos ó secos) y electrónicos.

Los de tipo seco son monofásicos, y pueden tener capacidades en 14.4 kV hasta de 140 amperes. Los seccionizadores con control hidráulico tienen capacidades en 14.4 kV, en los monofásicos hasta 140 amperes o trifásicos hasta 200 amperes. Los seccionizadores tipo electrónico están disponibles para 14.4 kV hasta 34.5 kV y 400 amperes nominales.

Con esta capacidad, pueden aplicarse para muchos usos que no podían ser realizados en el pasado. Además, se dispone de accesorios especiales para ampliar su uso, existiendo modelos monofásicos y trifásicos. La corriente que fluye por el mecanismo de operación es transmitida por transformadores de corriente tipo dona.

## 2.4.1 Principio de operación

El seccionizador, opera cuando se han completado un número de "conteos" preestablecidos. Para que un "conteo" sea realizado, es necesario cumplir con dos condiciones:

Circulación previa de una sobre-corriente igual o mayor a la corriente mínima de operación o conteo.

Que dicha sobre-corriente haya sido interrumpida.

Al cumplirse estas dos condiciones y completar sus conteos de ajuste, el seccionizador abre sus contactos cuando la línea está des-energizada. Después que el seccionizador queda abierto cumpliendo la cantidad seleccionada de recuentos debe ser cerrada manualmente.



*Fig 2.9. Seccionizador tripolar con aislamiento SF6.*

Esto permite prever puntos de seccionamiento automática a bajo costo, ya que estos dispositivos no cuentan con capacidad interruptiva para las corrientes de falla, ni curvas características de operación tiempo-corriente; aunque si disponen de cierta capacidad de maniobra para operar con corrientes de carga,



menores a su capacidad nominal. La economía es la principal ventaja que se obtiene del uso de los seccionalizadores automáticos.

La corriente mínima de operación ó actuante, generalmente es del 160% de la capacidad nominal del seccionizador; en seccionalizadores con control electrónico esta corriente tiene un rango de ajuste. La cantidad de recuentos o "conteos" puede ser ajustada de 1 a 3 generalmente.

Durante fallas temporales, donde el número de veces que la sobre-corriente es interrumpida, es menor al número de conteos del seccionizador, el mecanismo de conteo se repone lentamente a su posición original, "olvidando" de esta manera los recuentos. En seccionalizadores con control hidráulico el tiempo de reposición es de aproximadamente un minuto y para los de control electrónico este tiempo es seleccionable.

#### **2.4.2 Factores a considerar en la selección e instalación de seccionalizadores**

En la selección e instalación de los seccionalizadores automáticos de línea, deben tomarse en cuenta los siguientes factores:

**Tensión del sistema.** El seccionizador debe tener una tensión nominal igual o mayor a la del sistema.

**Corriente de carga.** La corriente nominal del seccionizador debe ser mayor que la corriente de carga.

**Corriente mínima de operación.** Con el fin de tener la magnitud adecuada de la corriente para llevar a cabo el conteo, la corriente mínima de operación del seccionizador debe ser menor o igual al 80% de la corriente mínima de disparo del restaurador de respaldo.

**Corriente máxima de falla.** Es importante que en los estudios de coordinación de protecciones se revise que los valores de las corrientes de falla y tiempos de permanencia de éstas no excedan las capacidades del equipo. En seccionalizadores con bobina serie es necesario revisar los valores de sobre-corriente de corta duración que pueden soportar éstos sin sufrir daño. Algunos fabricantes proporcionan de manera gráfica las denominadas curvas de daño para seccionalizadores.

Número de conteos. Debe ser uno menos que el número de re-cierres del restaurador de respaldo. Para seccionadores conectados en cascada (serie), el número de conteos del seccionador que se instala "adelante" tendrá un conteo menos que el antecesor.

Facilidad de acceso y maniobras. Los seccionadores se instalan en postes, deben ser instalados en lugares que permitan facilidades de acceso y maniobras con pértiga para la operación de apertura manual y/o reposición.



*Fig 2.10. Seccionador parte baja con su bloqueo mecánico a vista.*

### **3. Desarrollo experimental**

#### **3.1 Análisis de la red eléctrica de las líneas de distribución de la zona San Cristóbal**

La energía eléctrica es indispensable para los consumidores. Garantizar el abasto de energía de forma continua y segura, permitiendo el acceso de bienes y servicios sociales básicos, como alimentación, salud y educación, con lo cual se eleva el bienestar y la calidad de la vida de la población.

Para poder realizar el estudio de la red de la zona siendo una de las más grandes del sureste se descompone en áreas, éstas son Venustiano Carranza, San Cristóbal, Yajalón, Ocosingo, Comitán y Frontera Comalapa.

Los puntos más importantes a la hora de realizar un circuito por área son la carga que tiene cada elemento de protección, la cantidad usuarios a los que se le administra energía, la demanda que se requiere, niveles de cortocircuito, su ubicación geográfica (para las plataformas).

Como primer paso se realizó la actualización de datos en la plataforma del SIAD donde se verifica el total de usuarios, mientras que a través de la plataforma del SIMOCE se arrojan los datos en tiempo real con una consideración de 7 días por área, se realizó la siguiente fórmula para sacar la demanda por usuario:

$$\text{Demanda por usuario: } \frac{kW \text{ pico (máximo de 7 días)}}{\text{Número de usuarios totales}}$$

Ejem. Circuito AAA 4015- Troncal Acala

$$\text{Demanda por usuario: } \frac{2\,187.11}{6931} = 0.3155 \text{ kw.}$$

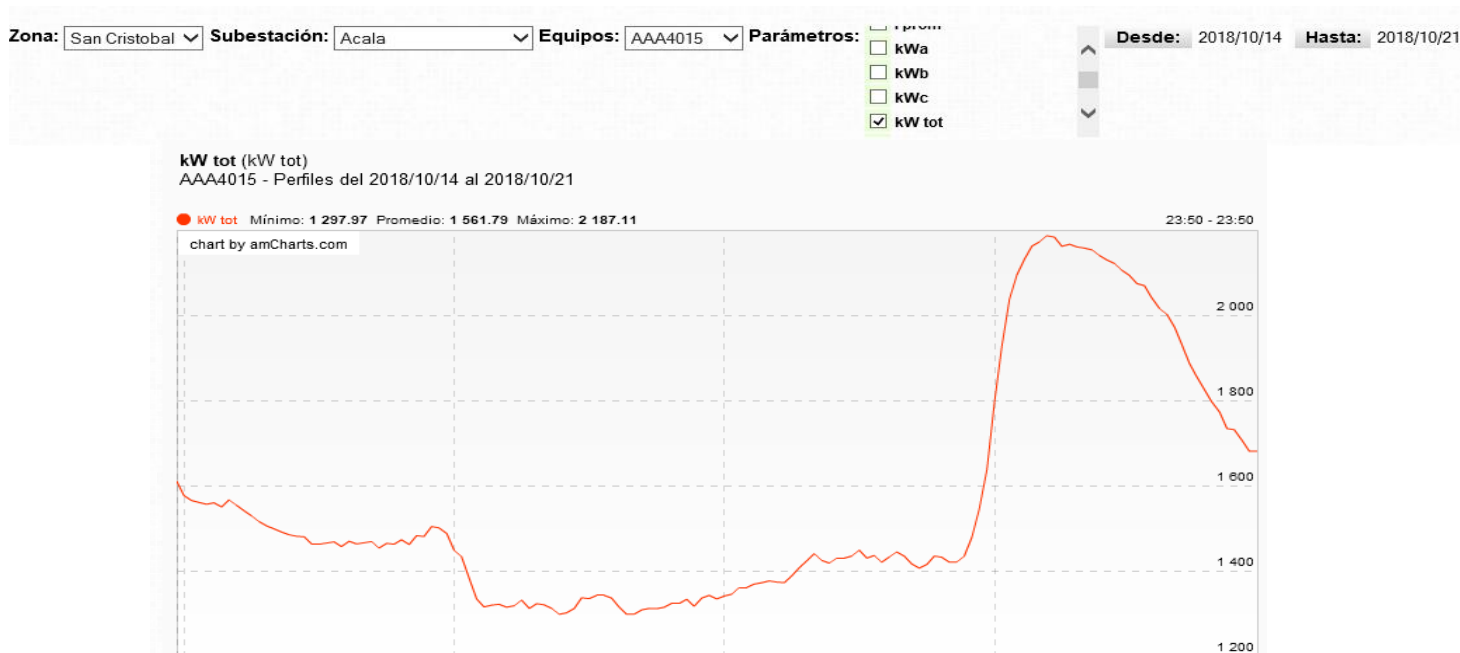
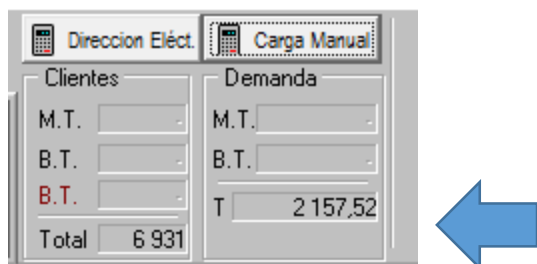


Fig 3.1. Gráfica de Kw totales de Acala 4015.

Se muestra la carga total que aparece en programa SIAD de 2157.52, mientras que la carga real es de 2187.11, la diferencia 30 kW que deben distribuirse en los datos técnicos.



La demanda por equipo (F4602) cambia dependiendo del número de usuarios que se encuentren dentro de él, sólo si este está incorrecto.

Ejemplo:

Demanda por equipo:

$$1 * 0.3155 = 0.3155$$

Fig 3.2. Configuración de demandas por tramos Synergiee.

Con Synergiee se puede visualizar los niveles de cortocircuito de hay en el ramal, ya sea trifásico o monofásico sirven como guía para saber que tensión se maneja, los recierres que tendran los equipos y la coordinación de las curvas entre equipos.

Es muy importante porque si entre ellas no estan alineadas los protecciones no llegan a funcionar de manera correcta causando daños en los fusibles, restauradores y cuchillas, también indica la ubicación de los equipos EPROSEC.



*Fig 3.3. Cto. visto desde el software Synergiee.*

### **3.2 Ubicar fallas más comunes de la zona.**

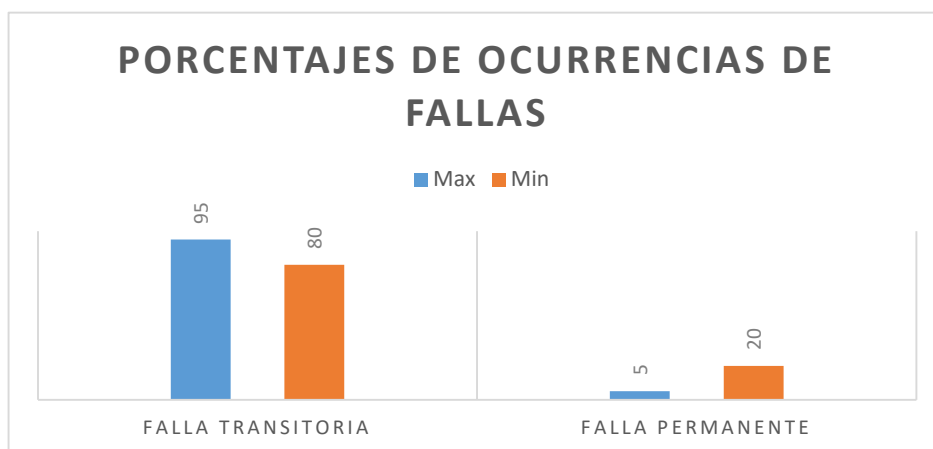
Algo muy presente en un sistema eléctrico de distribución son las fallas, pero no todas las fallas son similares o del mismo grado de problemática, estadísticas de disparos de equipos en campo o estudios bastos sobre el tema dan un mismo resultado. Las mayores causas de fallas en el sistema de distribución vienen de descargas atmosféricas, rompimiento de conductores, por animales ya sea roedores, serpientes o aves, hasta lo más mínimo como errores de cableado.

El caso va desde Ocosingo que tiene una demanda de usuarios extremadamente excesiva además que se ubica en una zona rocosa y de clima cambiante siendo su principal problema las descargas atmosféricas y daño de aislamiento por animales, aunque se le da importancia necesaria es un lugar frecuentemente visitado para mantenimiento o restablecimiento de suministro

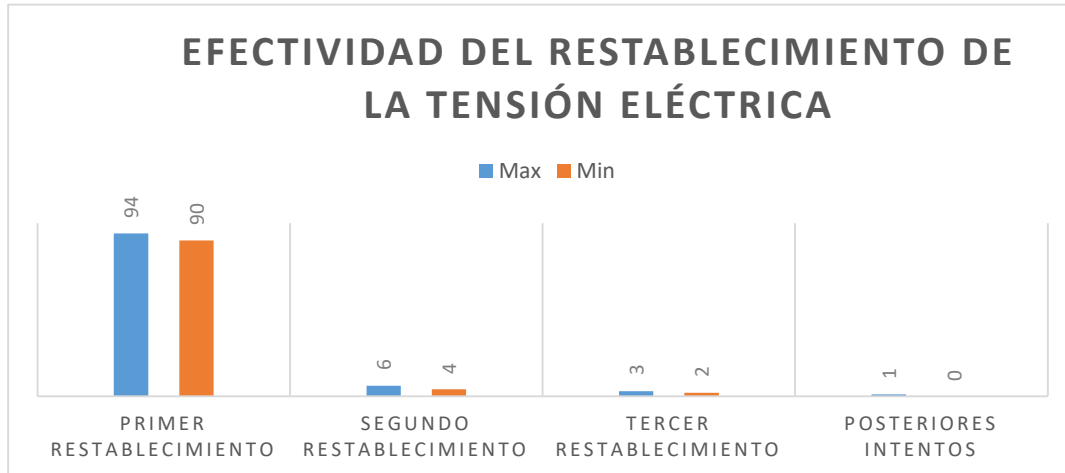
Mientras en el caso del circuito de San Cristóbal circuito de la Coca, son una compañía que necesita tener su carga lo más limpia posible así que su

mantenimiento y las fallas ocurridas en ese circuito son mínimas al año o prácticamente nulas.

Enfocándose a circuitos de mayor demanda de población como el caso del OCO 5042, datos estadísticos de fallas un mayor porcentaje de fallas estadísticamente son las de naturaleza transitoria ocupando un porcentaje de entre un 80-95%, como se percata es una suma bastante alta y, por consiguiente, el valor complementario de entre 20-5% son correspondientes a las fallas permanentes.



De las fallas transitorias que se presentan hay un porcentaje de efectividad de un 90-94% en que estas son liberadas con éxitos en el primer intento de restablecimiento de la tensión eléctrica; entre un 4-6% son liberadas hasta el segundo intento de restablecimiento; entre un 2-3% desaparecen hasta un tercer intento y tan solo un pequeño porcentaje de 1% como máximo, se logran despejar hasta un 4 intento de restablecimiento o posteriores intentos.



Cabe señalar que en CFE desde 1989 se ha efectuado un seguimiento estadístico a una muestra promedio de 150 circuitos de distribución de 30 subestaciones en tres divisiones, teniéndose hasta la fecha un total de 12,797 fallas con un patrón de comportamiento como el que se indica a continuación:

<b>Evento.</b>	<b>% porcentaje representativo.</b>
*Fallas permanentes	10%
*Fallas transitorias	90%
*Fallas transitorias liberadas después del 1er. Intento de restablecimiento	90%
*Fallas transitorias liberadas después del 2do. Intento de restablecimiento	6%
*Fallas transitorias liberadas después del 3er. Intento de restablecimiento	3%
*Fallas transitorias liberadas después del 4to. Intento de restablecimiento	<1%

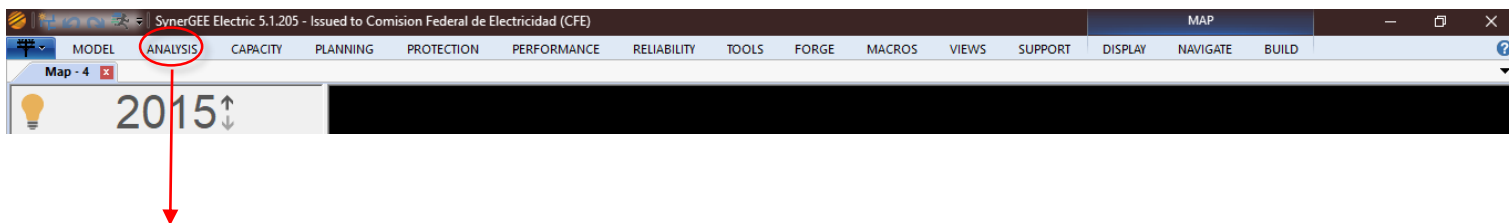
Al tomar en cuenta los datos estadísticos lanzados con dos recierres el problema de una falla transitoria quedaría arreglada en más de las mayorías de los casos, seguidos intentos solo marcaria más la falla persistente que llevaría a esfuerzos innecesarios y corrientes de fallas que podría llegar a dañar diferentes partes del sistema de distribución.

### 3.3 Cálculo de cortocircuito

Un sistema de distribución consiste de un alimentador trifásico principal (troncal) protegido de un interruptor o restaurador tripolar en la subestación, un alimentador central y circuitos laterales conectados por seccionadores o fusibles. Utilizando cuchillas de operación manual o remotamente para seccionar y conectar por emergencia alimentadores adyacentes.

Las curvas de cortocircuito en los equipos de protección tienen funciones principales de protección estas son minimizar el número de fallas permanentes y de salidas, minimizar el tiempo de localización de fallas, prevenir el daño contra el equipo principal (barras conductoras, transformadores, cables), minimizar fallas internas en el equipo o accidentes mortales.

Con ayuda de la plataforma de Synergiee se pudo visualizar la generación de una falla de cortocircuito de la siguiente manera:



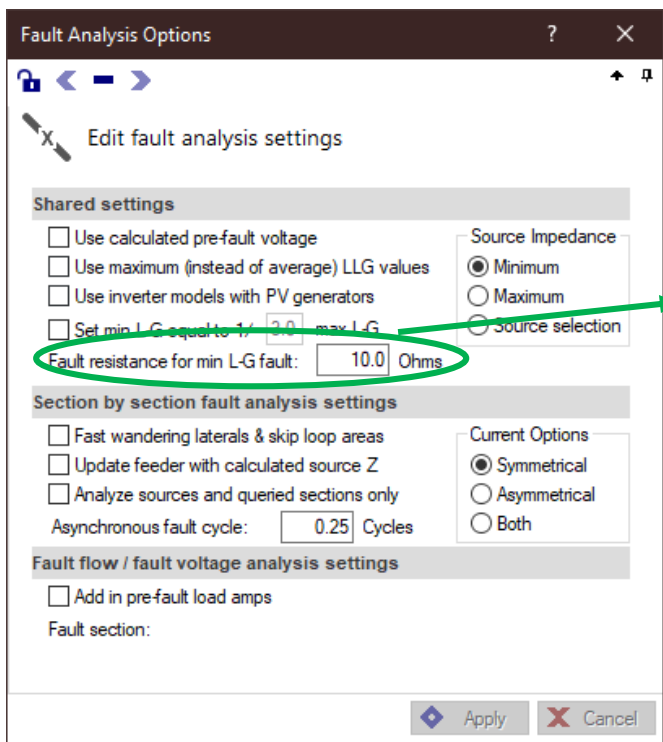
En la barra de herramientas se encuentra la parte de análisis dónde se encuentra:



El que nos importa para generar un cortocircuito en el ramal seleccionado es el de nombre "Fault", aunque antes de poder generar tal falla CFE cuenta con la



normatividad, una condición de impedancia que crea la línea de media tensión en promedio de 10 ohms.

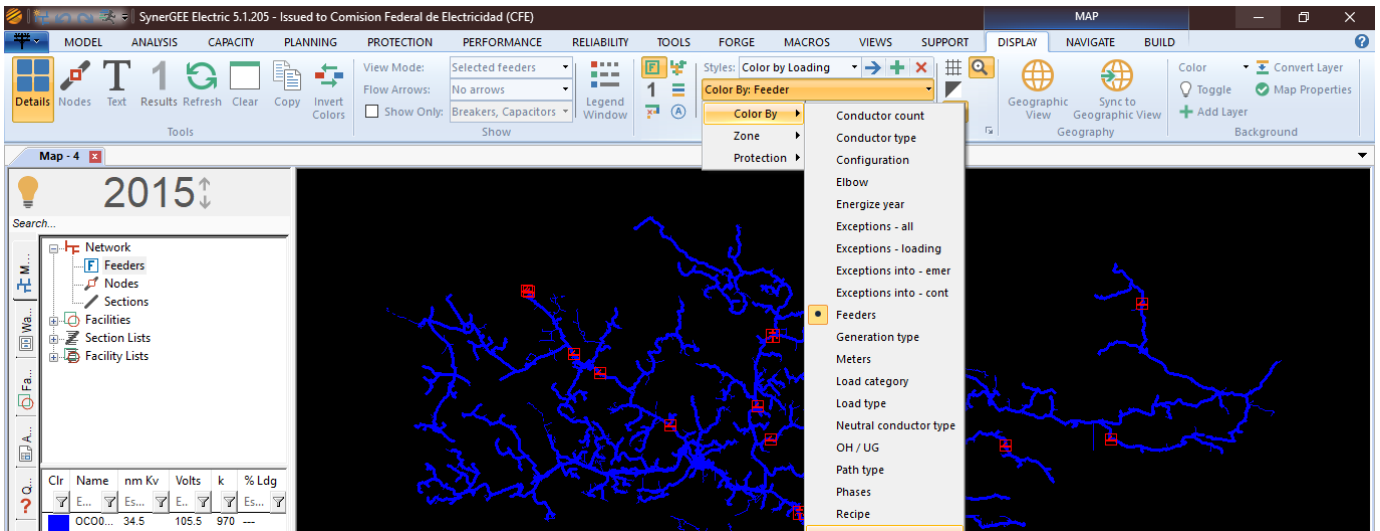


En la misma opción de “Fault” viene la “opciones” en dónde dice resistencia por minuto en falla de fase a tierra por default en el programa Synergee 0.5 ohms, se deberá cambiar a los 10 ohms de requerimiento.

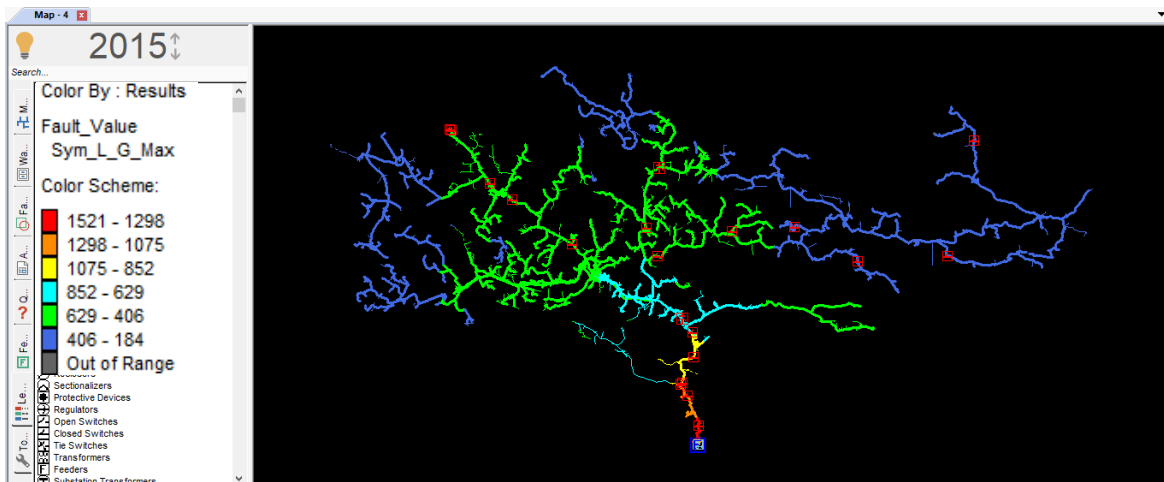
Cuando la falla haya sido generada, saldrá un pequeño recuadro que indica sí está tuvo algún fallo al generarlo y sí está bien indicará temperatura en la que se hizo, el viento, cuantos kilómetros y los números de equipos (y que tipos) fueron afectados a lo largo de su trayectoria.

Sí no indica nada, más que una tabla en blanco puede ser una razón, que viene desde el alimentador allí se deberá configurar de la siguiente manera.

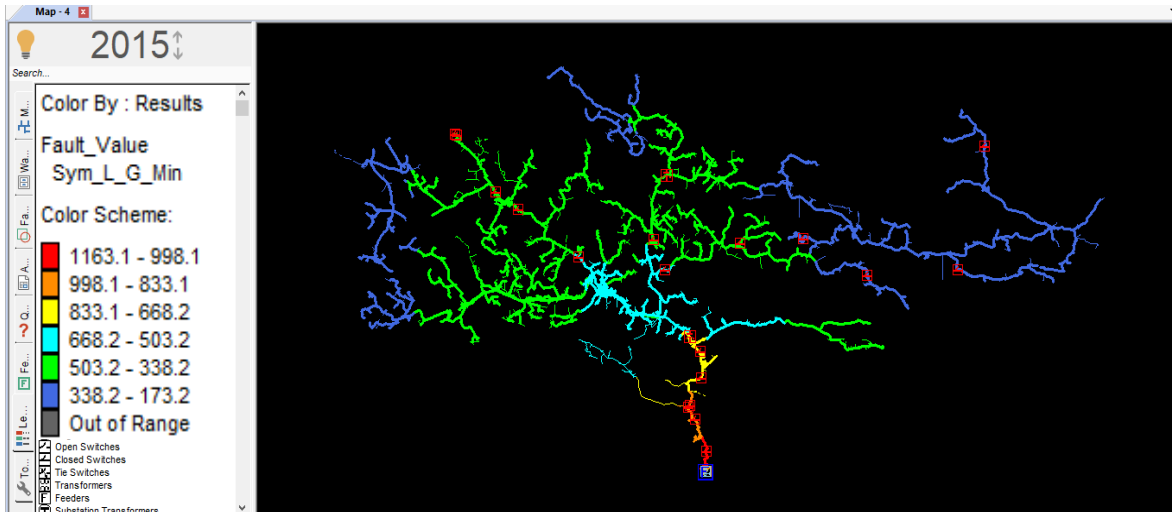
Topic	Feedback
Application	Fault
Run Time	12:34:41PM on November 23, 2018
Ratings	Summer ratings
Temperature	25.0C (77F)
Wind	2.2 M / sec (20.0 pct humidity)
Irradiance	1200.0 W/m <sup>2</sup> (0 Pct cloud cover)
Exceptions	<b>14</b>
Exceptions	<b>14 on Feeder OCO05042 CHILON</b>
Options:	Loop mode ACTIVE
	Loops Enabled. Any valid tie switches will be used.
	Using 10.0 ohm fault resistance for minimum L-G faults.
# Feeders	1
# Sections	7674 (602.5 miles)
# Capacitors	2
# Breakers	1
# Switches	18
Distributed Load	11635 kVA @ 55% Nominal
Warnings	1445



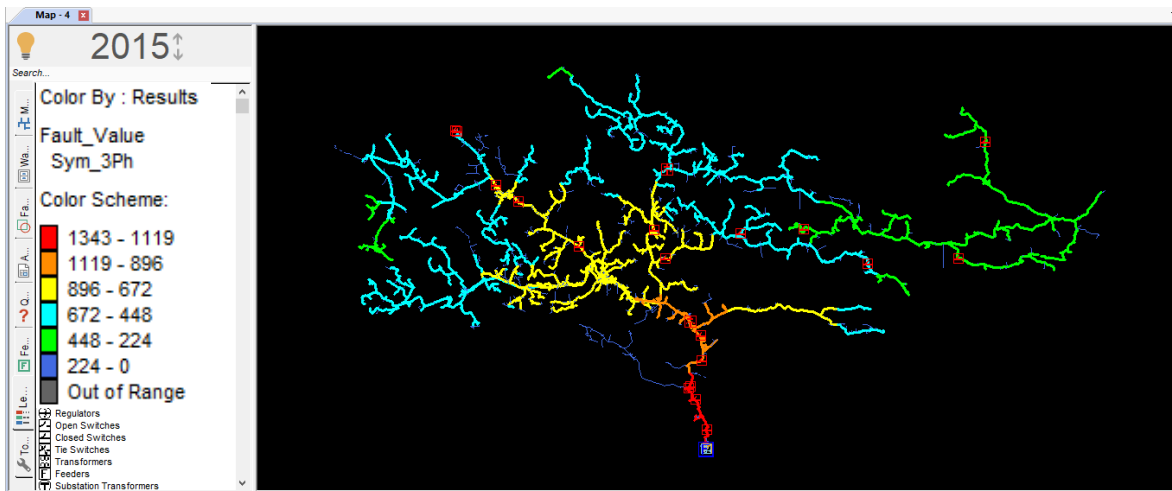
Como ya se ha dicho, la falla se genera desde el alimentador y debe dar los niveles máximos hasta los mínimos en colores para identificar que tanto amperaje afecta y debilita entre más cercano o alejado sea la distancia Para poder visualizarlo en la barra de herramientas se ingresará a “DISPLAY” seguido de “color by...”, accediendo a esa opción se elegirá “feeders” a continuación se actualizará y la gráfica aparecerá de las siguientes maneras:



Cto oco 5042 con los niveles de corto circuito maximos monofasicos, representado con colores y a su lateral los valores numericos.



Cto oco 5042 con los niveles de corto circuito minimos monofasicos, representado con colores y a su lateral los valores numericos.



Cto oco 5042 con los niveles de corto circuito trifasicos, representando con colores y a su lateral los valores numericos.

La tabla de resultados se puede representar dependiendo de qué tipo de valor de falla se necesite desde una falla de fase a fase, fase tierra (mínima o máxima), etc. Esta última se utiliza para definir el rango de protección de los dispositivos eléctricos. Para los circuitos de la Zona San Cristóbal su coordinación de los equipos restauradores se necesita saber la falla en las tres fases, para tener los valores precisos:

Para la coordinación de las protecciones por curvas tiempo corriente se deben de tomar una serie de consideraciones dependiendo de los criterios considerados para su aplicación.

Los criterios comunmente utilizados son recomendados para diversos casos de protecciones de dispositivos adyacentes para una coordinación. En función de fusibles, seccionadores, restauradores y desconectores se establecen las combinaciones de estos para coordinar.

### **Protecciones de sobrecorriente en sistemas de distribución.**

La finalidad de proteger un sistema contra corto circuitos, es minimizar los efectos de las fallas sobre los elementos del sistema, desconectando selectivamente la parte fallada con la rapidez adecuada.

Estos aspectos se analizan al realizar un estudio de coordinación protecciones, mismo que conduce a la adecuada selección de los dispositivos y sus ajustes, con el objeto de distinguir entre condiciones normales y anormales de falla (corrientes mínimas de falla y máxima de carga principalmente), logrando para cada dispositivo una operación en el tiempo preciso y permitiendo realizar selectivamente las funciones de protección primaria y respaldo.

La razón por la que un sistema es protegido contra un corto circuito, es que se minimicen los efectos que causan estos tipos de fallas con una acción rápida por parte de las partes protectoras de dicho sistema de distribución.

Todos estos parametros se toman en cuenta al al realizar una coordinación de protecciones, mismos que indican la selección correcta y adecuada de los dispositivos y sus ajustes. Logrando para cada dispositivo una operación en el tiempo preciso y permitiendo realizar selectivamente las funciones de protección primaria y respaldo.

A continuación, se describen en función de las diferentes combinaciones entre pares de dispositivos, los siguientes criterios de coordinación de protecciones de sobrecorriente para aplicación en sistemas de distribución:

### Restaurador-restaurador.

La aplicación de estas coordinaciones se pueden presentar como:

Dispositivos ubicados de forma remota como un alimentador de una S.E. tipo rural y una protección sobre troncal.

Entre dispositivos instalados sobre el troncal.



Fig 3.4. Estructura básica de protección.

El criterio que se maneja para estos casos, es que para asegurar una coordinación exitosa de dos restauradores adyacentes deben tener un margen de 0.2s entre sus curvas características tiempo-corriente, tomando como punto de referencia su nivel de falla común de ambos equipos.

El uso de las curvas rápidas entre dos restauradores queda imposibilitada, ya que puede que estas curvas puedan llegarse a traslaparse y que estas se disparen simultáneamente o se produzca una acción en cascada.

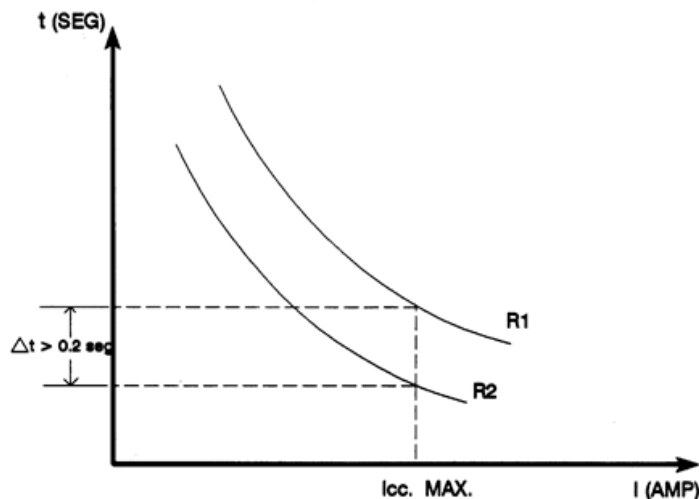


Fig 3.5. Curvas características visto en tiempo-corriente.

En derivación de estudios, análisis, pruebas y experiencias se ha tenido la definición del comportamiento de dos restauradores, lo siguiente:

Dos resturadores con curvas tiempo-corriente con menos de 0.33s de separación dispararan simultáneamente.

Con una separación en el rango de 0.33-2segundos los restauradores actuarán simultáneamente o en cascada.

Sí la separación es mayor de 2.0 segundos, solo un restaurador operará con la curva característica más baja.

Existen 3 métodos para coordinar restauradores los cuales consisten en:

- 1) Misma capacidad de bobinas y diferente secuencia de operación.
- 2) Diferentes capacidades de bobina y misma secuencia de operación.
- 3) Diferente capacidad de bobinas y diferente secuencia de operación.

**Método 1.** Este se basa en tomar al restaurador con mayor carga de nivel de c.c. y aplicar estos niveles a los otros restauradores independientemente de su corriente y carga.

La coordinacion se basará en la selección de secuencias de operación de cada uno de ellos:

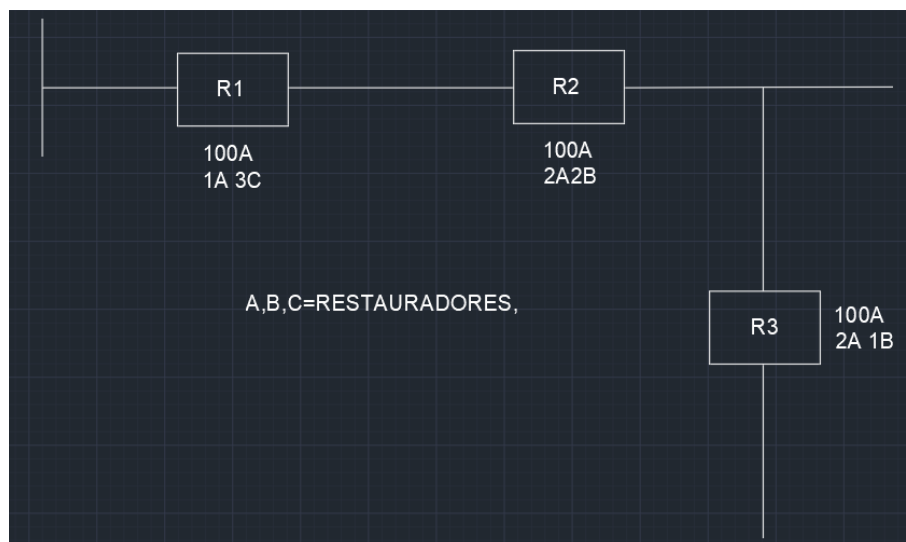


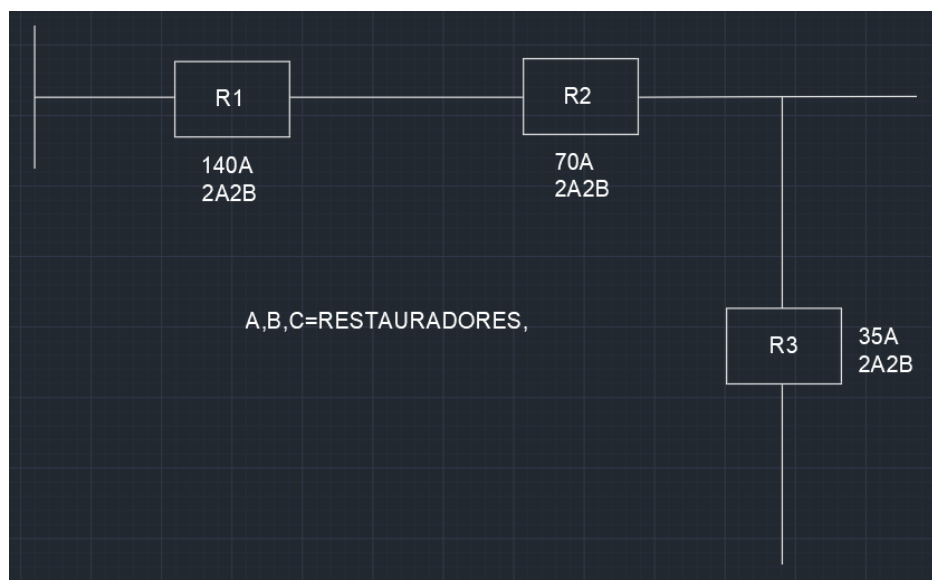
Fig 3.6. Cto, con 3 restauradores mismas cargas, distintas curvas.

El comportamiento de este arreglo es que el restaurador principal no actué más que una sola vez al primer indicio de falla, luego de esto los restauradores de respaldo actuarían sus recierres en secuencia dependiendo el lugar de falla.

Sólo hasta que las curvas B hayan actuado las curvas C del restaurador principal accionarían. Cabe mencionar que este método es muy poco usado puesto que se necesitarían restauradores iguales para su coordinación.

**Método 2.** El método dos consiste en seleccionar a los restauradores dependiendo sus niveles de capacidad de su bobina y seleccionar una secuencia que satisfaga las necesidades de los equipos adyacentes a los mismos.

Es decir, la coordinación se hace mediante cargas y bajo la consideración que el restaurador principal a proteger tenga la configuración más alta de niveles de c.c para que los de menor nivel actúen en correspondencia al nivel de corto.



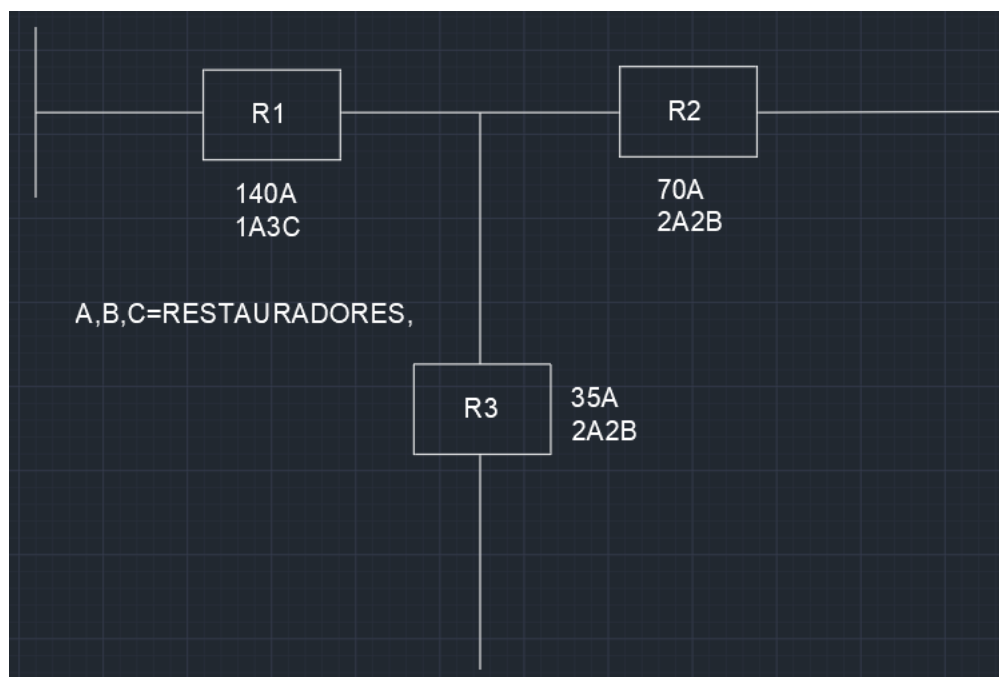
*Fig 3.7. Cto, con 3 restauradores distintas cargas, mismas curvas.*

**Método 3.** Consiste en una combinación de las dos anteriores ya que los restauradores tienen distintos niveles de bobina, tomando en consideración que no se deben tener restauradores iguales, además de las secuencias también pueden ser distintas.

Sin embargo este método es el más usado ya que permite tener una buena coordinación que si no elimina las acciones en cascada si las evita la mayoría de las veces, además que permite que los restauradores al tener diferentes

secuencias estos puedan ser coordinados de una mejor manera con los distintos tipos de fusibles que se pueden encontrar en la red de distribución.

Se muestra la utilización de este método combinado, mismo que es el más utilizado en un sistema de distribución, en razón de permitir tanto un uso más racional de los recursos de equipo disponibles, como las posibilidades de ajuste que estos permiten.



*Fig 3.8. Cto, con 3 restauradores distintas cargas, distintas curvas.*

Para la coordinación correcta de restauradores controlados electrónicamente, se aconseja seguir los puntos:

Coordinar los restauradores por medio de sus curvas características tiempo-corriente y una selección adecuada de niveles de corte mínimo en sus niveles de interrupción.

Elegir intervalos de recierre para que el restaurador protegido esté cerrado o programado para cerrar cuando el protector esté programado para cerrar.

Seleccionar intervalos de reposición de tal modo que cada restaurador cumpla con la secuencia pre-seleccionada para todas las condiciones de falla.



## Restaurador-fusible.

Esta combinación es la más encontrada en la red de distribución, el restaurador como equipo principal protegiendo la línea troncal y los fusibles ramificándose por ramales y sub-ramales.



Fig 3.9. Cto. representativo de un restaurador, con protección de un fusible.

EL criterio para la coordinación toma en cuenta que las fallas de origen transitorio sean disipadas por el restaurador en primera instancia y así evitando el calentamiento del fusible no permitiendo su fusión. Posteriormente si la falla persiste opere el fusible tomándolo como una falla permanente.

Para que el criterio se cumpla debe tomarse los siguientes puntos a consideración.

- a) El punto máximo de coordinación para una corriente de cortocircuito común a ambos dispositivos se tiene en la intersección de la curva rápida del restaurador (corregida por un factor " $K_1$ ") con la característica MMT del fusible.
- b) El punto mínimo de coordinación para una corriente de cortocircuito común a ambos dispositivos se tiene en la intersección de la característica MCT del fusible con la curva lenta del restaurador.
- c) El rango de corrientes definido entre estos dos puntos, es el rango de coordinación para el cual se cumple la premisa establecida para el criterio. Para niveles de falla fuera de dicho rango, se tendrán operaciones no selectivas con otro comportamiento del arreglo y que pudieran ser indeseables.

El denominado factor " $K_1$ ", corresponde a un multiplicador que desplaza la curva rápida del restaurador verticalmente sobre el eje coordinado del tiempo, para compensar el efecto de calentamiento-enfriamiento sufrido por el fusible debido a las operaciones rápidas de disparo y recierre del restaurador.

Dicho de otro modo, se trata de un factor de seguridad para evitar la fusión o el calentamiento excesivo o la deformación irreversible del fusible durante las primeras operaciones del restaurador.

Obviamente este factor es mayor, cuanto más severas son las condiciones para el fusible, como lo son los ciclos de calentamiento a los que se ve sometido y el tiempo permitido para su recuperación (mayor número de operaciones rápidas y tiempos de recierre cortos).

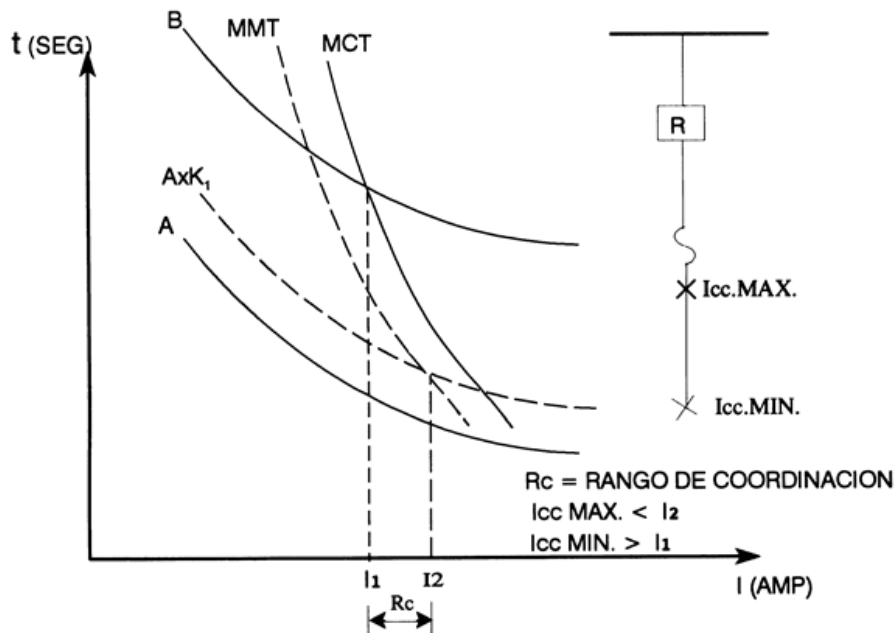


Fig 3.10. Curvas características de un restaurador coordinando las curvas de un fusible.

### Restaurador-seccionalizador.

Al igual que la anterior combinación esta también es una combinación muy encontrada frecuentemente en las redes de distribución, el restaurador como

protección principal en el troncal y el seccionador como protección de ramales o sub-ramales importantes.

Como se tiene entendido el seccionador no es un equipo que pueda aperturar en vivo este actúa siempre en muerto y realiza conteos cuando su corriente inferior a su mínima, es interrumpida por un dispositivo de respaldo en este caso el restaurador y luego de un número de conteo la seccionadora apertura cuando la línea se encuentre desorganizada.

Sí la corriente que fluye a través del seccionador es de un 160% y luego de esto es interrumpida, la seccionadora cuenta las veces sucedidas hasta un número “n” en el cual este queda abierto hasta un recierre manual.

De tal forma el criterio de coordinación establece que para este par de dispositivos únicamente es necesario cumplir con los siguientes aspectos.

1. Asegurar que el número máximo de conteos ajustados en el seccionador, sea igual o menor al número de operaciones de disparo menos uno, ajustadas en el restaurador.
2. Es decir que para asegurar la coordinación con un restaurador es necesario analizar el tiempo de retención de cuenta del seccionador sin olvidar que debe ser menor que el número de operaciones del restaurador.
3. Vigilar que la mínima corriente de falla en la zona de cobertura del seccionador sea superior al 160 % de la capacidad nominal de su bobina o a su corriente mínima de conteo.
4. Vigilar que cualquier falla dentro de la zona de cobertura del seccionador, sea detectada por el restaurador.
5. Verificar que la curva de daño del seccionador se encuentre por arriba de la curva rápida y/o lenta del restaurador, para el valor máximo de corriente de cortocircuito común a ambos dispositivos.

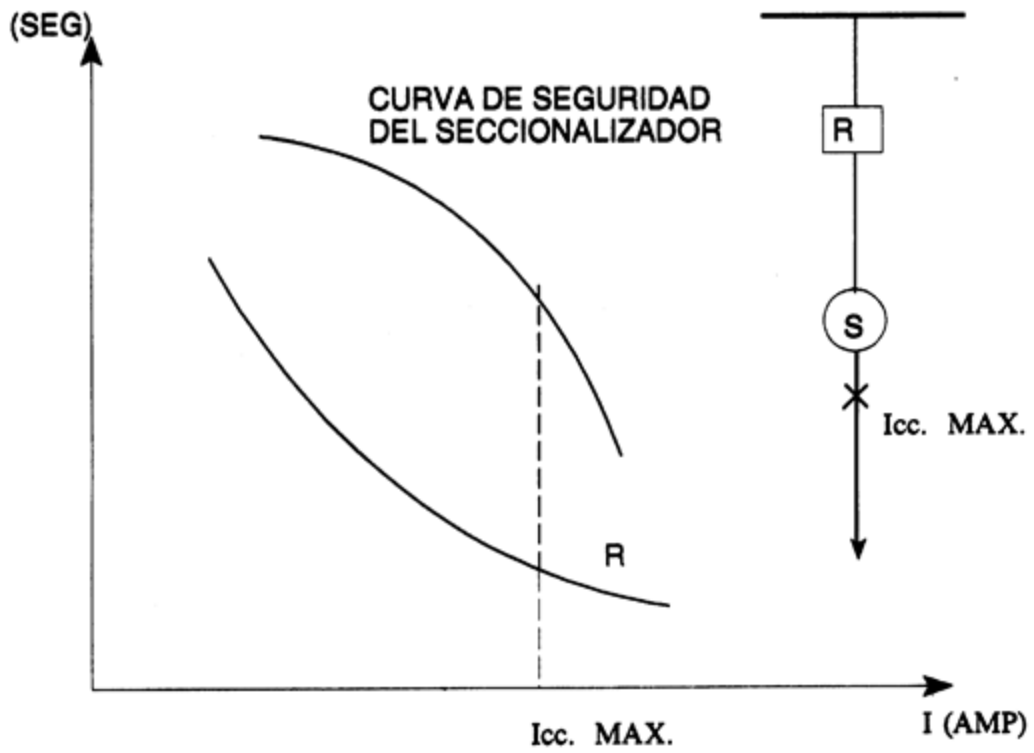


Fig 3.11. Curvas características de un restaurador coordinando con un contador de un seccionador.

## 4. Resultados y conclusiones

### 4.1 Resultados

Los circuitos los cuales fueron plasmados en resultados son circuitos con distintas cargas, usuarios y niveles de voltajes, aun los cuales representan cargas eléctricas de gran demanda para el área de San Cristóbal. Los cuales son el CRI4010 el cual es el que da el servicio a la planta de llenado de la empresa Coca Cola, además del OCO5042, que alimenta a una extensa población muy dispersa y por su gran tamaño y tramos de línea provoca una alta demanda.

	<b>OCO5042</b>	<b>CRI4010</b>
<b>I Max.</b>	141.64 A	69.77 A
<b>I Min.</b>	75.86 A	19.62 A
<b>kw Totales.</b>	7602 W	1483 W
<b>Usuarios.</b>	23 188 Contratos	3 Contratos

Los cambios que se pueden ver en comparación en los circuitos, son los niveles de corriente, casi duplicando las corrientes máximas presentes y triplicando los niveles mínimos de corriente, así mismo son equivalentes a el número de usuarios y las cargas totales, con una diferencia de 5 veces más pequeños del circuito CRI4010 tomando en cuenta los watts de potencia.

Los motivos de estas diferencias pueden deberse a diversos factores, el circuito CRI4010, se encuentra muy cerca de la subestación de distribución, además que, aunque cuente con 3 usuarios, estos pertenecen a una sola dependencia que es la COCA COLA.

A diferencia de los circuitos de OCO5042, pertenecen a una comunidad de chamula, con una dispersión entre las comunidades muy grandes, y con tramos de línea muy extenso el cual genera una resistencia muy grande al paso de la corriente, sumado a que los dispositivos eléctricos instalados en la red son viejos y puede generar fallas.

Durante la realización del proyecto se establecieron diferentes hipótesis de solución a las problemáticas que se tenían durante un inicio, se han dividido en 3 opciones.

**Opción 1:** “Contar con personal durante los tres turnos en todos los centros de trabajo, para el restablecimiento oportuno de los circuitos de media tensión que sufran fallas para su pronto restablecimiento.”

Esta opción es la más costosa por la cual fue descartada desde la primera instancia ya que se necesitaría del triple de personal que igualmente implica mayores gastos de viáticos, además de menor seguridad al trabajador por los traslados constantes a zonas que no son socialmente seguras y falta de herramientas.

**Opción 2:** “Solo controlar de manera remota los equipos de protección y seccionamiento actualmente instalados en los circuitos de media tensión y que cuentan con enlaces.”

Esto es lo que se trata de lograr, pero en las condiciones que se encuentra ahorita los equipos y el presupuesto que se tienen para lograr una automatización del 100% no es posible, siempre se requiere de una mano humana para dar mantenimiento y restablecer parámetros que igualmente se sacan de diversos estudios, la función aún no es posible.

**Opción 3:** “Controlar de manera remota y reubicar el equipo de protección y seccionamiento en los circuitos, atendiendo a la filosofía de operación de una red eléctrica, es decir colocar un equipo de seccionamiento antes y después de la carga”

De aquí partiremos a los resultados, usamos la filosofía de salvado de fusible para que la necesidad de transportación a la zona no sea un inconveniente, además que las modificaciones a los circuitos no serán muy variados sobre todo cuando se tocan los enlaces y por lo complicado que es cambiar los ramales tipo radial.

La carga en un sistema de distribución permite convertir la energía eléctrica en otro tipo de energía. La suma de sus intensidades o parte de lo que se representa es una carga conectada, que es la demanda posible de una instalación, está relacionada a lo que es un tiempo específico que cambia constantemente cada 30 a 60 minutos pero que también es importante mantenerla estable.

Estos perfiles determinan el rendimiento de los dispositivos para que en algún futuro se les pueda dar el mantenimiento relevante, si algún equipo de un circuito lo necesite como en un factor de potencia aquí también se debe mantener (opcionalmente) entre el 90% igual a la demanda ya especificada.

SE	CTO	PICK DE FASE	PICK DE NEUTRO	DEMANDA MAXIMA	FACTOR DE CARGA	
AAA	4015	314	94.8	92.4	29.43	
	4025	314	94.8	39.6	12.61	90% A 99% DE LA DEMANDA
	4035	314	94.8	70.8	22.55	MAYOR O IGUAL QUE EL 100% DE LA DEMANDA
	4045	314	94.8	0	0.00	NO SE ESTA SUPERVISANDO
CRI	4010	415	125	80.16	19.32	
	4020	415	125	40.59	9.78	
	4030	415	125	287.4	69.25	
	4040	432	113	210.52	48.73	
	4050	415	125	98.6	23.76	
	4060	415	125	267.22	64.39	
	5010	210	55	10.75	5.12	
	5020	220	55	204.76	93.07	

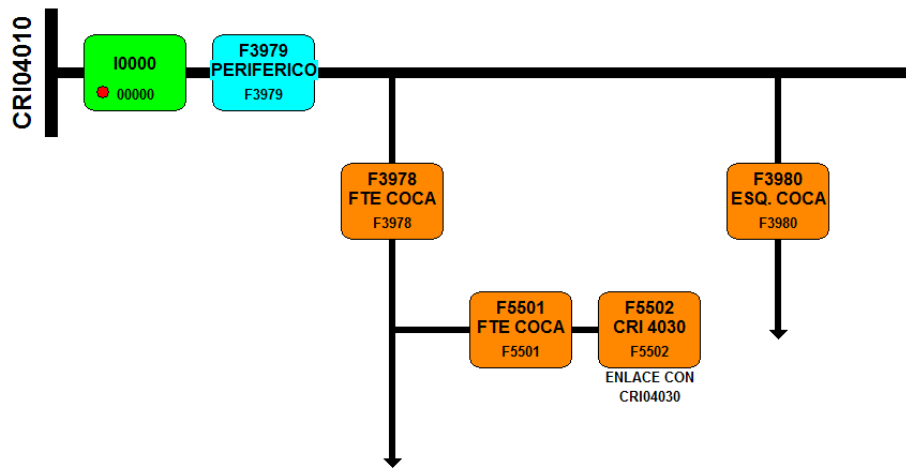
El cambio al factor de demanda aumentó un 34.06 en el período de un año en el circuito CRI 4010 dando una diferencia notable entre los usuarios, en este caso la empresa prestante del servicio.

Aun estando por debajo del voltaje nominal el aumento es considerable mejorado por el mantenimiento de la subestación y los circuitos del ramal, se le reprogramaron los equipos EPROSEC además de tener nuevas propuestas para que el siguiente año este tenga una diferencia más considerable para llegar al valor requerido.

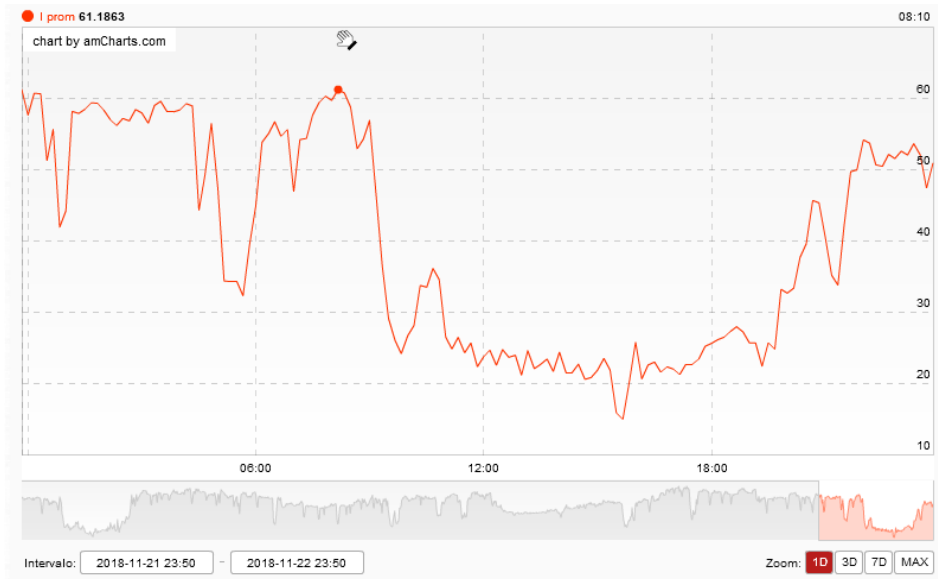
PICKUPS DE CIRCUITO Y NIVELES DE CORTO CIRCUITO POR SUBESTACION EN BUSES DE 13.8 Y 34.5 KV						CC POR SUBESTACIÓN EN BUSES DE 13.8 Y 34.5	
SE	CTO	PICK DE FASE	PICK DE NEUTRO	DEMANDA MAXIMA	FACTOR DE CARGA	DIFERENCIA DE CARGA	DIFERENCIA %
AAA	4015	314	94.8	76.8	24.46	15.6	4.97
	4025	314	94.8	0	0.00	39.6	12.61
	4035	314	94.8	43.2	13.76	27.6	8.79
	4045	314	94.8	0	0.00	0	0.00
CRI	4010	415	125	64.22	15.47	15.94	3.84
	4020	415	125	33.38	8.04	7.21	1.74
	4030	415	125	223.07	53.75	64.33	15.50
	4040	432	113	175.84	40.70	34.68	8.03
	4050	415	125	200.42	48.29	-101.82	-24.53
	4060	415	125	276.81	66.70	-9.59	-2.31
	5010	210	55	82.28	39.18	-71.53	-34.06
	5020	220	55	10.52	4.78	194.24	88.29

A través de la filosofía del salvamiento de fusibles, se realizaron las siguientes propuestas para el circuito de ejemplo CRI 4010. Para estos algunas condiciones, se actualizaron ya que se necesitó de una coordinación nueva, cumpliendo con los normamientos, este tipo de fusibles se localizarán de lado carga y cualquier

dispositivo que esté después de este se deberá eliminar a través de listones fusibles si se excediera con fusibles en cascada mayores de 3.



*Cto CRI 4010 alimentador de coca cola san Cristóbal.*

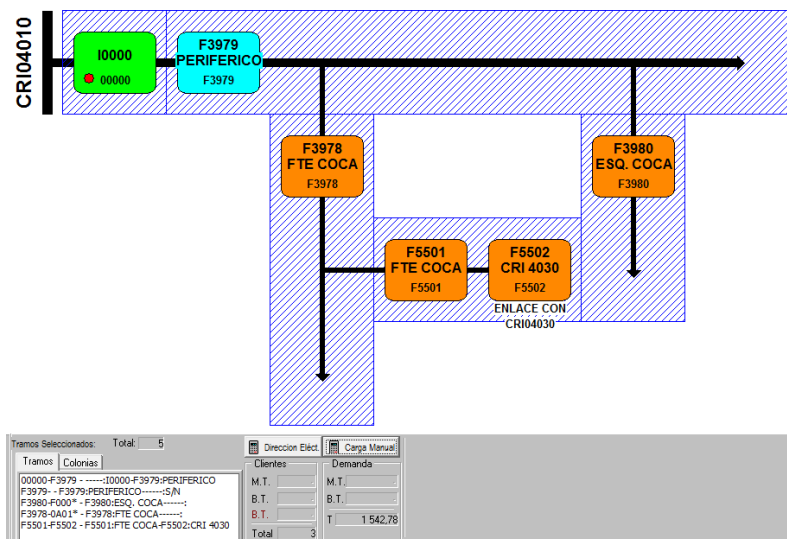


*Nivel de corriente en el periodo de una semana siendo la más alta de 61,18A.*





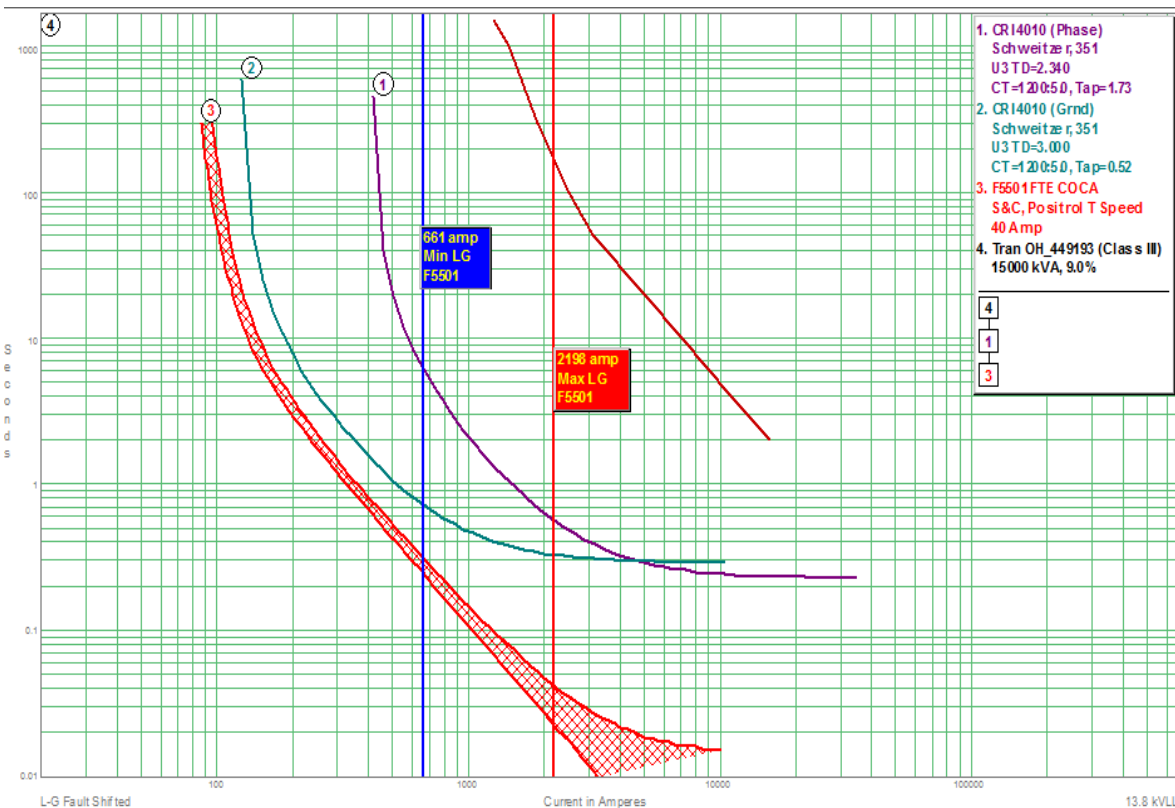
Carga en kw del CTO en el periodo de una semana, llegando a un máximo de 1443 kw. Datos a corrección en el sistema SIAD al contemplar en este un máximo de carga de 1.5 Mw.



Datos dados desde la plataforma SIAD, marcando una incongruencia de cargas, se debe proceder a cambiar estos niveles para un unifilar actualizado y fiable.

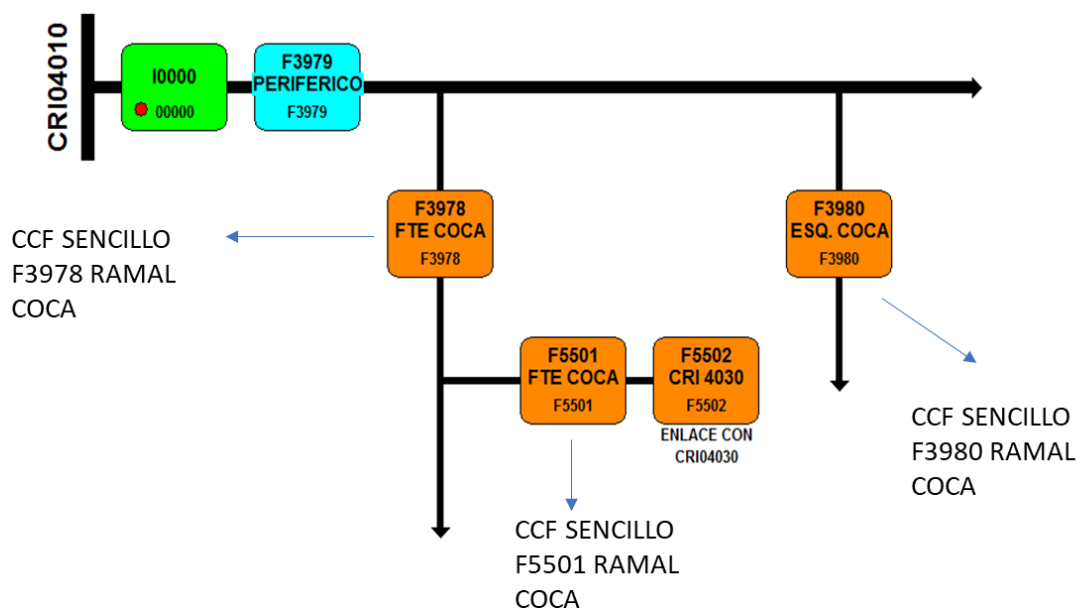
RAMAL EN CONEXIÓN	SECCIONAMIENTO INICIAL	DIRECCIÓN DEL TRAMO	USUARIOS	DEMANDA KW	TIPO DE EQUIPO	PROT50	PROP1	PROPUESTA DIV
	-----	I0000	0	0.00	I - INTERRUPTOR DE POTENCIA DE RED		ELIMINADO	
	F3979	PERIFERICO	0	0.00	H - CORTACIRCUITO FUSIBLE		ELIMINADO	CCF CU
	F3978	FTE COCA	1	1542.78	H - CORTACIRCUITO FUSIBLE		CEGADO	INST. FUS. TIPO T
	F3980	ESQ. COCA	1	0.00	B - CORTACIRCUITO FUSIBLE DE 3 DISPAROS		ELIMINADO	INST. FUS. TIPO T
	F5501	FTE COCA	1	0.00	H - CORTACIRCUITO FUSIBLE		ELIMINADO	INST. FUS. TIPO T

**Propuestas técnicas para las protecciones fusibles del CTO.** En las cuales tomando en cuenta las necesidades de seccionamiento o protección con fusibles el uso del fusible F3979, queda innecesario para el sistema dando como resultado su cegamiento con cobre y dejándolo como un posible seccionamiento.



**Coordinación de las curvas tiempo corriente para el cto.** Con un fusible de protección tipo T positrol de una capacidad de 40A. Con curvas características de protección en los rangos de 661 amperes como un mínimo de falla de corto circuito y con un límite máximo de 2196 amperes para las fallas más altas.

Los tipos de curvas las cuales lograron la coordinación con un fusible de 40 amperes fueron 1. U3 lo que es una curva muy inversa, 2. Otra U3. Todas con menos del 75% de distancias con respecto a la MCT del fusible. Todas las curvas cumplen con la protección de falla para el transformador quedando protegido por cada una de ellas a niveles aceptables.



*Aplicación de la propuesta para el cegado de fusible CCF CU para aplica como seccionamiento.*

## 4.1 Conclusión

Los sistemas de distribución han sido siempre parte esencial de un sistema eléctrico de potencia para la venta de la energía por lo que se tiene la convicción de que es necesario la aplicación de una correcta planeación y diseño, para que ninguna perturbación hechas por los cambios aleatorios de cargas, fallas de la naturaleza cause daño en el equipo o al personal.

Todo lo obtenido fue un largo proceso de estudios para llegar a la coordinación de ramales a través del método de cálculos de cortocircuito, simulaciones de software, actualización de pruebas a equipos EPROSEC y propuestas para el circuito OCO 5042 donde se presentaron más fallas a causas mayores como lo es la demanda que se genera por la población de la zona.

Mientras que el circuito de CRI 4010 es una empresa donde las fallas tienden a ser internas como lo son armónicos, corriente de arranque altas, etc. que no llegan a afectar las líneas de media tensión además de que tiene una excelente ubicación cerca de la subestación principal, cuenta también con una instalación de líneas subterráneas que brinda mayor anclaje y menos probabilidad de fallas por descargas atmosféricas o animales.

Estos objetivos se agilizaron por las plataformas tales como fueron como el sistema SIAD dando diagramas unifilares de los circuitos de la zona, el software Synergee para el cortocircuito y sus curvas de las cuales obtuvimos que dependen de las necesidades son las curvas a utilizar siendo las opciones inversas, muy inversas y extremadamente inversas.

Por lo tanto, los dispositivos de protección juegan un papel muy importante para la parte de distribución, debido a estas deberán detectar condiciones anormales del sistema de potencia e iniciar su pronta respuesta para la acción correctiva y devolver al sistema a un estado óptimo. Los dispositivos deberán de ser capaces de dar una respuesta rápida y una perturbación mínima al sistema.

## Referencias bibliográficas

1. ARTECHE (2018). *Instructivo de operación*, España.
2. CFE DISTRIBUCIÓN (2018). *Instructivo circuito limpios en propiedad para la mejora del desempeño operativo de la RGD*, México.
3. CFE Distribución (2018). *Instructivo para ordenamiento de ramales en circuitos de media tensión*. México, México.
4. CFE DISTRIBUCIÓN (2018). *Lineamientos para reducir el tiempo promedio de restablecimiento*, México.
5. CFE PROTECCIONES (2018). *Indicadores Operativos de la Calidad en las redes generales de distribución*, México.
6. EPRECSA-NOJA (2018). *Manual de usuario Tavrída*, Madrid, España.
7. Manuales operacionales CFE (2017). *Plan de crecimiento y reordenamiento de la RGD*, México.
8. B.M., W. (1982). *Sistemas eléctricos de gran potencia*, Inglaterra: Reverté, s.a. .
9. López Fuentes, Adrian V. & Viteri Morales, Gabriel A. (2010). APLICACIÓN DE FUSIBLES E INTERRUPTORES TERMO MAGNÉTICOS, Escuela Superior Politécnica del Litoral, Ecuador.
10. Doñez Gutiérrez, Cecilia M. (2015), SELECCIÓN Y ANÁLISIS EQUIPO DE PROTECCIÓN EN LOS SISTEMAS DE DISTRIBUCIÓN (23 KV) PARA PROPORCIONAR LA ACCIÓN CORRECTA A LA NATURALEZA DE LAS FALLAS, Universidad Nacional Autónoma de México, México.
11. Robert Wolff (1982). THE NEW ELECTRONIC FRONTIER-DISTRIBUTION DESIGN, Electrical World.
12. Roberto Espinosa y Lara, *Sistemas de distribución*, Limusa.