



# **BENEMÉRITA UNIVERSIDAD AUTÓNOMA DE PUEBLA**

**Facultad de Ingeniería.**

**Secretaría de Investigación y Estudios de Posgrado.**

**PROTECCIÓN POR SOBRECORRIENTE DE SECUENCIA  
NEGATIVA DE UN CIRCUITO DE DISTRIBUCIÓN EN 23 KV**

## **TESIS**

Que para obtener el grado de

**MAESTRO EN INGENIERÍA  
CON OPCIÓN TERMINAL EN  
SISTEMAS ELÉCTRICOS DE POTENCIA**

Presenta:

**JOAQUÍN HERNÁNDEZ AGUIRRE**

Director de tesis:

**M.C. Carlos Morán Ramírez**

Co director de tesis:

**Dr. Marco Antonio Cruz Gómez**

Puebla, Pue.

Junio 2019

## APROBACIÓN TEMA DE TESIS



**BUAP**

Oficio No. 1315/2019

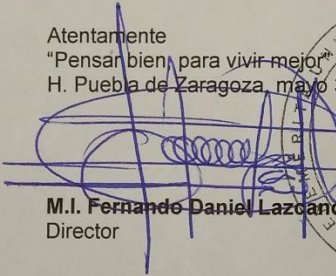
**C. Joaquín Hernández Aguirre**

Pasante de la Maestría en Ingeniería  
con opción terminal en Sistemas Eléctricos de Potencia  
Facultad de Ingeniería, BUAP.  
Presente

Por medio del presente, el suscrito M.I. Fernando Daniel Lazcano Hernández, Director de la Facultad de Ingeniería, de acuerdo a su solicitud de aprobación de Tema de Tesis, le autoriza desarrollar el tema intitulado: **Protección por sobre corriente de secuencia negativa de un circuito de distribución en 23 kv**. Para obtener el grado de Maestro en Ingeniería con opción terminal en Sistemas Eléctricos de Potencia. Asignándose como Director al M.C. Carlos Morán Ramírez y Co-director al Dr. Marco Antonio Cruz Gómez

Sin otro particular de momento, reciba un cordial saludo.

Atentamente  
"Pensar bien, para vivir mejor"  
H. Puebla de Zaragoza, mayo 30 de 2019.

  
**M.I. Fernando Daniel Lazcano Hernández**  
Director

C.c.p. M.C. Carlos Morán Ramírez y Dr. Marco Antonio Cruz Gómez, Director y Co-director del Tema de Tesis

C.c.p. Archivo

ABH/GCC/sco\*



Facultad  
de Ingeniería

Bld. Valsequillo y Av. San Claudio  
s/n, edif. ING - 4, Col. San Manuel,  
Ciudad Universitaria,  
Puebla, Pue. C.P. 72570  
01 (222) 229 55 00 Ext. 7610

## ACTA RESOLUTIVA DE IMPRESIÓN DE TESIS

Asunto: AUTORIZACIÓN DE IMPRESIÓN

M.I. FERNANDO DANIEL LAZCANO HERNÁNDEZ  
DIRECTOR FACULTAD DE INGENIERÍA DE LA  
BENEMÉRITA UNIVERSIDAD AUTÓNOMA DE PUEBLA.  
PRESENTE

Los suscritos M.C. Carlos Morán Ramírez y Dr. Marco Antonio Cruz Gómez, director y co-director del tema de tesis denominado: **"PROTECCIÓN POR SOBRECORRIENTE DE SECUENCIA NEGATIVA DE UN CIRCUITO DE DISTRIBUCIÓN EN 23 KV"**, presentado por el C. Joaquín Hernández Aguirre, pasante de la maestría en Ingeniería, opción terminal Sistemas Eléctricos de Potencia y en atención al oficio No. 1315/2019 de fecha 30 de mayo de 2019, nos permitimos informar a usted que después de haber revisado cuidadosamente el contenido temático, la metodología, la redacción y la ortografía de la Tesis, no tenemos inconveniente en autorizar la impresión de la misma.

Así mismo, solicito tenga a bien autorizar el jurado para su Examen Profesional.

Lo hago de su conocimiento para los efectos legales a que haya lugar.

Atentamente

Puebla, Pue., a 14 de junio de 2019.

M.C. CARLOS MORÁN RAMÍREZ  
DIRECTOR

DR. MARCO ANTONIO CRUZ GÓMEZ  
CO-DIRECTOR

## DEDICATORIA

A mis Padres Alberto y Joaquina, por su apoyo incondicional en mi formación académica y profesional.

A mi esposa Vero por su comprensión, amor y apoyo, para llevar a buen fin mis estudios de posgrado.

A mis hijos Joaquín y Ariane, por ser el motor de mi vida.

## **AGRADECIMIENTOS**

Al Maestro Carlos Morán Ramírez por el tiempo brindado y la dedicación en la asesoría de este trabajo.

A mis maestros de posgrado por compartir sus conocimientos y sus experiencias para enriquecer mis estudios.

A la BUAP por brindarme la oportunidad de cursar mis estudios de grado.

A la Comisión Federal de Electricidad por las facilidades otorgadas y los medios proporcionados para llevar a cabo los estudios.

## ABSTRACT

The saturation of the electricity distribution system load in the Mexico Valley is due to the fact that it is a densely populated area. This implies a large number of two phases feeders, short length less than 5 km with bare lines exposed to frequent short-circuit current faults, which were classified by their origin in; branches on the line, balloons, rocket rods, wildlife, cars impact among others, however, it is worth mentioning that the national average reported that the ground faults frequency in this area was equal to that of faults between lines.

The releasing challenge the faults between two lines in times equivalent to three-phase faults involves carrying out a negative sequence overcurrent protection study and implementing criteria in the current regulations for this scheme considering the risks of the false trip.

The ATPDRAW short-circuit current calculation to determine the impedance parameters line in the F6150 equipment and the simulation of the event. It was carried out with the ASPEN ONE LINE software.

The proposed adjustments based on the analysis were implemented in several South Mexico Valley Division circuits with satisfactory results that reduced the operation times due to faults between two lines.

## RESUMEN

La saturación de la carga del sistema eléctrico de distribución en el Valle de México se debe a que es una zona densamente poblada. Esto implica gran cantidad de alimentadores de dos fases, de longitud corta menores a 5 km con líneas desnudas expuestas a frecuentes fallas por corto circuito, las cuales fueron clasificadas por su origen en: ramas sobre la línea, globos, varillas de cohetes, fauna silvestre, impacto de autos entre otros, sin embargo, cabe mencionar que el promedio nacional reporto que la frecuencia de fallas a tierra en esta zona se igualo al de fallas entre líneas.

El reto de liberar las fallas entre dos líneas en tiempos equivalentes a las fallas trifásicas implica llevar a cabo un estudio de protección de sobre corriente por secuencia negativa e implementar criterios en la normatividad actual para este esquema considerando los riesgos de disparos en falso.

El cálculo de corto circuito ATPDRAW para determinar los parámetros de impedancia de la línea en el equipo F6150 y la simulación de eventos. fue llevada a cabo con el software ASPEN ONE LINE.

Los ajustes propuestos con base al análisis se implementaron en varios circuitos de División de Valle de México Sur con resultados satisfactorios que redujeron los tiempos de operación ante fallas entre dos líneas.

## ÍNDICE

APROBACIÓN TEMA DE TESIS.....	II
ACTA RESOLUTIVA DE IMPRESIÓN DE TESIS.....	III
DEDICATORIA.....	IV
AGRADECIMIENTOS.....	V
ABSTRACT.....	VI
RESUMEN.....	VII
ÍNDICE.....	VIII
ÍNDICE DE TABLAS.....	X
ÍNDICE DE FIGURAS.....	XII
GLOSARIO DE TÉRMINOS.....	XIV
Capítulo 1 INTRODUCCIÓN.....	1
1.1 Introducción.....	1
1.2 Antecedentes.....	1
1.3 Planteamiento del problema.....	2
1.4 Justificación.....	2
1.5 Objetivos.....	3
1.5.1 Objetivo general.....	3
1.5.2 Objetivos particulares.....	3
1.6 Planteamiento de la Hipótesis.....	3
1.7 Variables.....	4
1.8 Historia del Arte.....	4
Capítulo 2 GENERALIDADES.....	9
2.1 Sistemas de Distribución.....	9
2.2 Marco legal.....	10
2.2.1 Código de RED.....	13
2.3 Introducción a las componentes simétricas.....	19
2.3.1 Componentes simétricas.....	20
2.3.2 Formato matricial de componentes simétricas.....	20

2.3.3 componentes simétricas en términos de las magnitudes de fase .....	20
2.3.4 Representación de corrientes en términos componentes simétricas .....	21
2.3.5 Falla de fase a tierra.....	22
2.3.6 Falla entre dos fases .....	23
2.3.7 Falla de dos fases a tierra .....	23
2.3.8 Planteamiento del problema.....	26
2.4 SAG por operación de protecciones. ....	32
2.4.1 Clasificación de los SAGS Y SWELL .....	33
2.4.2 Efectos que producen la variación del voltaje .....	36
Capítulo 3 MODELADO DE LAS REDES GENERALES DE DISTRIBUCIÓN .....	38
3.1 Impedancias serie.....	38
3.2 Estudio de corto circuito .....	49
3.3 Coordinación por “sobrecorriente” .....	52
3.3.1 Protección primaria del transformador .....	52
3.3.2 Protección de respaldo del transformador.....	53
3.3.3 Protección de alimentadores en 23kv 7MVA.....	57
3.3.4 Ajuste de protecciones del R1 .....	58
3.3.5 Ajuste de protecciones del R2.....	60
3.4 Programación de Relevador 50/51 .....	65
3.5 Generación de archivos COMTRADE .....	67
3.6 Simulación de fallas .....	71
3.7 Consideraciones de puesta en operación.....	74
Capítulo 4 RESULTADOS Y CONCLUSIONES .....	77
BIBLIOGRAFÍA.....	79
APÉNDICE .....	82
Código de programación .....	82
Cálculo de corto circuito.....	84

## ÍNDICE DE TABLAS

<i>Tabla 2.1 Aportación de secuencia negativa en fallas.</i>	26
<i>Tabla 2.2 Nivel de corto circuito.</i>	26
<i>Tabla 2.3 Liberación de fallas con elementos instantáneos 50P y 50G.</i>	28
<i>Tabla 2.4 Ponderado de desgaste de banco de potencia.</i>	30
<i>Tabla 2.5 Clasificación de SAG e interrupciones.</i>	33
<i>Tabla 2.6 Formato IEC 6100-4-11</i>	36
<i>Tabla 3.1 Parámetros de Cable de potencia.</i>	39
<i>Tabla 3.2 Distancia entre conductores</i>	42
<i>Tabla 3.3 Impedancias propias y mutuas.</i>	42
<i>Tabla 3.4 Matriz de impedancias reducida</i>	43
<i>Tabla 3.5 Matriz de impedancias de secuencia ohm/milla.</i>	43
<i>Tabla 3.6 Matris de impedancias de secuencia ohm/km.</i>	44
<i>Tabla 3.7 Matriz de distancias cable de potencia.</i>	45
<i>Tabla 3.8 Matriz de impedancias propias y mutuas cable de potencia.</i>	45
<i>Tabla 3.9 Matriz reducida impedancias de fase.</i>	46
<i>Tabla 3.10 Impedancias de secuencia cable de potencia ohm/km.</i>	46
<i>Tabla 3.11: Resumen de valores de corto circuito</i>	51
<i>Tabla 3.12 Resumen de ajustes.</i>	63
<i>Tabla 3.13 Ajuste de elementos de “sobrecorriente” de secuencia negativa.</i>	66
<i>Tabla 3.14 Ecuaciones de curvas IEC.</i>	66
<i>Tabla 3.15 Ajustes Relé SEL</i>	67
<i>Tabla 3.16 Archivos de prueba</i>	70

<i>Tabla 3.17 Detalles de canal Analógico COMTRADE .....</i>	<i>71</i>
<i>Tabla 3.18 Respuesta de relé.....</i>	<i>73</i>
<i>Tabla 3.19 Valores de secuencia negativa rotación ABC .....</i>	<i>74</i>
<i>Tabla 3.20 Valores de secuencia negativa flujo inverso de potencia.....</i>	<i>75</i>

## ÍNDICE DE FIGURAS

<i>Figura 1.1 Filtro de secuencia negativa.....</i>	<i>5</i>
<i>Figura 1.2 Filtro de secuencia cero .....</i>	<i>6</i>
<i>Figura 1.3 Etapas de procesamiento de señales análogas.....</i>	<i>7</i>
<i>Figura 2.1 Diagrama unifilar red de distribución.....</i>	<i>10</i>
<i>Figura 2.2 Arreglo normalizado para línea de M.T.(50/51) .....</i>	<i>18</i>
<i>Figura 2.3 Sistema de redes de secuencia .....</i>	<i>20</i>
<i>Figura 2.4 Oscilografía de una falla del sistema de distribución.....</i>	<i>22</i>
<i>Figura 2.5 Redes de secuencia para falla de fase a tierra.....</i>	<i>22</i>
<i>Figura 2.6 Redes de secuencia para falla de fase a fase.....</i>	<i>23</i>
<i>Figura 2.7 Redes de secuencia para falla de dos fases a tierra.....</i>	<i>24</i>
<i>Figura 2.8 Oscilografía falla entre dos fases.....</i>	<i>24</i>
<i>Figura 2.9 Oscilografía dos fases a tierra.....</i>	<i>25</i>
<i>Figura 2.10 Diagrama unifilar de circuito radial.....</i>	<i>27</i>
<i>Figura 2.11 Operación curva de fases.....</i>	<i>29</i>
<i>Figura 2.12 Monitoreo de SAG en redes de Distribución.....</i>	<i>32</i>
<i>Figura 2.13 Registrador de eventos .....</i>	<i>34</i>
<i>Figura 2.14 Gráfica de evento SAG generado por falla en la red.....</i>	<i>35</i>
<i>Figura 3.1 Banco de ducto (Norma CFE-P6B).....</i>	<i>38</i>
<i>Figura 3.2 Cruceta de montaje red aérea (norma CFEC900-19).....</i>	<i>39</i>
<i>Figura 3.3 Plano de "CARSON".....</i>	<i>40</i>
<i>Figura 3.4 Estructura de red aérea en T sencilla (CFE DCCIAMBT) .....</i>	<i>41</i>
<i>Figura 3.5 Modelado de Línea aérea en ATP.....</i>	<i>47</i>

<i>Figura 3.6 Modelado de Cable de Potencia en ATP.</i> .....	48
<i>Figura 3.7 Diagrama unifilar.</i> .....	49
<i>Figura 3.8 Modelado de red en ASPEN.</i> .....	50
<i>Figura 3.9 Esquema de protecciones</i> .....	52
<i>Figura 3.10 Coordinación de Banco en ASPEN.</i> .....	56
<i>Figura 3.11 Coordinación de secuencia negativa de alimentador</i> .....	62
<i>Figura 3.12 Coordinación de elementos de tiempo definido.</i> .....	63
<i>Figura 3.13 Curvas Coordinación de tiempo inverso</i> .....	63
<i>Figura 3.14 Coordinación CAPE</i> .....	64
<i>Figura 3.15 Formato de archivo de prueba ASPEN</i> .....	69
<i>Figura 3.16 Ajustes de prueba COMTRADE</i> .....	69
<i>Figura 3.17 Archivo de prueba en formato COMTRADE</i> .....	70
<i>Figura 3.18 Oscilografía de Archivo COMTRADE</i> .....	72
<i>Figura 3.19 Respuesta de Relevador de “sobrecorriente”</i> .....	73
<i>Figura 4.1 Ingreso de datos característicos del conductor</i> .....	82
<i>Figura 4.2 Algoritmo ecuaciones de CARSON</i> .....	83
<i>Figura 4.3 Algoritmo de kron reducción de matriz</i> .....	84
<i>Figura 4.4 Diagrama mímico hoja de cálculo</i> .....	84
<i>Figura 4.5 Coordinación de protecciones</i> .....	85
<i>Figura 4.6 Curvas de coordinación hoja de cálculo</i> .....	85

## GLOSARIO DE TÉRMINOS

**Alimentador.** Es el circuito conectado a una sola estación, que suministra energía eléctrica a subestaciones distribuidoras o directamente a los Centros de Carga.

**Capacidad Interruptora.** Magnitud de corriente eléctrica que un dispositivo de desconexión y seccionamiento puede interrumpir sin Falla del componente.

**Disturbio.** Es la alteración de las condiciones normales del Sistema Eléctrico Nacional, afectando en su totalidad o a una de sus partes y que puede llegar a producir una Interrupción en el Suministro Eléctrico.

**Esquemas de Protección.** Es el conjunto de relevadores y aparatos asociados que envían la señal de apertura o disparo a Interruptores y generadores necesarios para aislar el equipo fallado, o que hacen operar otros dispositivos como válvulas, extintores y alarmas, para evitar que el daño aumente de proporciones o que se propague.

**Falla.** Es una alteración que provoca un daño permanente o temporal en cualquier parte de un elemento del SEN, que varía sus condiciones normales de operación y que puede llegar a causar un Disturbio.

## **Capítulo 1 INTRODUCCIÓN**

### **1.1 Introducción**

Ante el reto de la protección por “sobrecorriente” de actuar conforme a los principios de operación de las protecciones eléctricas, velocidad, sensibilidad, selectividad, seguridad y dependabilidad ante fallas desbalanceadas, la coordinación tradicional de la protección de “sobrecorriente” indica realizar un estudio de corto circuito al final y al inicio del tramo a proteger calculando la corriente trifásica y la corriente monofásica de corto circuito. Con esto se asegura que la gran mayoría de las posibles fallas queden dentro del esquema de protección. Un lineamiento de buenas prácticas en la compañía suministradora de energía eléctrica de la ciudad de México, indica que las fallas dentro del rango del 80% de la línea a proteger debe ser liberada por un elemento de “sobrecorriente” instantáneo y para fallas dentro del rango de 80 a 120% deberán ser liberadas por elementos de sobre corriente de tiempo definido a 0,1 s. Pero las fallas de dos fases a tierra han presentado retos para dar cumplimiento con lo solicitado.

### **1.2 Antecedentes**

En los inicios del arte de la protección por relevadores, la protección por sobre corriente era indicada por elementos de fase, los elemento de fase pueden operar para fallas entre líneas y de fase a tierra, y para aumentar sensibilidad se integró la unidad de “sobrecorriente” residual, que opera con la componente de secuencia cero, Esto fue posible debido a que construir un filtro de secuencia cero es relativamente fácil de realizar, basta con conectar los transformadores de protección en estrella y la conexión del neutro entrega el valor de un múltiplo de tres veces el valor de la secuencia cero, la implementación de este elemento permitió operar más rápido para fallas de fase a tierra y de “desbalances” del circuito, en cambio, las teorías de las componentes simétricas no se encontraban tan desarrolladas, aunado a que los filtros para la secuencia negativa para los relevadores electromecánicos eran muy complicados y de costo elevado por lo cual la protección por secuencia negativa en la protección por “sobrecorriente” fue relegada [1].

### **1.3 Planteamiento del problema**

Para el ajuste de las unidades de protección por “sobrecorriente”, la coordinación tradicional indica realizar un estudio de “cortocircuito” trifásico en el punto de interés para ajustar la protección de fase y otro estudio de “cortocircuito” para una falla de fase a tierra para ajustar la protección de corriente residual. Con estos dos ajustes se pretende liberar la mayoría de las fallas de gran magnitud por los elementos de “sobrecorriente”. Pero las fallas entre dos fases y dos fases a tierra se comportan de manera diferente, no aportan suficiente nivel de corto circuito de secuencia cero para que opere la protección de “sobrecorriente” residual que es la protección más sensible y no alcanza los niveles de aportación de secuencia positiva del ajuste de protección de fases, por lo cual este tipo de falla de magnitud considerable es liberado por el elemento de “sobrecorriente” de fase de tiempo inverso en periodos relativamente largos.

Por lo cual se considera la posibilidad de realizar un tercer estudio de aportación de corriente de corto circuito de secuencia negativa y ajustar las protecciones por “sobrecorriente” de tiempo inverso y tiempo definido por secuencia negativa. Los modernos relés de protección incluyen los elementos de protección de secuencia negativa por lo cual la implementación se puede realizar sin mayores costos de inversión de nuevos equipos o adquisición de licencias.

### **1.4 Justificación**

Los esfuerzos dinámicos y térmicos a los que son sometidos los elementos del sistema eléctrico de potencia debido a las fallas de “cortocircuito” son directamente proporcionales a la magnitud y al tiempo de duración de la falla, por lo cual apegado a los principios de operación de las protecciones eléctricas, velocidad, sensibilidad, selectividad y seguridad, implementar la protección de “sobrecorriente” de secuencia negativa permitirá ganar velocidad de operación, mejorar la sensibilidad del esquema, ser más selectivos para operar en fallas dentro de la zona de operación, seguridad de operar cuando se requiera según la filosofía de la coordinación [2].

## **1.5 Objetivos**

### **1.5.1 Objetivo general**

Realizar la coordinación de la protección por “sobrecorriente” de secuencia negativa de un circuito de distribución.

### **1.5.2 Objetivos particulares**

- a) Modelado de un circuito de distribución.
- b) Realizar el estudio de corto circuito para determinar las componentes de secuencia positiva, negativa y cero.
- c) Realizar la coordinación por “sobrecorriente” de un circuito.
- d) Programación y ajuste de protecciones de un relé de protección 50/51.
- e) Generación de archivos para prueba de relé 50/51 (simulación de fallas).
- f) Inyección de corriente secundaria a relé con simulador de red.

## **1.6 Planteamiento de la Hipótesis**

Al validar los ajustes propuestos para la coordinación de protección de “sobrecorriente” de secuencia negativa en alimentadores de 23 KV , se podrá implementar en el sistema eléctrico de potencia, reduciendo los esfuerzos dinámicos y térmicos al librar de manera más rápida las fallas entre fases, mejorando la confiabilidad del sistema de protecciones de alimentadores y así evitar que por una mala coordinación de protecciones se presenten disturbios que provocan una mayor cantidad de energía no suministrada cuando se presente el caso del disparo de un banco de transformación como respaldo local ante una falla en un alimentador.

## **1.7 Variables**

Las variables por considerar son las siguientes

- a)- Nivel de aportación de corriente de corto circuito
- b)- Tiempo de duración de la falla

## **1.8 Historia del Arte**

En los inicios del desarrollo de las protecciones se tiene que, solo hay dos principios de funcionamiento fundamentalmente diferentes: [1]Atracción electromagnética, e Inducción electromagnética. También hace mención en relación con los filtros de secuencia de fases, que en ocasiones es deseable hacer funcionar el equipo de protección por relevadores a partir de una componente particular de la secuencia de fases de la corriente o tensión de un sistema trifásico. Aunque la existencia de las componentes de la secuencia de fases puede considerarse un concepto matemático, es posible, sin embargo, separar las magnitudes reales de corrientes o tensiones trifásica que son directamente proporcionales a cualquiera de las componentes de la secuencia de fases más una aportación de secuencia cero. Un filtro de secuencia de fases hace eléctricamente lo que las ecuaciones de la teoría proponen. Se apreciará que el proceso de obtener el valor real de las magnitudes, su desfaseamiento y la combinación de éstas, como se indica en la teoría de las componentes simétricas, requiere un alto grado de precisión si la magnitud deducida necesita ser representativa del valor real de la magnitud deseada [1].

El texto muestra el gran ingenio y diseño para resolver los problemas con la tecnología de la época. Los equipos electromecánicos, cubrieron las necesidades de tecnología para el desarrollo de los sistemas eléctricos de potencia.

Los relevadores de tipo análogo electrónicos que utilizaban componentes electrónicos discretos fueron introducidos en los años 70's. En años recientes han sido desarrollados relés electrónicos basados en microprocesadores y su implementación ha sido muy alta. Los relés basados en microprocesadores son también conocidos como relés de tipo numérico debido a que las entradas análogas son convertidas a numeración digital, este proceso da la referencia del nombre [2].

En tiempos recientes, “Aunque es una tendencia la utilización de relés basados en microprocesadores, puede pasar mucho tiempo antes de que sean reemplazados completamente los equipos electromecánicos” [3]. En la actualidad los equipos electromecánicos son la minoría y están eliminados de los esquemas primarios de protección de gran importancia, quedando relegados a equipos de menor importancia.

Los relés “microprocesados” proveen de muchos beneficios entre ellos su gran exactitud, tamaño reducido, bajo costo de instalación y de adquisición, gran cantidad de aplicaciones y capacidad de ajustes, más otros suplementos nuevos y aplicaciones, como lógicas de control, acceso remoto, comunicaciones punto a punto, adquisición de datos, grabadora de eventos, localizador de fallas y autodiagnóstico. Dentro de estas prestaciones se encuentran las protecciones de secuencia negativa que vienen incluidas en la mayoría de los equipos sin necesidad de solicitarlo como una característica extra.

En la figura 1.1 se muestra un filtro para relevador electromecánico, Cuando corrientes de secuencia negativa son aplicadas ( $I_a$ ,  $I_b=aI_a$ , y  $I_c=a^2I_a$ ) la salida del filtro tiene un valor proporcional al componente de voltaje de secuencia negativa ( $V_f=2RI_2$ ). La salida  $V_f$ , es la entrada para la medición de una unidad electromecánica: Debido a que no hay retorno por tierra para las corrientes de entrada, el filtro no responde a las componentes de secuencia cero [4].

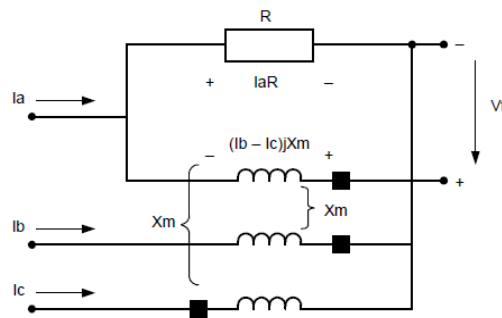
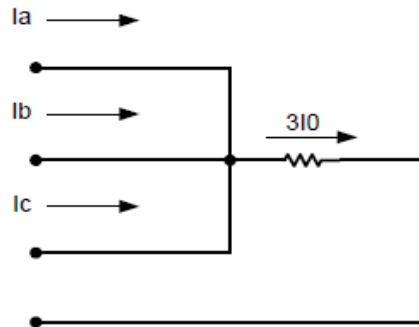


Figura 1.1 Filtro de secuencia negativa.

Un filtro de secuencia cero es mostrado en la figura 1.2 donde se muestra la simpleza de diseño y operación para las unidades de protección electromecánicas.

Obtener mediciones de secuencia cero no representa mayor problema, debido a que no requiere del uso del operador “a”, la suma de los tres fasores de las tres fases es proporcional a la componente de secuencia cero del conjunto de las corrientes de fase [4].



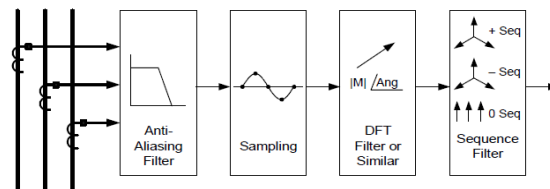
*Figura 1.2 Filtro de secuencia cero*

Componentes de secuencia negativa y componentes de secuencia cero son ambas indicaciones de condiciones anormales. Por otro lado, la complejidad de la implementación de filtros de secuencia negativa es sustancialmente mucho menor que la de implementar filtros de secuencia positiva. Cuando esto era posible de medir y usar mediciones de secuencia negativa en los relés electromecánicos, las técnicas requeridas para los filtros de secuencia negativa eran más caras, las mediciones de la secuencia cero eran más fáciles de medir.

La tecnología de estado sólido en relés de protección permitió equipos más pequeños y más funciones en un mismo equipo. Además, la implementación de filtros de secuencia negativa está inherentes a ellos. Circuitos basados en cambio de fases con amplificadores operacionales, u otros componentes de estado sólido, capacitores y resistores, son utilizados para implementar los fasores necesarios para simular en operador “a”.

Con la llegada de los relevadores digitales “microprocesados” los filtros de secuencia fueron incluidos de manera inherente, uno de sus beneficios es la simplicidad y exactitud de cálculos de las componentes simétricas a partir de las cantidades de fase, un simple y mejor proceso matemático toma lugar en el subsistema convertidor análogo digital, los voltajes y corrientes son administrados en un filtro “antiruido” para acondicionar los valores medidos, los relevadores de protección numéricos son sistemas de muestreo de datos, por lo que el bloque de muestreo captura los muestreos instantáneos de las cantidades de fase [2].

En la figura 1.3 se muestran las etapas de procesamiento de un relé numérico. Con los modernos algoritmos de programación de los relés numéricos, no es más difícil de calcular componentes de secuencia negativa que calcular componentes de secuencia cero [4].



*Figura 1.3 Etapas de procesamiento de señales análogas.*

Un filtro basado en técnicas de Fourier calcula los componentes fundamentales de los muestreos capturados en la memoria del relé. Este componente fundamental es denotado por un fasor con magnitud y ángulo o los componentes real e imaginario.

En la actualidad los relevadores incluyen una gran cantidad de funciones en una sola unidad de protección, por ejemplo una unidad de protección básica incluye protección por sobre corriente de fases de tiempo inverso(51P), protección por sobre corriente de neutro de tiempo inverso(51N) Protección direccional de “sobrecorriente” direccional (67) unidad de recierre(79),protección por bajo voltaje (27), protección por “sobrecorriente” de secuencia negativa de tiempo inverso(51Q) y protección de sobre corriente de tiempo definido (50Q) entre otras.

En 1918 Charles Legeyt Fortescue presentó el artículo intitulado “Método de las componentes simétricas aplicadas a la solución de redes polifásicas”, el cual permite escribir por ejemplo, cualquier sistema trifásico desequilibrado como una suma de tres sistemas trifásicos equilibrados [5].

En 1992 presentan A. F. Elneweihi y E. O. Schweitzer, en la reunión de verano de IEEE/PES el artículo “Negative sequence overcurrent element application and coordination in distribution protection” donde se describe que las corrientes de secuencia negativa son más sensibles para fallas de línea a línea que la protección de fase [6].

En 2015, presenta Ángel García Godínez, tesis para obtener el grado de Maestro en Ciencias en Ingeniería Eléctrica, por el Instituto Politécnico Nacional, “Uso de corrientes de secuencia negativa en la protección de fallas a tierra”, para fallas a tierra de alta impedancia en líneas de transmisión [7].

## Capítulo 2 GENERALIDADES

### 2.1 Sistemas de Distribución

El Sistema Eléctrico de una empresa está generalmente dividido en tres segmentos, que en ocasiones se pueden manejar como empresas independientes, y que son: Generación, Transmisión y Distribución, ocasionalmente se incorpora un cuarto concepto que es Subtransmisión, que se podría considerar como un subgrupo de la transmisión, debido a que los niveles de voltaje se traslapan y las prácticas de operación y protección son muy similares [8].

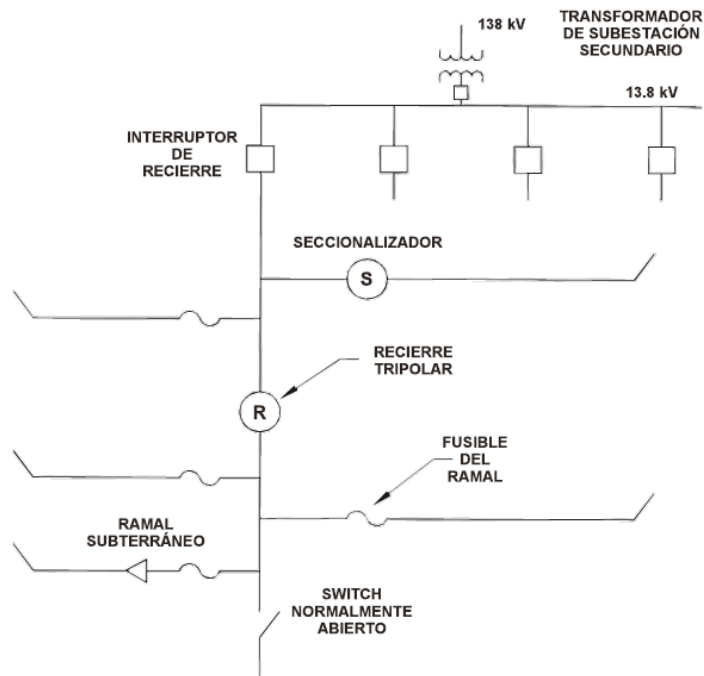
Los sistemas de distribución se pueden dividir en tres componentes principales:

- Subestaciones de distribución.
- Distribución primaria.
- Distribución secundaria.

El sistema de distribución transporta la potencia eléctrica de las subestaciones de distribución a los clientes individuales, en voltajes que quedan en el rango de 34.5, 23, 13.8, 6.6 ó 4.2 KV [9].

La parte del sistema de distribución que está entre la subestación de distribución y los transformadores de distribución se conoce *como el sistema primario* o alimentadores de distribución primarios.

En la figura 2.1, se expone el diagrama unifilar de un sistema típico de distribución, donde se muestra la subestación de distribución, el alimentador primario con los elementos de seccionamiento y protección, también los ramales secundarios; el primario es por lo general trifásico a 4 hilos, en tanto que los ramales pueden ser monofásicos o trifásicos tomados como derivación del principal.



*Figura 2.1 Diagrama unifilar red de distribución.*

Un alimentador se secciona usando elementos de recierre en varios puntos, de manera que cuando ocurran fallas se minimice su efecto, también se observa el uso de fusibles como dispositivos de protección.

## 2.2 Marco legal

### **Artículo 25.** CONSTITUCIÓN POLÍTICA DE LOS ESTADOS UNIDOS MEXICANOS

El sector público tendrá a su cargo, de manera exclusiva, las áreas estratégicas que se señalan en el artículo 28, párrafo cuarto de la Constitución, manteniendo siempre el Gobierno Federal la propiedad y el control sobre los organismos y empresas productivas del Estado que en su caso se establezcan. Tratándose de la planeación y el control del sistema eléctrico nacional, y del servicio público de transmisión y distribución de energía eléctrica

**Artículo 27** CONSTITUCIÓN POLÍTICA DE LOS ESTADOS UNIDOS MEXICANOS

Corresponde exclusivamente a la Nación la planeación y el control del sistema eléctrico nacional, así como el servicio público de transmisión y distribución de energía eléctrica; en estas actividades no se otorgarán concesiones, sin perjuicio de que el Estado pueda celebrar contratos con particulares en los términos que establezcan las leyes, mismas que determinarán la forma en que los particulares podrán participar en las demás actividades de la industria eléctrica.

**Artículo 28.** CONSTITUCIÓN POLÍTICA DE LOS ESTADOS UNIDOS MEXICANOS

constituirán monopolios las funciones que el Estado ejerza de manera exclusiva en las siguientes áreas estratégicas: correos, telégrafos y radiotelegrafía; minerales radiactivos y generación de energía nuclear; la planeación y el control del sistema eléctrico nacional, así como el servicio público de transmisión y distribución de energía eléctrica, y la exploración y extracción del petróleo y de los demás hidrocarburos, en los términos de los párrafos sexto y séptimo del artículo 27 de esta Constitución.

**Artículo 1.-Ley de la Industria Eléctrica (LIE)** La presente Ley es reglamentaria de los artículos 25, párrafo cuarto; 27 párrafo sexto y 28, párrafo cuarto de la Constitución Política de los Estados Unidos Mexicanos y tiene por objeto regular la planeación y el control del Sistema Eléctrico Nacional, el Servicio Público de Transmisión y Distribución de Energía Eléctrica y las demás actividades de la industria eléctrica. Las disposiciones de esta Ley son de interés social y orden público [10].

**Artículo 2 LIE.** - La industria eléctrica comprende las actividades de generación, transmisión, distribución y comercialización de la energía eléctrica, la planeación y el control del Sistema Eléctrico Nacional, así como la operación del Mercado Eléctrico Mayorista. El sector eléctrico comprende a la industria eléctrica y la proveeduría de insumos primarios para dicha industria. Las actividades de la industria eléctrica son de interés público.

La planeación y el control del Sistema Eléctrico Nacional, así como el Servicio Público de Transmisión y Distribución de Energía Eléctrica, son áreas estratégicas. En estas materias el Estado mantendrá su titularidad, sin perjuicio de que pueda celebrar contratos con particulares en los términos de la presente Ley. El Suministro Básico es una actividad prioritaria para el desarrollo nacional.

**Artículo 4 LIE.-** El Suministro Eléctrico es un servicio de interés público. La generación y comercialización de energía eléctrica son servicios que se prestan en un régimen de libre competencia. Las actividades de generación, transmisión, distribución, comercialización y el Control Operativo del Sistema Eléctrico Nacional son de utilidad pública y se sujetarán a obligaciones de servicio público y universal en términos de esta Ley y de las disposiciones aplicables, a fin de lograr el cabal cumplimiento de los objetivos establecidos en este ordenamiento legal.

**Artículo 12 LIE. -** La CRE está facultada para:

**XXXVII.** Expedir y aplicar la regulación necesaria en materia de eficiencia, Calidad, Confiabilidad, Continuidad, seguridad y sustentabilidad del Sistema Eléctrico Nacional;

**Artículo 28 LIE. -** Las obligaciones en materia de Calidad, Confiabilidad, Continuidad y seguridad se establecerán en las condiciones generales para la prestación del Servicio Público de Transmisión y Distribución de Energía Eléctrica y las demás disposiciones que al efecto emita la CRE. Los Transportistas y los Distribuidores no tendrán responsabilidad por los costos que ocurran en el Mercado Eléctrico Mayorista como resultado de caso fortuito o fuerza mayor.

**Artículo 42 LIE. -** El Servicio Público de Transmisión y Distribución de Energía Eléctrica se considera de interés social y orden público, por lo que tiene preferencia sobre cualquier otra actividad que implique el aprovechamiento de la superficie y del subsuelo de los terrenos afectos a aquéllas. Para todos los efectos legales, el Servicio Público de Transmisión y Distribución de Energía Eléctrica es de utilidad pública. Están sujetos a servidumbre legal los predios necesarios

## **2.2.1 Código de RED**

### **Introducción**

Conforme a lo establecido en el artículo 12, fracción XXXVII de la Ley de la Industria Eléctrica (LIE), es atribución de la Comisión Reguladora de Energía (CRE) la expedición y aplicación de la regulación necesaria en materia de eficiencia, Calidad, Confiabilidad, Continuidad, seguridad y sustentabilidad del Sistema Eléctrico Nacional (SEN).

### **A.1 Objetivo**

Los Criterios de eficiencia, Calidad, Confiabilidad, Continuidad, seguridad y sustentabilidad incluidos en este documento, tienen como objetivo permitir e incentivar que el SEN se desarrolle, mantenga, opere, amplíe y modernice de manera coordinada con base en requerimientos técnicos-operativos, y de la manera más eficiente y económica. Lo anterior bajo los principios de acceso abierto y trato no indebidamente discriminatorio.

Asimismo, el Código de Red debe ser entendido como el documento que establece los requerimientos técnicos mínimos que los Integrantes de la Industria Eléctrica están obligados a cumplir con relación a las actividades de planeación y operación del SEN, así como establecer las reglas para la medición, el control, el acceso y uso de la infraestructura eléctrica.

El Código de Red es de cumplimiento obligatorio para los Integrantes de la Industria Eléctrica y corresponderá a la CRE su interpretación y vigilancia.

### **Definiciones**

Para los efectos del Código de Red, además de las definiciones previstas en el artículo 3 de la LIE, en el artículo 2 del Reglamento de la Ley de la Industria Eléctrica, en la Base 2 de las Bases del Mercado Eléctrico y en los Criterios mediante los que se establecen las características específicas de la infraestructura requerida para la Interconexión de Centrales Eléctricas y Conexión de Centros de Carga, se entenderá, en singular o plural, por:



230 kV	AMARILLO
De 161 kV hasta 138 kV	VERDE
De 115 kV hasta 60 kV	MORADO MAGENTA
De 44 kV hasta 13.2 kV	BLANCO
Menor a 13.2 kV	NARANJA

Este código de colores se aplicará en tableros mímicos, dibujos, unifilares y monitores de computadora.

### **Protecciones**

a. Los Puntos de Conexión de Centros de Carga en la Red Nacional de Transmisión (RNT) y en las Redes Generales de Distribución (RGD) deben contar con esquemas de protección. En tanto no se cuente con Norma Oficial Mexicana o especificación técnica aprobada por la CRE, todos los esquemas de protección de los Centros de Carga en los Puntos de Conexión deben cumplir, entre otras, con las siguientes especificaciones técnicas vigentes:

- i. Características técnicas para relevadores de protección (CFE G0000-81);
- ii. Esquemas normalizados de protecciones para líneas de transmisión y subtransmisión (NRF-041-CFE-2013);
- iii. Tableros de protección, control, medición, supervisión y registro para unidades generadoras y subestaciones eléctricas (CFE V6700-62);
- iv. Esquemas normalizados de protecciones para transformadores, auto transformadores y reactores de potencia (CFE G0000-62), y
- v. De caseta integral para subestaciones eléctricas (CFE-G0100-20).

b. El Centro de Carga será responsable de implementar, coordinar y mantener sus sistemas de protección, incluyendo los canales de comunicación “necesarios”. El Transportista y/o Distribuidor deberán verificar los sistemas de protección para asegurar su adecuada coordinación de protecciones para liberar fallas atendiendo los siguientes criterios:

- i. Detección de fallas internas y externas a la Red Particular;
- ii. Operación ante baja y alta tensión;

- iii. Operación ante baja y alta frecuencia;
  - iv. Operación ante sobrecarga de circuitos;
  - v. Operación ante sobrecarga de transformadores, y
  - vi. Operación de protecciones de respaldo.
- d. Los Centros de Carga deberán instalar los equipos necesarios para los Esquemas de Acción Remedial y Esquemas de Protección de Sistema, de acuerdo con lo determinado en los estudios elaborados por el CENACE.
- e. Los Centros de Carga se deberán coordinar con el Transportista y/o Distribuidor para el ajuste de las protecciones en el Punto de Conexión para la puesta en servicio atendiendo los siguientes criterios:
- i. Cualquier cambio que el Centro de Carga desee realizar a los sistemas de protección de la subestación principal deberá notificarlo de conformidad con el Manual de Coordinación Operativa;
  - ii. En caso de ajuste a las protecciones de la subestación principal se deberá notificar previamente al CENACE de conformidad con el Manual de Coordinación Operativa, y
  - iii. Los tiempos máximos de liberación de falla por las protecciones primarias en función del nivel de tensión de operación deberán acordarse entre el Centro de Carga, Transportista y Distribuidor necesarios.

## **ESPECIFICACION CFE G0000-81**

### **1 OBJETIVO**

Definir las características técnicas y de control de calidad de los relevadores de protección multifunción del tipo micro procesado, que utiliza la comisión Federal de Electricidad (CFE) para la protección de los circuitos eléctricos.

### **2 CAMPO DE APLICACIÓN**

En proyectos de subestaciones de potencia: nuevas y en operación (modernización), en lo referente a los sistemas de protección que integran los tableros de protección, control y medición de dichas subestaciones, utilizados para operar y proteger los elementos primarios que conforman la red eléctrica de Generación, Transmisión y Distribución de la CFE.

## **NORMA DE REFERENCIA NRF-041-CFE**

### **1 OBJETIVO**

Esta norma de referencia define los esquemas normalizados de protecciones para líneas que se utilizan en la Comisión Federal de Electricidad y en enlaces de interconexión con entidades externas.

### **2 CAMPO DE APLICACIÓN**

Aplica para todas las líneas de transmisión, subtransmisión y distribución, de enlace y radiales, para tensiones desde los 2,4 kV hasta 400kV.

#### **6.2.9 PROTECCIÓN PARA LÍNEAS DE DISTRIBUCIÓN 50/51-50/51N(PPA)**

Este relevador debe cumplir con lo siguiente:

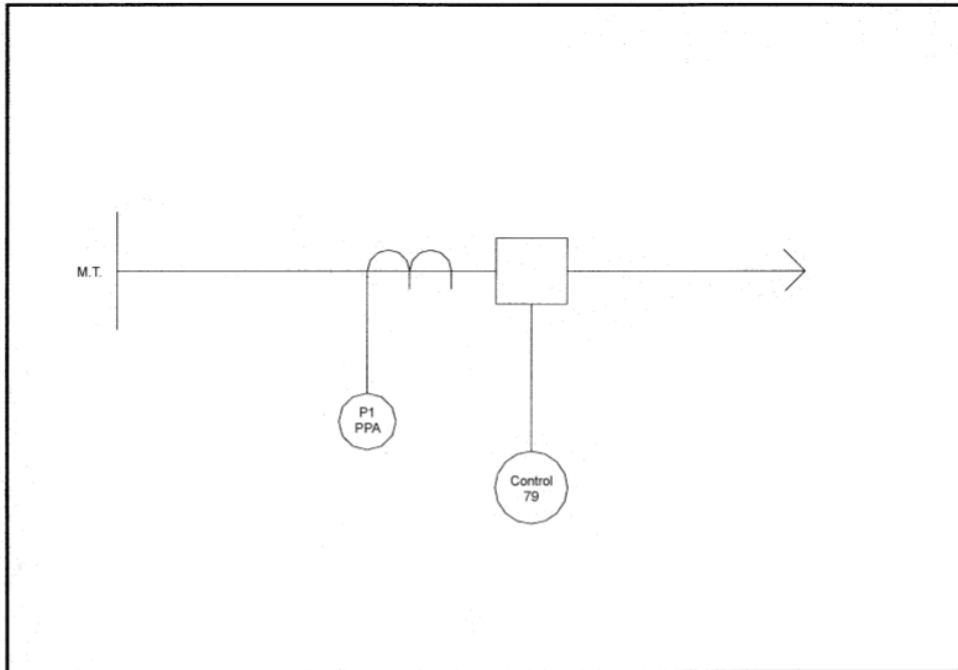
Tres unidades de medición de corrientes para fallas entre fases y una unidad de medición de corriente para fallas de fase a tierra con curvas características de operación de corriente contra tiempo seleccionable, que cumpla con lo indicado en el apéndice B o con las curvas típicas americanas: inversa, moderadamente inversa, muy inversa y extremadamente inversa.

Tres unidades de medición de corrientes de fallas entre fases y una unidad de medición de corriente para fallas de fase a tierra, con operación instantánea.

Debe contar con salidas de disparo independientes para unidades de tiempo e instantáneas.

Función de auto diagnóstico.

La figura 2.2 es el esquemático de la protección para líneas de distribución en el cual se observa que no cuenta con unidad de respaldo.



*Figura 2.2 Arreglo normalizado para línea de M.T. (50/51)*

## **NORMA NMX-J-517-ANCE**

### **1 OBJETIVO Y CAMPO DE APLICACIÓN**

Esta Norma Mexicana establece las especificaciones y métodos de prueba para restauradores en circuitos de corriente alterna de 15kv a 38 kv aplicables en la protección de redes aéreas.

3.21 Restaurador: equipo auto controlado para interrumpir y cerrar automáticamente un circuito de corriente alterna con una determinada secuencia de cierre y apertura, seguidas por un restablecimiento o una apertura definitiva.

## **ESPECIFICACIÓN CFE VH000-11**

### **1 OBJETIVO**

Esta especificación establece las características técnicas, de confiabilidad y control de calidad, adicionales a las indicadas en la norma NMX-J-517-ANCE, que deben cumplir los restauradores trifásicos para distribución aérea.

### **2 CAMPO DE APLICACIÓN**

Esta especificación aplica a restauradores trifásicos con tensiones nominales de 13.8 kV a 34.5 kV y capacidad interruptiva de 8 000 A y 12 000 A simétricos eficaces para ser utilizados en instalaciones eléctricas de CFE.

## **ESPECIFICACIÓN CFE VP000-31**

### **1 OBJETIVO**

Esta especificación establece las características técnicas y de control de calidad que deben cumplir los seccionadores monofásicos y trifásicos para distribución aérea que adquiere la Comisión Federal de Electricidad (CFE).

### **2 CAMPO DE APLICACIÓN**

Esta especificación aplica para sistemas con tensión nominal hasta 38 Kv.

## **PROCEDIMIENTO PARA LA COORDINACION DE PROTECCIONES DE REDES DE DISTRIBUCIÓN GOD-3555**

### **1 OBJETIVO**

Proporcionar los conocimientos teóricos y prácticos para la coordinación de protecciones en sistemas de distribución.

### **2 CAMPO DE APLICACIÓN**

Este documento es de carácter obligatorio para la aplicación en todas las Divisiones de Distribución de la Comisión Federal de Electricidad.

### **2.3 Introducción a las componentes simétricas**

Un sistema trifásico se puede representar por tres sistemas de fasores (secuencia positiva, secuencia negativa y secuencia cero) dos de estos sistemas son balanceados (secuencia positiva y negativa) y uno es de tres fasores iguales (secuencia cero) la figura 6 muestra el esquema de los tres sistemas fasoriales para voltajes, en condiciones ideales cuando el sistema trifásico está balanceado solo el sistema de fasores de secuencia positiva está presente. La presencia de los sistemas de secuencia negativa y

ceros indica que el sistema se encuentra desbalanceado o fallas en el sistema eléctrico de potencia [11].

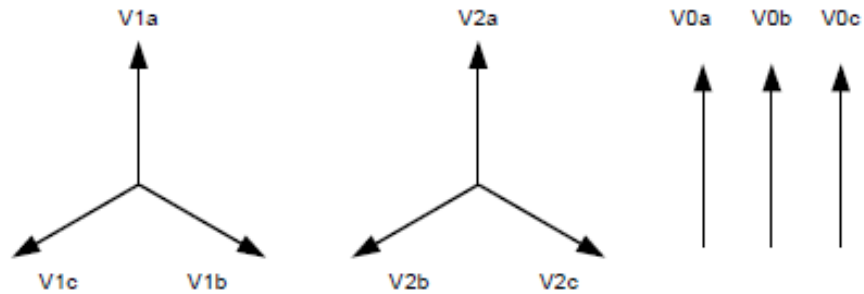


Figura 2.3 Sistema de redes de secuencia

### 2.3.1 Componentes simétricas

La magnitud de las fases se puede representar como la suma de sus componentes simétricas como se muestra en las ecuaciones (1), (2) y (3).

$$V_a = V_{1a} + V_{2a} + V_{0a} \quad (1)$$

$$V_b = V_{1b} + V_{2b} + V_{0b} \quad (2)$$

$$V_c = V_{1c} + V_{2c} + V_{0c} \quad (3)$$

### 2.3.2 Formato matricial de componentes simétricas

Usando el operador “a” ( $a=1 \angle 120^\circ$ ) podemos expresar las magnitudes de las fases en términos de los componentes simétricos de la fase A, como se muestra en la matriz de la ecuación (4)

$$\begin{bmatrix} V_a \\ V_b \\ V_c \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} 1 & 1 & 1 \\ 1 & a^2 & a \\ 1 & a & a^2 \end{bmatrix} \cdot \begin{bmatrix} V_{1a} \\ V_{2a} \\ V_{0a} \end{bmatrix} \quad (4)$$

### 2.3.3 componentes simétricas en términos de las magnitudes de fase

Resolviendo la matriz inversa podemos expresar las componentes simétricas en términos de los valores de fase por lo cual lo podemos expresar como las ec. (5),(6) y (7).

$$V_{1a} = 1/3(V_a + V_b + V_c) \quad (5)$$

$$V_{2a} = 1/3(V_a + a^2 V_b + a V_c) \quad (6)$$

$$V_{0a} = 1/3(V_a + a V_b + a^2 V_c) \quad (7)$$

En la literatura el subfijo “a” no se muestra y las componentes simétricas quedan expresadas como V1, V2, V0.

### 2.3.4 Representación de corrientes en términos componentes simétricas

De manera similar podemos representar las magnitudes de las corrientes de un sistema trifásico ecuaciones (8),(9) y (10).

$$I_a = I_{1a} + I_{2a} + I_{0a} \quad (8)$$

$$I_b = I_{1b} + I_{2b} + I_{0b} \quad (9)$$

$$I_c = I_{1c} + I_{2c} + I_{0c} \quad (10)$$

Ahora lo expresamos en su forma matricial con respecto a las componentes simétricas de la fase A en la ecuación (11).

$$\begin{bmatrix} I_a \\ I_b \\ I_c \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} 1 & 1 & 1 \\ 1 & a^2 & a \\ 1 & a & a^2 \end{bmatrix} \cdot \begin{bmatrix} I_{0a} \\ I_{1a} \\ I_{2a} \end{bmatrix} \quad (11)$$

Resolviendo la matriz inversa podemos representar las componentes simétricas de la corriente en términos de la fase A en la ecuación (12).

$$\begin{bmatrix} I_{0a} \\ I_{1a} \\ I_{2a} \end{bmatrix} = 1/3 \begin{bmatrix} 1 & 1 & 1 \\ 1 & a & a^2 \\ 1 & a^2 & a \end{bmatrix} \cdot \begin{bmatrix} I_a \\ I_b \\ I_c \end{bmatrix} \quad (12)$$

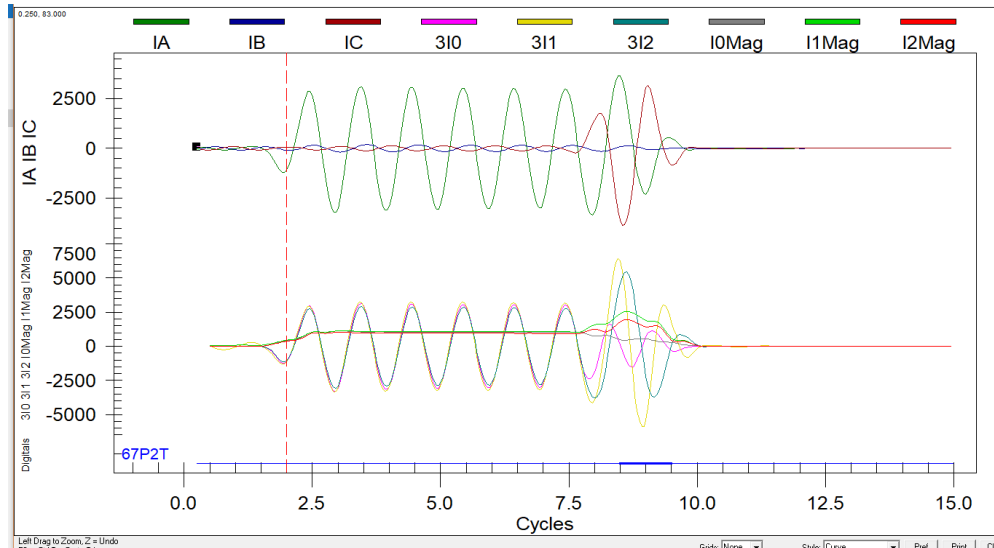


Figura 2.4 Oscilografía de una falla del sistema de distribución.

### 2.3.5 Falla de fase a tierra

En una falla de fase a tierra podemos considerar que la falla ocurre en la fase A y con cero corrientes en las fases B y C, por lo tanto, al sustituir los valores en la ecuación 12 podemos deducir que  $I_1=I_2=I_0=I_a/3$ . La figura 2.4 es la oscilografía de una falla del sistema de distribución, se puede observar como los fasores de las componentes simétricas son iguales en magnitud y ángulo, y el valor de la magnitud de fase corresponde a el valor de  $3 I_0$ .

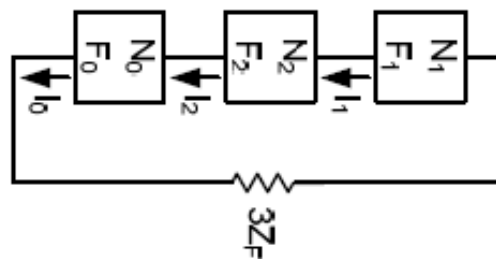


Figura 2.5 Redes de secuencia para falla de fase a tierra.

Por lo cual las redes de secuencia positiva negativa y cero van conectadas en serie para su representación.

Los elementos de protección de corriente residual operan con los valores de  $3I_0$ , con lo cual se gana gran selectividad para no operar por sobrecargas.

### 2.3.6 Falla entre dos fases

Para realizar el análisis de la falla entre dos fases consideramos que la falla ocurre entre las fases A y B y por la fase C no circula corriente, sustituyendo estas consideraciones en la ecuación 12, podemos deducir que la magnitud de la corriente de la fase A es igual a la corriente de la fase B, pero con dirección contraria, por formar un solo circuito sin otras derivaciones, por la cual sustituimos  $I_b$  por  $-I_a$  y la simplificación de la ecuación 12 nos indica que  $I_0 = (I_a - I_a)/3 = 0$ ;  $I_1 = (1-a)I_a/3$ ;  $I_2 = I_a(1-a^2)/3$ , por lo tanto  $I_1 = -I_2$ .

La figura 2.6 muestra la conexión de las redes de secuencia positiva y negativa en paralelo. Así, se satisfacen todas las condiciones de las ecuaciones, al conectar las redes de secuencia positiva y negativa en paralelo a través de la impedancia  $Z_f$ ,

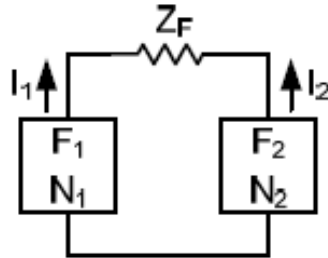


Figura 2.6 Redes de secuencia para falla de fase a

la red de secuencia cero está inactiva y no entra en los cálculos de la falla de línea a línea.

### 2.3.7 Falla de dos fases a tierra

El tema de estudio es la operación de las protecciones de sobre corriente frente a una falla de dos fases a tierra. Para una falla de doble fase a tierra, se considera la falla sobre las fases B y C y considerando a la cero sustituimos estas consideraciones en la ecuación

12,  $I_0=(I_b+I_c)/3$   $I_1=(aI_b+ a^2I_c)/3$  y la  $I_2=(a^2I_b-I_c)/3$  la figura 10 podemos observar cómo se conectan las redes de secuencia para falla de dos fases más tierra.

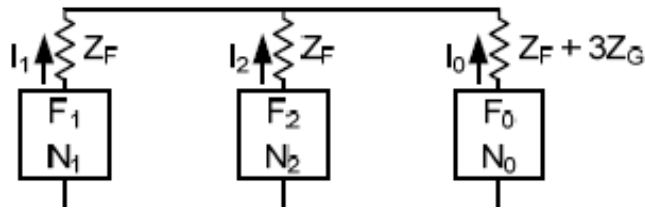


Figura 2.7 Redes de secuencia para falla de dos fases a tierra.

En la figura 2.8 podemos observar el comportamiento de los fasores en una falla a dos fases y los componentes simétricas con su aportación a la falla.

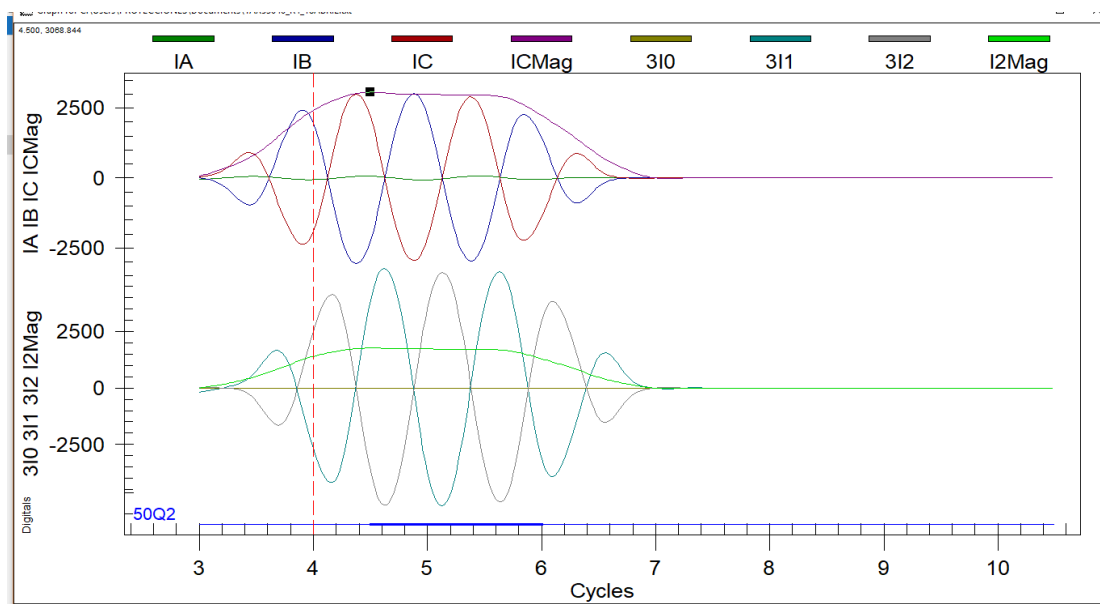
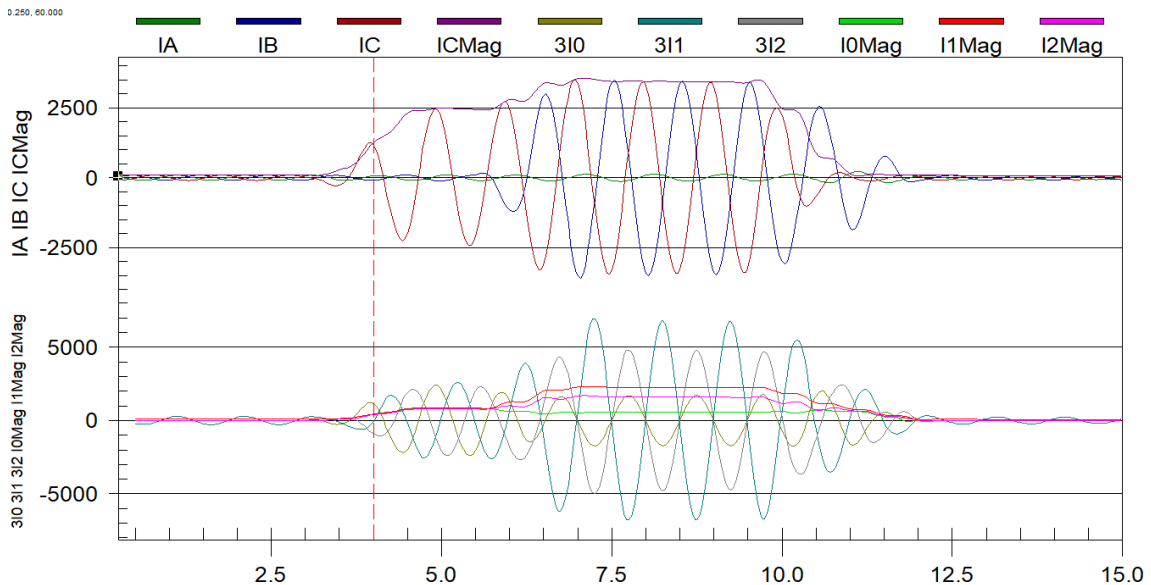


Figura 2.8 Oscilografía falla entre dos fases.

En el gráfico se observa que los valores de secuencia positiva y secuencia negativa son iguales en magnitud, pero de ángulo opuesto, esto nos lleva a que las redes de secuencia deberán ir en serie, pero con polaridad contraria.

En la figura 2.9 se puede ver el comportamiento de las componentes de secuencia en una falla de dos fases a tierra, la falla inicia monofásica con los valores de secuencia positiva negativa y cero iguales, la falla evoluciona a una falla de dos fases a tierra y las componentes de secuencia toman diferentes valores, la corriente de secuencia positiva será la suma de los componentes de secuencia negativa y cero, por lo cual las aportaciones de las componentes simétricas son menores en una comparación a una falla a dos fases sin referencia a tierra.



*Figura 2.9 Oscilografía dos fases a tierra.*

En los valores mostrados en la tabla 2.1 podemos apreciar como la magnitud de secuencia negativa para un mismo punto de referencia disminuye drásticamente por lo cual una falla de dos fases a tierra presenta un mayor reto para la coordinación de las protecciones.

*Tabla 2.1 Aportación de secuencia negativa en fallas.*

No	Descripción de la falla	Magnitud secuencia negativa
1	Falla entres dos fases al 10% de la línea	3200
2	Falla dos fases a tierra al 10% de la línea	1832
3	Falla entre fases al 50%	2100
4	Falla dos fases a tierra al 50% de la línea	1212
5	Falla entre dos fases al 80%	1200
6	Falla dos fases a tierra al 80% de la línea	692

### 2.3.8 Planteamiento del problema

Se considera un estudio de corto circuito en un alimentador tabla 2.2 con el cual se realiza el ajuste de protección de sobre corriente instantánea (50) en un alimentador donde las protecciones son ajustadas al 80% de la línea.

*Tabla 2.2 Nivel de corto circuito.*

	CC TRIFASICO		FALLA BIFASICA		FALLA MONOFASICA	
	CC CLOSE IN	CC AL %	SEC(-) I2 EN %		3IO	
		80	Close IN	80	CC CLOSE IN	80
<b>S.E.</b>	4,629.65	4,096.85	2,314.82	2,048.42	4,792.37	3,874.19
<b>R1</b>	3,869.16	3,232.59	1,934.58	1,616.29	3,585.40	2,707.68
<b>R2</b>	3,103.50	2,783.93	1,551.75	1,391.96	2,550.46	2,186.49
<b>E3</b>	2,713.74	2,542.32	1,356.87	1,271.16	2,110.99	1,932.78

Para el cálculo de los valores de la tabla 2.2, se consideró un alimentador radial con tres equipos restauradores tele controlados y con relés “microprocesados” numéricos, la distancia de coordinación a considerar es la distancia entre equipos de protección indicados en la figura 2.10.

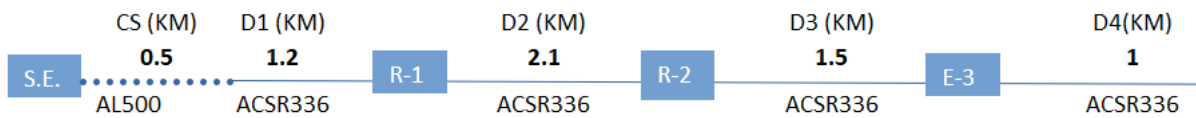


Figura 2.10 Diagrama unifilar de circuito radial.

Los ajustes del equipo R1 para protección instantánea

$$50P=3232 \text{ A}$$

$$50G=2707 \text{ A}$$

En relación con el comportamiento de las fallas desbalanceadas, el comportamiento de una falla entre dos fases indica que la magnitud de la corriente de secuencia positiva y negativa será igual, sin aportación de corriente de secuencia cero el valor de la magnitud de las fases falladas será el valor de magnitud de la secuencia negativa (o positiva) por la raíz de tres. Esto queda indicado en la tabla 2.3.

Cómo se puede observar para fallas trifásicas y monofásicas los ajustes de las protecciones instantáneas operan de manera correcta, pero en las fallas entre dos fases las aportaciones de secuencias negativa, positivas y cero contribuyen todas pero con magnitud diferente es decir la magnitud de la fase será la suma de las aportaciones de corriente negativa y cero, el valor de la corriente de secuencia cero dependerá en gran medida de la impedancia de falla, por lo que en casos reales las tres corrientes de secuencia serán diferentes la de mayor aportación la de secuencia positiva, y la de menor aportación será la de secuencia cero.

Tabla 2.3 Liberación de fallas con elementos instantáneos 50P y 50G.

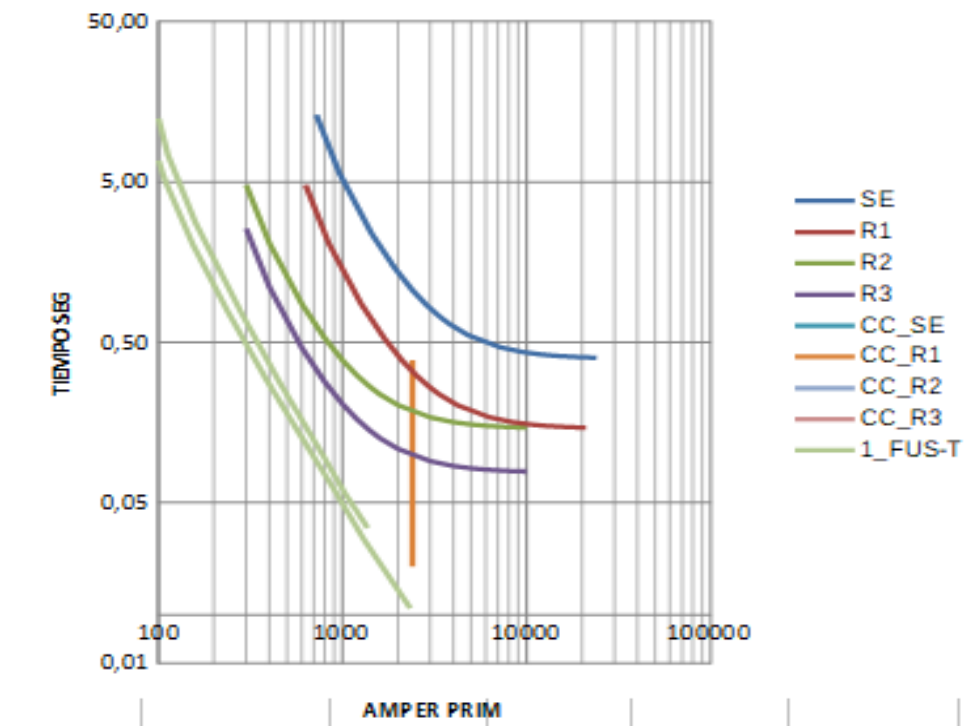
falla		falla b+c	falla b+c+G	falla bc	<b>falla abG</b>
25 %	I fase	3159	3422	opera 51P	Opera 50P
	I2	1824	1396		
	I0	0	2567		
50 %	I fase	2986	3191	opera 51P	opera 51G
	I2	1724	1350		
	I0	0	2246		
75 %	I fase	2830	2993	opera 51P	opera 51G
	I2	1634	1301		
	I0	0	1996		
100 %	I fase	2689	2820	opera 51P	OPERA 51G
	I2	1552	1253		
	I0	0	1796		
125 %	I fase	2537	2639	opera 51P	opera 51G
	I2	1465	197		
	I0	0	1605		

El valor de la corriente de fase será afectada y no alcanzara el valor de ajuste de la protección instantánea, por lo que deberá de ser liberada la falla por un elemento de protección de sobre corriente de tiempo inverso, el elemento que realiza tal acción es el elemento de protección de “sobrecorriente” de fase, como la falla objeto de este estudio está en el área de acción del R1 los valores de operación del 51P serán en tiempos muy largos, por lo que los efectos dinámicos y térmicos de la falla serán más severos, el valor de operación del 51P será de un valor de más de 2500 A.

En la figura 2.11 se puede obtener los valores de operación del elemento 51P a un valor de 2500 en la curva del R1, dando un valor aproximado de 400 mili segundos.

Como se mencionó al inicio del documento un lineamiento de buenas prácticas de la compañía suministradora solicita que las fallas dentro del 80% del tramo entre equipos de protección y seccionamiento sean liberadas por elementos de protección de sobre corriente instantáneo, como la falla fue liberado por un elemento 51 no cumple con lo solicitado.

## CURVAS DE FASES



*Figura 2.11 Operación curva de fases.*

Con este tiempo de operación y valor de corriente de corto circuito los efectos térmicos y dinámicos son de gran repercusión, los efectos térmicos pueden dañar los empalmes de la línea reventando los conductores, los efectos dinámicos provocan movimientos violentos de los conductores que hacen que los amarres se aflojen y fallen quedando las líneas sobre los soportes metálicos, además de que las líneas choquen entre conductores generando fallas múltiples sobre la troncal de la línea.

Si para el ajuste de la protección 50P se considera tomar los valores para una falla de dos fases a tierra, caemos en la problemática de sobre alcance de zonas de protección, es decir si al R1 lo ajustamos con valor de  $50P=2500\text{ A}$ , cuando ocurra una falla en las inmediaciones del R2 (ejemplo al 10%) el valor de la falla trifásica será de  $3100\text{ A}$ , el sobre alcance de las protecciones de R1 es evidente, por lo que se requiere de un ajuste en base a corrientes de secuencia negativa para fallas de dos fases a tierra y fallas entre dos fases.

La liberación de fallas en tiempos largos y a estos niveles de corriente generan variaciones de voltaje en todos los alimentadores asociados al banco de potencia, por lo cual los niveles de calidad de la energía se verán afectados.

En la tabla 4 se puede observar una muestra de incidencias de fallas monofásicas 9 (45%), trifásicas 3 (15%) y a dos fases 8 (40%).

El daño mecánico y térmico que se puede generar en los equipos eléctricos, es directamente proporcional al valor de corto circuito y al tiempo de liberación de las fallas, por lo cual fallas a dos fases liberadas por elementos de “sobrecorriente” de tiempo inverso generan un desgaste importante como lo muestra la tabla 4 en el cual el desgaste del banco de potencia esta ponderado en por ciento y este tipo de fallas generan de entre 5 y 10% cuando son liberadas en tiempos de alrededor de 0.4 segundos.

Tabla 2.4 Ponderado de desgaste de banco de potencia.

```

=>TFE
SEL-2414 T1                               Date: 07/28/2017   Time: 12:02:51
SE ANS T1

Winding Z
Total Number of Transformer Through Faults: 61
Total Number of A Phase Through Faults:    41
Total Number of B Phase Through Faults:    33
Total Number of C Phase Through Faults:    21

Total Accumulated Percentage of Through Fault Capability:
          A-Phase   B-Phase   C-Phase
Through Fault Alarm: 1         1         0

Last Reset: 08/17/2012 22:10:05

#  DATE      TIME          Duration   IA    IB    IC    A    B    C    Alarm
   (seconds) (max primary kA) (Increment %)
1  06/16/2017 22:42:16.172 0.004    0.00  0.00  3.67  0.00  0.00  0.11 AB
2  06/15/2017 14:33:36.064 0.125    4.47  3.93  0.00  4.55  3.27  0.00 AB
3  05/27/2017 04:03:56.889 0.050    3.79  0.00  0.00  1.34  0.00  0.00 AB
4  05/25/2017 17:53:02.110 0.038    3.74  3.80  3.69  0.86  0.79  0.83 AB
5  05/25/2017 17:40:33.011 0.450    3.87  3.80  3.64 11.88  9.71  9.84 AB
6  05/16/2017 10:09:07.562 0.050    4.05  3.86  0.00  1.36  1.13  0.00 AB
7  04/29/2017 10:37:32.825 0.046    3.81  3.63  0.00  0.43  0.71  0.00 AB
8  04/18/2017 10:22:41.023 0.117    0.00  0.00  3.99  0.00  0.00  3.32 AB
9  03/31/2017 10:46:22.087 0.063    3.95  0.00  0.00  1.80  0.00  0.00 AB
10 03/31/2017 10:44:23.682 0.058    3.96  0.00  0.00  1.72  0.00  0.00 AB
11 03/27/2017 11:07:01.647 0.133    3.63  0.00  0.00  3.25  0.00  0.00 AB
12 03/27/2017 09:25:22.070 0.108    4.57  4.44  4.41  3.76  2.58  2.41 AB
13 03/25/2017 01:42:20.595 0.483    0.00  4.04  3.72  0.00 14.28 12.07 AB
14 03/25/2017 01:41:24.937 0.492    0.00  4.05  3.71  0.00 14.44 12.19 AB
15 03/02/2017 21:14:04.743 0.075    4.57  4.21  0.00  2.80  2.19  0.00 A
16 03/02/2017 20:36:28.257 0.075    0.00  4.63  4.35  0.00  2.51  2.35 A
17 10/30/2016 17:14:45.128 0.042    0.00  0.00  3.88  0.00  0.00  1.17 A
18 10/25/2016 09:49:53.801 0.071    4.06  3.59  0.00  1.97  0.20  0.00 A
19 10/14/2016 02:03:34.009 0.042    3.78  0.00  0.00  1.08  0.00  0.00 A

```

En la tabla 2.4 podemos observar que para fallas de un mismo valor de corto circuito el tiempo de liberación de la falla es un elemento muy importante puesto que fallas liberadas por elementos instantáneos de protección generan un desgaste de 3% y una falla liberada por el elemento de sobre corriente de tiempo inverso hasta en un 15%.

## 2.4 SAG por operación de protecciones.

SAGS, son también conocidos como parpadeo de voltajes, son reducciones del valor rms del voltaje de corta duración. La principal causa de los SAGS es la falla por corto circuito, arranques de grandes motores y energización de transformadores. Un serio nivel de bajo voltaje en las terminales de un equipo puede provocar una mala operación del equipo, Muchas malas operaciones son asociadas con SAG llevan a las fallas [12].

Los equipos se han vuelto más sensibles a las variaciones de voltaje, Cargas de electrónica de potencia y aparatos electrónicos se ha vuelto mucho más sensibles que los equipos eléctricos más antiguos, clientes industriales son más cuidadosos con las pérdidas económicas que genera la mala calidad de la energía en sus procesos.

Los modernos equipos causan también variaciones de voltaje, al mismo tiempo los mismos equipos son sensibles a las variaciones de voltaje que ellos mismos llegaron a causar. Este es el caso de muchos convertidores de potencia (rectificadores), cuya corriente de entrada no senoidal, contiene gran cantidad de distorsión armónica. La calidad de la energía hoy en día puede ser medida. La confiabilidad de los medidores de la calidad de la energía significa que la calidad del voltaje y la corriente puede ser monitoreada a gran escala, en la figura 2.12 se muestra las funciones que cuenta un monitor de la calidad de la energía.

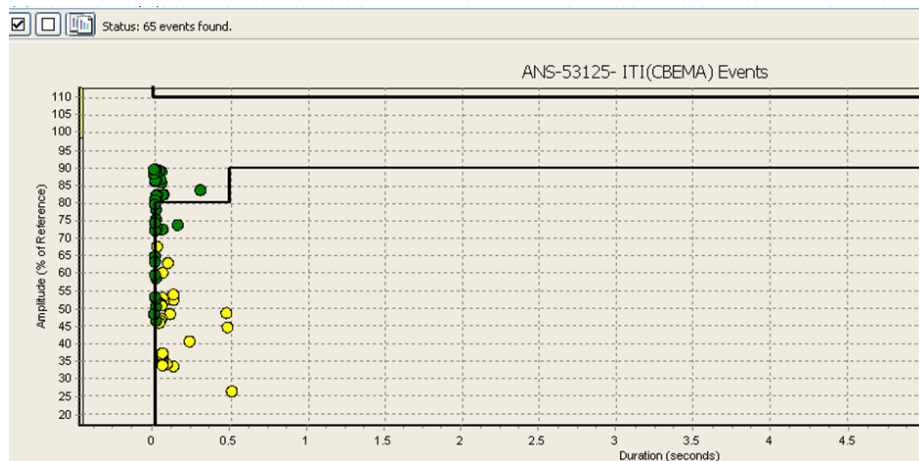


Figura 2.12 Monitoreo de SAG en redes de Distribución.

### 2.4.1 Clasificación de los SAGS Y SWELL

La clasificación de los fenómenos de calidad de la energía asociados a la amplitud de la señal de suministro está dada por dos variantes:

El tiempo de la variación de la amplitud nos permite clasificar fenómenos de corta y larga duración. La magnitud de la variación la amplitud nos permite clasificar fenómenos de sobretensión o baja-tensión.

En la tabla 2.5 de la norma IEEE 1159 se da la siguiente clasificación de fenómenos para las variantes mencionadas.

*Tabla 2.5 Clasificación de SAG e interrupciones.*

CATEGORÍA	DURACIÓN	MAGNITUD DEL VOLTAJE
<b>VARIACIONES DE CORTA DURACIÓN</b>		
<b>INSTANTANEA</b>		
1 SAG	0.5 – 30 ciclos	0.1 – 0.9 pu
2 Swell	0.5 – 30 ciclos	1.1 – 1.8 pu
<b>MOMENTANEA</b>		
1 interrupción	0.5 ciclos – 3 s	< 0.1 pu
2 SAG	30 ciclos – 3 s	0.1 – 0.9 pu
3 Swell	30 ciclos – 3 s	1.1 – 1.4 pu
<b>TEMPORAL</b>		
1 interrupción	3 s – 1 min	< 0.1 pu
2 SAG	3 s – 1 min	0.1 – 0.9 pu
3 Swell	3 s – 1 min	1.1 – 1.2 pu
<b>VARIACIONES DE LARGA DURACIÓN</b>		
INTERRUPCIÓN	> 1 min	0.0 pu
BAJO VOLTAJE	> 1 min	0.8 – 0.9 pu
SOBRE VOLTAJE	> 1 min	1.1 – 1.2 pu

Podemos definir al “SAG” como un abatimiento de la tensión a partir del 90 % hasta el 10 % del valor nominal y cuya duración se encuentra desde 0,5 ciclos a 1 minuto. Siendo este la definición general del “SAG”.

La recomendación del estándar IEEE 1159, nos da tres clasificaciones del “SAG” con la variante del tiempo, catalogándolos en instantáneo, momentáneo y temporal.

Los modernos monitores de calidad de la energía nos permiten obtener la información de los SAG ya sea del monitoreo de la red o bien de la estimación por estudios.

En la figura 2.13 se puede observar un ejemplo de los resultados de un moderno registrador de eventos relacionado con la calidad de la energía. De manera detallada se muestran datos importantes como la fecha, hora, la duración de la perturbación y los valores del voltaje alcanzados.

Date/Time	SS1 DistDur	SS1 DistV1Min	SS1 Dis
04/07/2017 09:50:46.544 a.m.	0.058000	78	
02/07/2017 08:41:40.020 a.m.	0.049000	99	
30/06/2017 12:33:41.675 p.m.	0.050000	81	
28/06/2017 06:35:25.061 p.m.	0.016000	102	
28/06/2017 05:46:12.582 p.m.	0.008000	87	
28/06/2017 08:13:59.631 a.m.	0.008000	102	
28/06/2017 03:49:34.396 a.m.	0.016000	100	
24/06/2017 05:59:35.444 p.m.	0.024000	70	
24/06/2017 04:10:16.775 p.m.	0.108000	34	
24/06/2017 04:08:23.863 p.m.	0.550000	23	
24/06/2017 04:07:23.155 p.m.	0.549000	23	
24/06/2017 04:07:21.197 p.m.	0.158000	49	
24/06/2017 11:17:25.393 a.m.	0.217000	50	
23/06/2017 08:34:30.556 p.m.	0.108000	27	

*Figura 2.13 Registrador de eventos*

Como ejemplo de análisis podemos observar los eventos del día 24 de junio del 2017 una falla en la red de distribución generó perturbaciones en la calidad de la energía, los valores de voltajes van desde 70 hasta 23 % del voltaje nominal y la duración de los eventos desde 0,024 hasta 0,55 seg.

En la figura 2.14 podemos observar la oscilografía del evento de mayor duración con un nivel de 23 %.

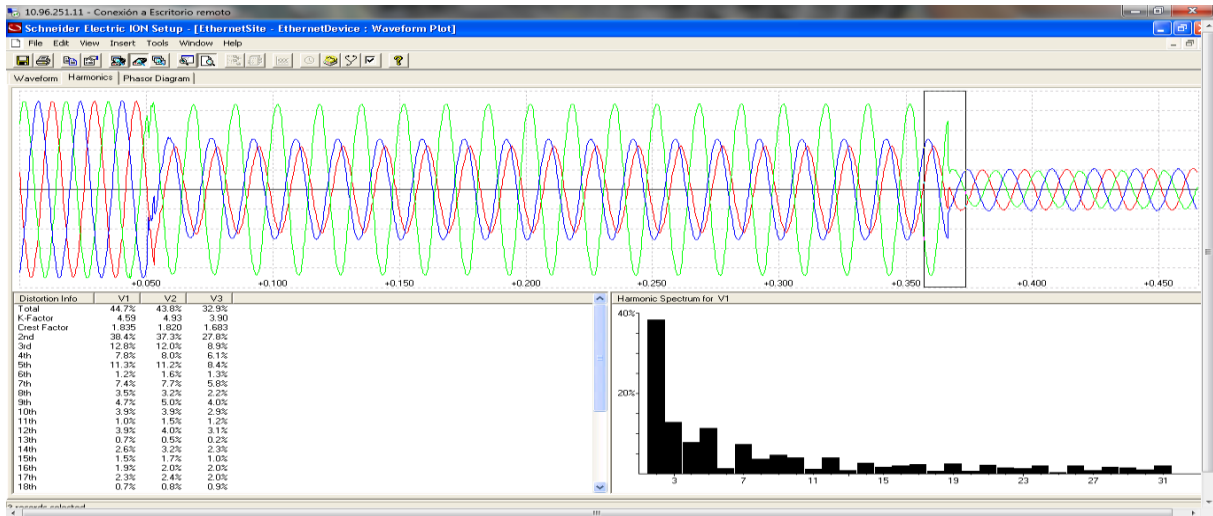


Figura 2.14 Gráfica de evento SAG generado por falla en la red.

La manera más frecuente de informar el desempeño de un punto es a través de las tablas magnitud-duración de “SAG”.

Estas tablas están conformadas por una distribución matricial, en las filas se encuentra divididas por intervalos de la tensión registrado o presentado. Mientras que en las columnas se dividen los intervalos de tiempo que duro el SAG.

De acuerdo a los propósitos de estudio o de evaluación serán la aplicación de la tabla de magnitud-duración, a continuación, se presenta un ejemplo en la tabla 2.6.

Una variante de la tabla UNIPEDA es la propuesta en el draft de norma IEC-61000-2-8, la diferencia básica es que se cuenta con mayor resolución en las divisiones de los intervalos de magnitud.

**Tabla 2.6 Formato IEC 6100-4-11**

Caída de Tensión	<0,1s	0,1-0,25s	0,25-0,5s	0,5 –1 s	1-3s....
80-90 %					
70-80 %					
60-70 %					
50-60 %					
40-50 %					
30-40 %					
20-30 %					
10-20 %					
< 10 %					

La tabla recomendada por la norma IEC 61000-4-11 está dividida conforme al propósito de la misma, que es el probar el funcionamiento de los equipos ante la presencia de SAG, se clasifican en 4 intervalos de magnitud y 5 de tiempo.

#### **2.4.2 Efectos que producen la variación del voltaje**

Los efectos de la baja tensión son, en el caso de motores se reduce el par mecánico que requiere, al bajar la tensión el par disminuye y la máquina desacelera, al volver la tensión nominal, el incremento rápido del par puede producir excesivos calentamientos y otros daños en ejes y rodamientos. En lámparas incandescentes se produce una disminución de la intensidad luminosa, provocando a su vez problemas en el aislamiento una vez restaurada la tensión nominal.

En contactores y relés pueden producir actuaciones incorrectas, afectando el proceso que estén controlando.

Los efectos de una alta tensión en general producen efectos de sobre calentamiento, los cuales pueden ocasionar la avería de los equipos si se supera el límite térmico.

Las sobre tensiones transitorias, son variaciones bruscas de valor instantáneo de la amplitud de la tensión, son en general fenómenos aleatorios que se producen por maniobras en la red, que se auto amortiguan al cabo de unos ciclos. En general pueden afectar a todos los elementos del sistema eléctrico, dependiendo de la magnitud de la propia sobre tensión.

Sin embargo, los niveles de aislamiento dieléctrico que incorporan hoy en día los cables, aisladores, condensadores, transformadores, interruptores, etc., los hacen más o menos inmunes a estos impulsos de tensión.

Algunos dispositivos que incluyen electrónica fabricados a base de dispositivos semiconductores, son muy sensibles a las altas tensiones, entre los que se encuentran rectificadores de diodos, controladores de velocidad mediante tiristores y triacs, y en general todo tipo de sistemas digitales de control, instrumentación etc.

## Capítulo 3 MODELADO DE LAS REDES GENERALES DE DISTRIBUCIÓN

### 3.1 Impedancias serie.

La determinación de las impedancias series de las líneas aéreas y subterráneas es un paso crítico para dar inicio al análisis de los alimentadores de distribución. La impedancia serie de una línea de distribución consiste en la resistencia de los conductores y de las reactancias inductivas propia y mutua [5].

El desarrollo del presente trabajo se lleva a cabo para el circuito ANS53015 de la S. E. San Andrés en el ámbito de la División Valle de México sur de la Comisión Federal de Electricidad. Las consideraciones de la topología de circuito son: Transición en cable XLPE AAC 500 KCM, clase 23 al 100%, en ductos de polietileno de 6 pulgadas en disposición trebolillo, se muestra en figura 3.1.

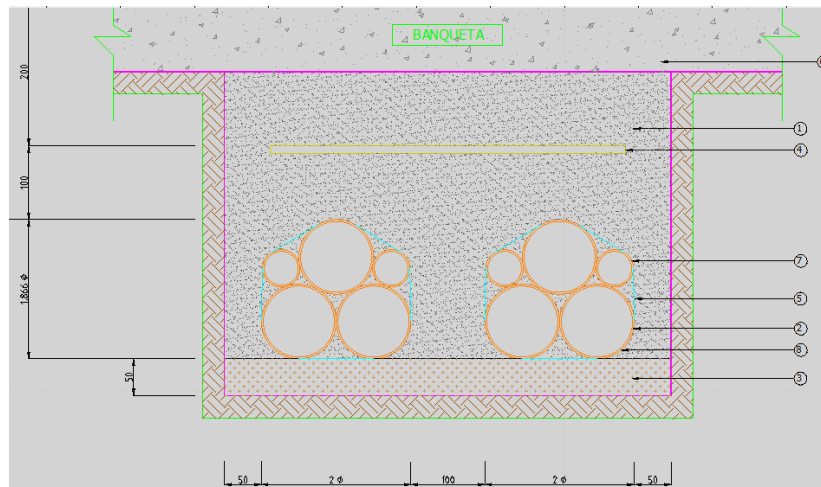


Figura 3.1 Banco de ducto (Norma CFE-P6B).

En la red aérea se tiene conductor ACSR 336 KCM en estructura en T sencilla, en la siguiente figura 3.2 se puede observar las características específicas de las estructuras.

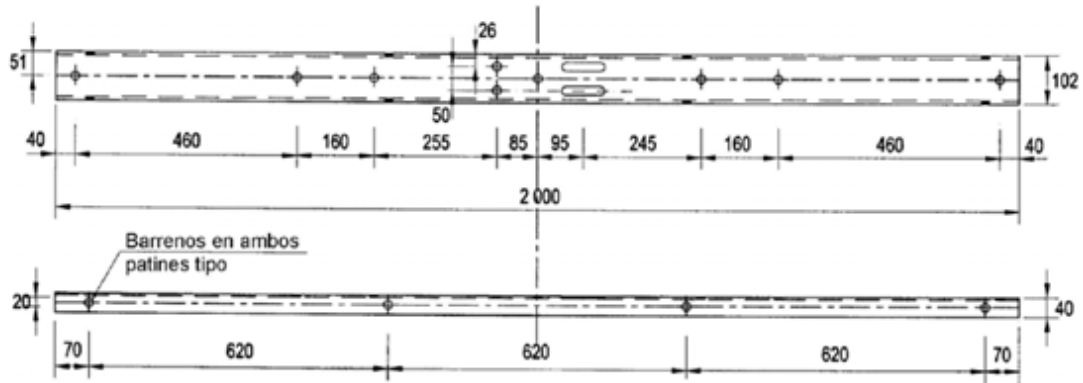


Figura 3.2 Cruceta de montaje red aérea (norma CFEC900-19).

Con los datos básicos de la disposiciones y características físicas de los conductores, se puede proceder a calcular los parámetros de resistencia y reactancia, considerando que la distancia total del circuito no rebasa los 10 kilómetros, por lo cual podemos considerar el modelado de una línea corta, en el cual los valores de la capacitancia se pueden despreciar [13].

Para calcular las impedancias de secuencia positiva, negativa y cero, partimos de la disposición de los conductores en la estructura de media tensión.

Tabla 3.1 Parámetros de Cable de potencia.

Parámetros del Cable : <a href="#">ACSR 336 KCM</a>	
Resistividad ALUMINIO	<b>2.90E-08</b> Ohm/m
Sección efectiva del conductor	170.5 mm <sup>2</sup>
Diámetro sobre conductor	0.089 Pulgada
Conductores de aluminio	26.000
diámetro de cond. Aluminio	0.114 Pulgada
conductores de acero	7
diámetro de cond. Acero	0.089 Pulgada
RMG	0.024 pies
Resistencia del conductor dc	0.306 ohm/milla
Reactancia inductiva	0.451 ohm/milla
Área de la secc cond. Alum	170.500 mm <sup>2</sup>
Área de la secc cond. Acero	27.830 mm <sup>2</sup>

En 1926 John Carson explica el desarrollo de una técnica con la que puede determinarse las impedancias propias y mutuas de una línea para un número arbitrario de conductores, Carson considera que la tierra es un sólido infinito, con una superficie uniforme y una resistividad constante, por lo cual los efectos de terminal de las puestas a tierra son despreciables. Carson utilizó imágenes de los conductores figura 3.3 , es decir cada conductor tiene su imagen a la misma distancia por debajo de la tierra [5].

Las ecuaciones de Carson modificadas son:

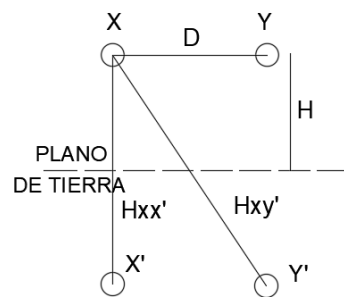


Figura 3.3 Plano de "CARSON".

Para la impedancia propia del conductor.

$$Z_{aa} = r_a + 0.00158836 * f + j0.00202237 * f [\ln(1/RMG_a) + 7.6786 + \ln(p/f)/2] \quad \text{ec.3.1}$$

Para las impedancias mutuas entre conductor a y b

$$Z_{ab} = 0.00158836 * f + j0.00202237 * f [\ln(1/D_{ab}) + 7.6786 + \ln(p/f)/2] \quad \text{ec.3.2}$$

donde:

f=frecuencia del sistema 60hz

p=resistividad de la tierra 100 ohm.m

RMG= Radio medio geométrico del conductor

D= Distancia entre conductores

Usando estas consideraciones las ecuaciones modificadas de Carson son:

Para la impedancia propio del conductor.

$$Z_{aa} = r_a + 0.09530 + j0.12134 [\ln(1/RMG_a) + 7.93402] \quad \text{ec.3.3}$$

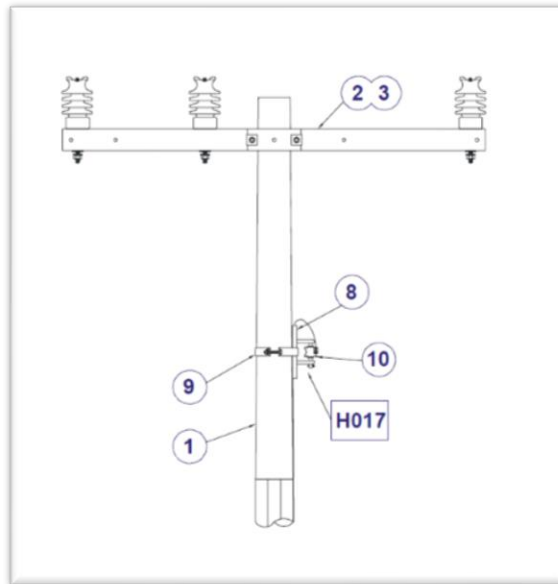
Para las impedancias mutuas entre conductor a y b

$$Z_{ab} = 0.09530 + j0.12134[\ln(1/D_{ab}) + 7.93402]$$

ec.3.4

La estructura para el modelado de la línea aérea será la T mostrada en la figura 3.4 sencilla para 23kv con cable ACSR 336. 26/7, RMG=0.0244 ft, R=0.306 ohm/milla

Para el neutro ACSR 3/0,6/1, RMG=0.0060 ft, R=0.723 ohm/milla



*Figura 3.4 Estructura de red aérea en T sencilla (CFE DCCIAMBT)*

Distancia entre conductor 2.1 y 4.2 ft, distancia de la cruceta al suelo 35.5 ft, y distancia del neutro corrido a la cruceta 4.0 ft.

Los cálculos de las impedancias se realizaron por métodos numéricos, por lo cual se dispone de las posiciones de los conductores en coordenadas cartesianas usando notación de números complejos [14], tomando como referencia el plano de la tierra y el conductor más a la izquierda, las posiciones son:

$d_1 = 0 + j35.5$ ;  $d_2 = 2.1 + j35.5$ ;  $d_3 = 6.3 + j35.5$ ; y para el neutro  $d_4 = 3.15 + j31.5$  valores en pies.

Con las posiciones definidas, podemos calcular las distancias entre los diferentes conductores.

$$D_{12} = |d_1 - d_2|; D_{13} = |d_1 - d_3|; D_{23} = |d_2 - d_3|; D_{14} = |d_1 - d_4|; D_{24} = |d_2 - d_4| \text{ y } D_{34} = |d_3 - d_4|$$

de forma matricial las distancias quedan definidas.

*Tabla 3.2 Distancia entre conductores*

d =

0	2.1000	6.2000	5.0914
2.1000	0	4.1000	4.1355
6.2000	4.1000	0	5.0302
5.0914	4.1355	5.0302	0

Ahora podemos aplicar las ecuaciones de Carson modificadas para las impedancias propias

$$Z_{aa} = r_a + 0.09530 + j0.12134 [\ln(1/0.0244) + 7.93402] = 0.4013 + j1.4133 \text{ ohm/milla}$$

Aplicando las ecuaciones de Carson modificadas para las impedancias mutuas

$$Z_{ab} = 0.09530 + j0.12134 [\ln(1/2.1) + 7.93402] = 0.0953 + j0.8727$$

Aplicando métodos numéricos obtenemos los demás conductores [15]

*Tabla 3.3 Impedancias propias y mutuas.*

z =

0.4013 + 1.4133i	0.0953 + 0.8727i	0.0953 + 0.7413i	0.0953 + 0.7652i
0.0953 + 0.8727i	0.4013 + 1.4133i	0.0953 + 0.7915i	0.0953 + 0.7905i
0.0953 + 0.7413i	0.0953 + 0.7915i	0.4013 + 1.4133i	0.0953 + 0.7667i
0.0953 + 0.7652i	0.0953 + 0.7905i	0.0953 + 0.7667i	0.8183 + 1.5465i

Aplicando la reducción de Kron, da como resultado la matriz de impedancias de fase

$$[Z_{abc}] = [Z_{ij}] - [Z_{in}].[Z_{nn}]^{-1}.[Z_{nj}]$$

*Tabla 3.4 Matriz de impedancias reducida*

$$Z_{eq} = \begin{bmatrix} 0.4817 + 1.0830i & 0.1797 + 0.5321i & 0.1760 + 0.4105i \\ 0.1797 + 0.5321i & 0.4898 + 1.0619i & 0.1799 + 0.4503i \\ 0.1760 + 0.4105i & 0.1799 + 0.4503i & 0.4822 + 1.0818i \end{bmatrix}$$

La matriz de impedancias de fase se transforma en la matriz de secuencia con la aplicación de la ecuación

$$[Z_{012}] = [A_s]^{-1} \cdot [Z_{abc}] \cdot [A_s]$$

*Tabla 3.5 Matriz de impedancias de secuencia ohm/milla.*

$$\begin{array}{l} \text{valores en ohm/milla} \\ Z_{012} = \end{array} \begin{bmatrix} 0.8416 + 2.0042i & 0.0272 + 0.0075i & -0.0315 + 0.0140i \\ -0.0315 + 0.0140i & 0.3061 + 0.6113i & -0.0760 - 0.0103i \\ 0.0272 + 0.0075i & 0.0759 - 0.0102i & 0.3061 + 0.6113i \end{bmatrix}$$

En esta matriz los elementos de la diagonal principal son los valores de las impedancias de secuencia cero, positiva y negativa. Los valores fuera de la diagonal son las impedancias de acoplamiento mutuo entre secuencias [5].

Convirtiendo los valores a ohm/km si así se prefiere.

Tabla 3.6 Matriz de impedancias de secuencia ohm/km.

valores en ohm/km		
Z012 =		
0.5226 + 1.2446i	0.0169 + 0.0046i	-0.0195 + 0.0087i
-0.0195 + 0.0087i	0.1901 + 0.3796i	-0.0472 - 0.0064i
0.0169 + 0.0046i	0.0471 - 0.0064i	0.1901 + 0.3796i

Estos valores de la diagonal principal serán utilizados para calcular las impedancias totales de los tramos de línea aérea para el cálculo de corto circuito.

Para el modelado de los cables de potencia se pueden aplicar de la misma manera las ecuaciones de Carson modificadas.

Los datos para el conductor de fase y de los hilos del neutro son.

Conductor de fase aluminio 500 KCM, RGM=0.02526 ft; Diámetro sobre el conductor=0.78937 in; Resistencia=0.18196 ohm/milla

Neutro 16 hilos(k) de cobre calibre 12; RGM=0.00266 ft; Diámetro( $d_s$ )=0.08189 in; Resistencia( $r_s$ )=8.39 ohm/milla. Diámetro sobre neutro( $d_{od}$ )=1.6224 in

El radio del círculo que pasa sobre los hilos de neutro se puede definir

$$R = \frac{d_{od} - d_s}{24} = \frac{1.6224 - 0.08189}{24} = 0.06418 \text{ ft}$$

EL RGM equivalente del neutro concéntrico

$$RGM_n = \sqrt[k]{RGM_s \cdot k \cdot R^{k-1}} = \sqrt[16]{0.00266 * 16 * 0.06418^{16-1}} = 0.06255 \text{ ft}$$

La resistencia equivalente del neutro

$$r_n = \frac{r_s}{k} = \frac{8.39}{16} = 0.52437 \text{ ohm/milla}$$

Las posiciones de los conductores en coordenadas cartesianas usando notación de números complejos, tomando como referencia el plano de la tierra y el conductor más a la izquierda, las posiciones son:

$d_1 = 0 - j0.6$ ;  $d_2 = 2.1 + j35.5$ ;  $d_3 = 6.3 + j35.5$ ; y para en neutro  $d_4 = 3.15 + j31.5$  valores en pies

Con las posiciones definidas, podemos calcular las distancias entre los diferentes conductores.

$D_{12}=|d_1-d_2|$ ;  $D_{13}=|d_1-d_3|$ ;  $D_{23}=|d_2-d_3|$ ;  $D_{14}=|d_1-d_4|$ ;  $D_{24}=|d_2-d_4|$  y  $D_{34}=|d_3-d_4|$   
de forma matricial las distancias quedan definidas.

*Tabla 3.7 Matriz de distancias cable de potencia.*

d =		0	0.3330	0.3329	0.0642	0.3391	0.3898
	0	0	0.3330	0.3329	0.0642	0.3391	0.3898
	0.3330	0.3330	0	0.3329	0.3391	0.0642	0.3898
	0.3329	0.3329	0.3329	0	0.2792	0.2792	0.0642
	0.0642	0.0642	0.3391	0.2792	0	0.3330	0.3329
	0.3391	0.3391	0.0642	0.2792	0.3330	0	0.3329
	0.3898	0.3898	0.3898	0.0642	0.3329	0.3329	0

Ahora podemos aplicar las ecuaciones de Carson modificadas para las impedancias propias  
 $Z_{aa}=r_a + 0.09530 + j0.12134 [\ln(1/\mathbf{RMG}) + 7.93402] = \text{ohm/milla}$

Aplicando las ecuaciones de Carson modificadas para las impedancias mutuas  
 $Z_{ab} = 0.09530 + j0.12134 [\ln(1/\mathbf{DMG}) + 7.93402] = \text{ohm/milla}$

Aplicando métodos numéricos obtenemos los demás conductores

*Tabla 3.8 Matriz de impedancias propias y mutuas cable de potencia.*

z =		0.2773 + 1.4091i	0.0953 + 1.0961i	0.0953 + 1.0962i	0.0953 + 1.2959i	0.0953 + 1.0939i	0.0953 + 1.0770i
	0.2773 + 1.4091i	0.2773 + 1.4091i	0.0953 + 1.0961i	0.0953 + 1.0962i	0.0953 + 1.2959i	0.0953 + 1.0939i	0.0953 + 1.0770i
	0.0953 + 1.0961i	0.0953 + 1.0961i	0	0.0953 + 1.0962i	0.0953 + 1.0939i	0.0953 + 1.2959i	0.0953 + 1.0770i
	0.0953 + 1.0962i	0.0953 + 1.0962i	0.0953 + 1.0961i	0	0.0953 + 1.1175i	0.0953 + 1.1175i	0.0953 + 1.2959i
	0.0953 + 1.2959i	0.0953 + 1.2959i	0.0953 + 1.0939i	0.0953 + 1.1175i	0	0.6197 + 1.2990i	0.0953 + 1.0962i
	0.0953 + 1.0939i	0.0953 + 1.0939i	0.0953 + 1.2959i	0.0953 + 1.1175i	0.6197 + 1.2990i	0	0.0953 + 1.0962i
	0.0953 + 1.0770i	0.0953 + 1.0770i	0.0953 + 1.0770i	0.0953 + 1.2959i	0.0953 + 1.0962i	0.0953 + 1.0962i	0

Aplicando la reducción de Kron [3], da como resultado la matriz de impedancias de fase<sup>1</sup>  
 $[Z_{abc}] = [Z_{ij}] - [Z_{in}].[Z_{nn}]^{-1}.[Z_{nj}]$

<sup>1</sup> Página 254 Análisis de Sistemas de Potencia, Stevenson W. D.

*Tabla 3.9 Matriz reducida impedancias de fase.*

$$Z_{eq} = \begin{bmatrix} 0.3979 + 0.2669i & 0.1482 - 0.0199i & 0.1465 - 0.0385i \\ 0.1482 - 0.0199i & 0.3979 + 0.2669i & 0.1465 - 0.0385i \\ 0.1465 - 0.0385i & 0.1465 - 0.0385i & 0.3900 + 0.2309i \end{bmatrix}$$

La matriz de impedancias de fase se transforma en la matriz de secuencia con la aplicación de la ecuación  $[Z_{012}] = [As]^{-1} \cdot [Z_{abc}] \cdot [As]$

*Tabla 3.10 Impedancias de secuencia cable de potencia ohm/km.*

valores en ohm/km

$$Z_{012} = \begin{bmatrix} 0.4281 + 0.1182i & 0.0108 + 0.0039i & -0.0088 + 0.0074i \\ -0.0088 + 0.0074i & 0.1541 + 0.1783i & 0.0002 - 0.0009i \\ 0.0108 + 0.0039i & 0.0007 + 0.0006i & 0.1541 + 0.1783i \end{bmatrix}$$

Estos valores de la diagonal principal serán utilizados para calcular las impedancias totales de los tramos de cable de potencia para el cálculo de corto circuito.

Estos valores obtenidos, se verificaron por medio del software ATPDRAW, con sus modelos de cálculo para líneas aérea y cables de potencia, como se muestra en la figura 3.5 y 3.6.

Para el modelado de la línea aérea, se necesita ingresar los valores de resistencia, reactancia y radio del conductor, así como la disposición de los conductores en el arreglo físico de la estructura propuesta [16].

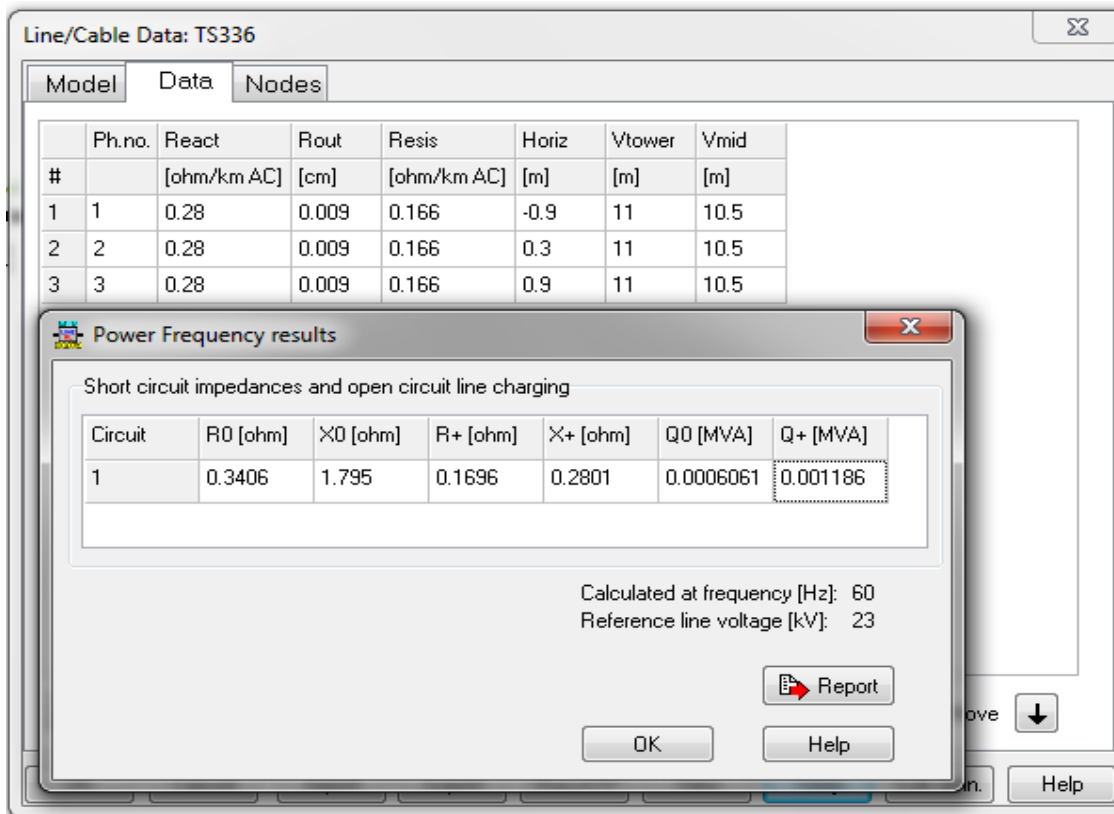


Figura 3.5 Modelado de Línea aérea en ATP.

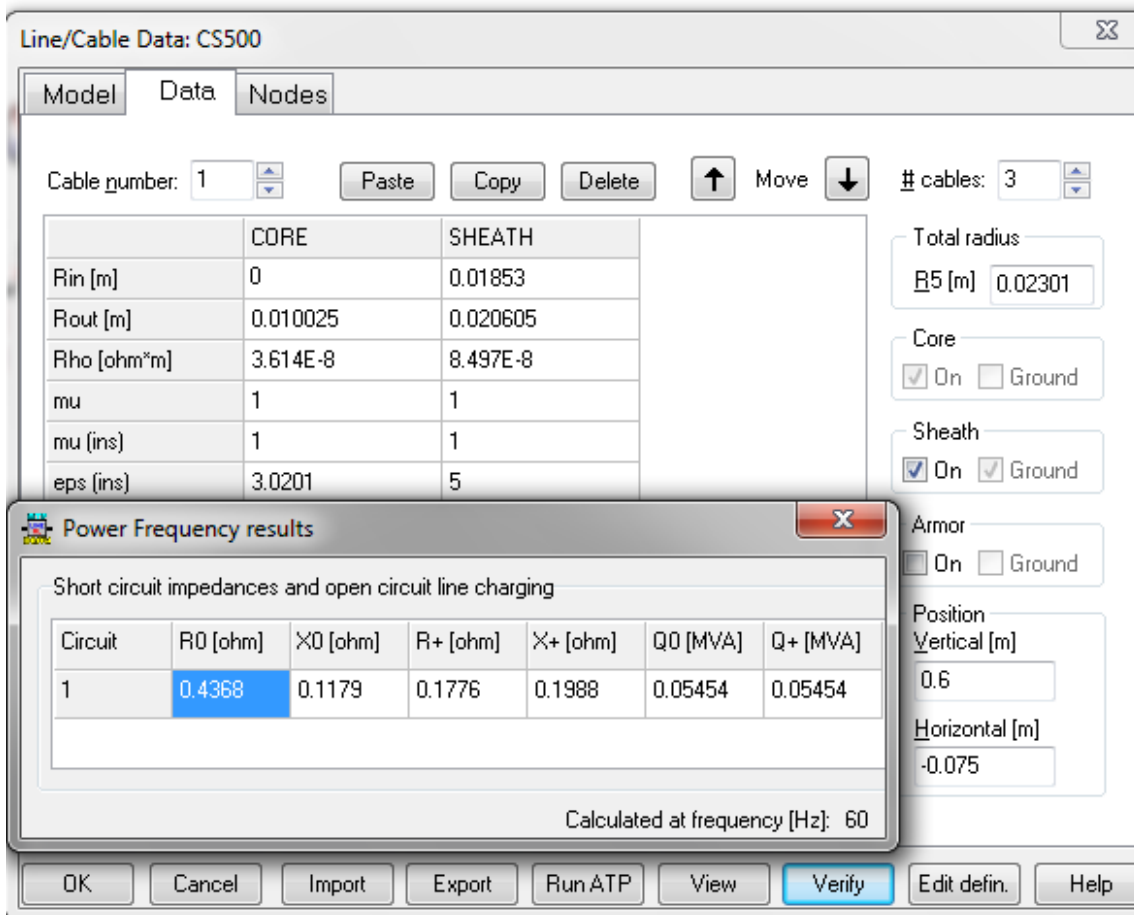


Figura 3.6 Modelado de Cable de Potencia en ATP.

Para el modelado de los cables de potencia se necesita ingresar los datos de las diferentes capas que componen el cable. Radio y resistividad del conductor central; resistividad, radio interno y externo de la pantalla, permisividad relativa de aislante XLP y cubierta exterior de PVC [16].

Los valores que se obtienen con el ATP se encuentran muy cercanos a los valores del método analítico, mostrado en la figura 3.6.

### 3.2 Estudio de corto circuito

Como inicio del estudio se requiere de la potencia de corto circuito del sistema en el punto de inicio [17]. Este dato es proporcionado por la compañía suministradora.

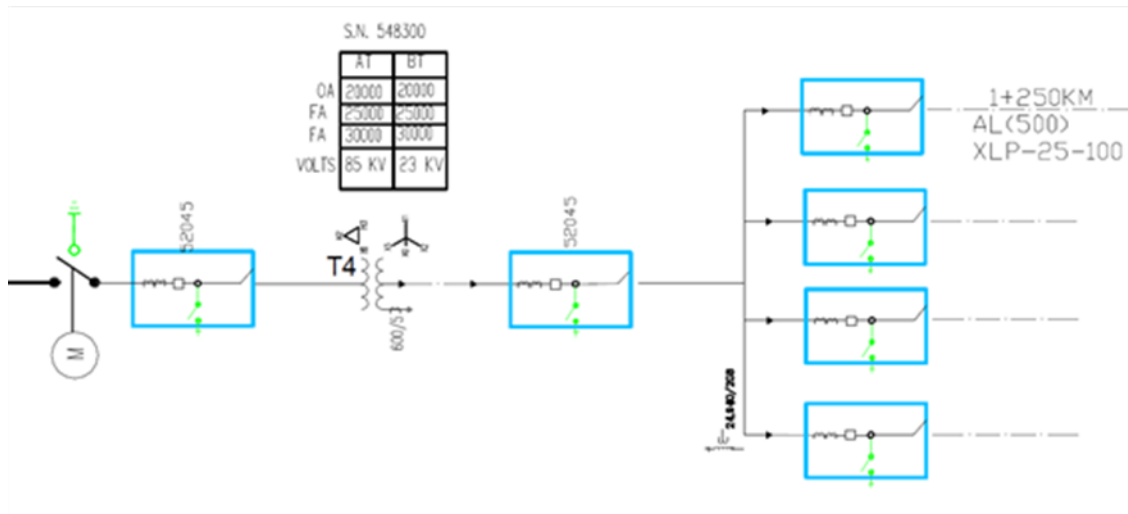


Figura 3.7 Diagrama unifilar.

Potencia de corto circuito del sistema 1783.7 MVA (Scc)

Sb=100 MVA, # potencia Base.

$Z_s = S_b / S_{cc} = 100 / 1783.7 = 0.05606$  # impedancia del sistema en pu

Para calcular la lcc en el bus de baja del transformador (Zt)

#### Icc. trifásica

Ztr=14.61 ohm a 23Kv y 30 MVA impedancia del transformador de potencia

Cambio de base de la impedancia del Transformador de potencia

$Z_{tr} = Z_{pu} \cdot S_{bn} / S_{bv} = 0.1461 \cdot 100 / 30 = 0.487$  pu a 100MVA

$Z_t = Z_s + Z_{tr} = 0.05606 + 0.487 = 0.54306$

$I_{cc} = 1 / Z_t = 1.8414$  pu

$I_b = S_b / \sqrt{3} \cdot K_v \cdot b = 100,000 / 1.732 \cdot 23 = 2510.29$  Amp

**$I_{cc\ 3f} = I_{cc\ pu} \cdot I_b = 1.84141 \cdot 2510.29 = 4622.49$  Amp.**

### ICC monofásica

$$Z_t = Z(1) + Z(2) + (Z_0) = (0.05606 + 0.487) + (0.05606 + 0.487) + (0.487) = 1.57312$$

$$I_{cc} = 1/Z_t = 0.6356 \text{ pu}$$

$$I_0 = I_{cc\_pu} * I_b = 0.6356 * 2510 = 1595 \text{ amp}$$

### Icc 1f= 3\*I0= 4786 Amp

### ICC para falla a dos fases

$$Z_t = Z(1) + Z(2) = (0.05606 + 0.487) + (0.05606 + 0.487) = 1.080$$

$$I_{cc} = 1/Z_t = 0.9258 \text{ pu}$$

$$I_2 = I_{cc\_pu} * I_b = 0.9258 * 2510 = 2323 \text{ amp}$$

### ICC para falla a dos fases a tierra

$$Z_t = Z(1) + Z(2) * Z(0) / [(Z(2) + Z(0))] = (0.05606 + j0.487) + (0.05606 + j0.487) * (j0.487) / [(0.05606 + j0.487) + (j0.487)] = 0.73467$$

$$I_{cc} = 1/Z_t = 1.3611 \text{ pu}$$

$$I_3 = I_{cc\_pu} * I_b = 1.3611 * 2510 = 3,416 \text{ amp}$$

$$I_2 = [Z(0)/(Z(2) + Z(0))] * I_3 = [0.487/0.9756] * 3416 = 1,705 \text{ amp}$$

Con los valores de las impedancias serie de los conductores, calculamos los niveles de corto circuito [18], con la ayuda del software ASPEN se modela la red figura 3.8 y se obtienen los valores de “cortocircuito” para cada nodo de interés y al 80% de la línea para el ajuste de las protecciones instantáneas. Los valores calculados previamente se pueden verificar en él.

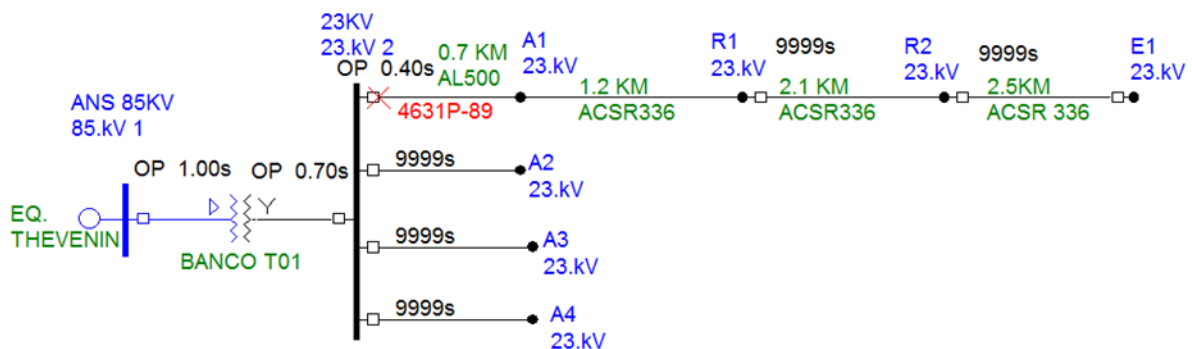


Figura 3.8 Modelado de red en ASPEN.

Tabla 3.11: Resumen de valores de corto circuito

FALLA EN BUS												
NODO	FALLA TRIFASICA			FALLAS A DOS FASES			DOS FASES A TIERRA			FASE A TIERRA		
	I3	I2	3Io	I3	I2	3Io	I3	I2	3Io	I3	I2	3Io
S. E.	4631	0	0	2315	2315	0	3144	1488	4968	1598	1598	4794
R1	3870	0	0	1935	1935	0	2435	1436	2996	1126	1126	3377
R2	3100	0	0	1552	1552	0	1852	1253	1796	759	759	2276
E	2500	0	0	1252	1252	0	1454	1049	1216	546	546	1637

FALLA AL 80% DE LA LINEA A PROTEGER												
NODO	FALLA TRIFASICA			FALLAS A DOS FASES			DOS FASES A TIERRA			FASE A TIERRA		
	I3	I2	3Io	I3	I2	3Io	I3	I2	3Io	I3	I2	3Io
S. E.	4007	0	0	2301	2301	0	2555	1453	3306	1208	1208	3623
R1	3234	0	0	1617	1617	0	1942	1291	1953	812	812	2435
R2	2605	0	0	1302	1302	0	1300	1086	1300	578	578	1735

### 3.3 Coordinación por “sobrecorriente”

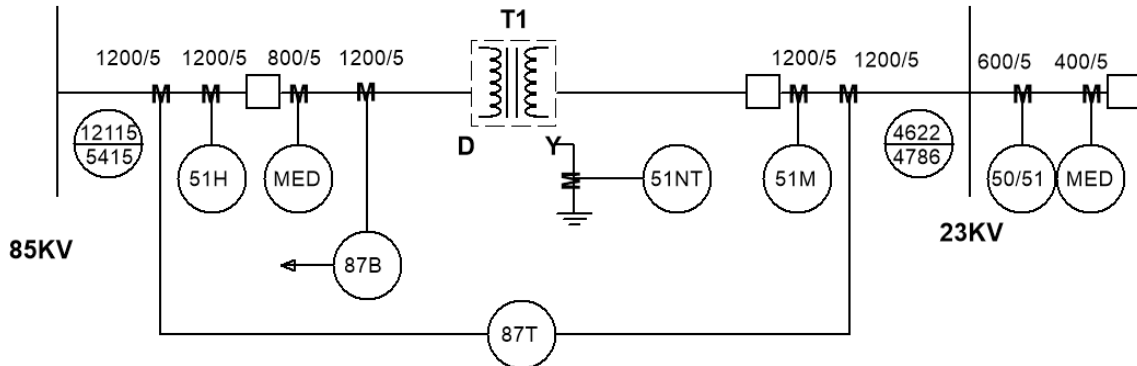


Figura 3.9 Esquema de protecciones

## TRANSFORMADOR DE POTENCIA

Datos de placa del transformador

Potencia en MVA			Tensión (KV)		devanado	H-L
OA	FOFA1	FOA2	Alta	Baja	Impedancia %	14.61
20	25	30	85	23	Capacidad (MVA)	30

$$I_{Hnom\ FOA} = \frac{CapacidadFOA(KVA)}{\sqrt{3} * Tensi\o n\ lad\o alta(KV)} = \frac{30000}{\sqrt{3} * 85} = 203.77\text{ A.}$$

$$I_{Lnom\ FOA} = \frac{CapacidadFOA(KVA)}{\sqrt{3} * Tensi\o n\ lad\o baja(KV)} = \frac{30000}{\sqrt{3} * 23} = 753.06\text{ A.}$$

#### 3.3.1 Protección primaria del transformador

Relación de transformadores de corriente

Lado 85 kv en 400/5

Lado 23 kv en 1200/5

TC de Neutro del transformador 600/5

87T Protección diferencial

Pickup

Ajustar a 0.3 pu del valor del tap

$$TAPH = \frac{CapacidadFOA(KVA)}{\sqrt{3}KV\ lad\o alta * RTC} = \frac{30000}{\sqrt{3} * 85 * 80} = 2.54$$

$$TAPL = \frac{CapacidadFOA(KVA)}{\sqrt{3}KVladobaja*RTC} = \frac{30000}{\sqrt{3}*23*240} = 3.13$$

$$Pickup=0.3*TAP H=0.3*2.54= 0.762$$

#### Ajuste de pendiente.

- a) Primer pendiente a 30%
- b) Segunda pendiente a 60% a 3pu.

#### Unidad instantánea.

- a) Ajustar a 10pu

#### Bloqueo por presencia de armónicas.

- a) Segunda armónica al 15%
- b) Quinta armónica al 35%
- c) Bloqueo en sus tres fases con detección de armónicos en cualquier fase

### 3.3.2 Protección de respaldo del transformador

#### 50H Protección de sobre corriente instantáneo de fases.

Debe ser diez veces la corriente nominal FOA del transformador y menor al 200% de la corriente de aportación para una falla trifásica en el bus de baja tensión [17].

$$I_{50H}=10*InomFOAH= 10*203.77= 2037.7$$

$$I_{50H}<200\% I_{ccMT}=2*4622/3.69=2505 \text{ se cumple la condición.}$$

#### Ajuste.

$$50H=I_{50H}/RTC=2037/80=25.46 \text{ secundarios}$$

#### 51H Protección de “sobrecorriente” de fases en lado primario.

Se ajusta el 200% de la capacidad OA del transformador, como protección de respaldo [17]

$$51H = \frac{2*CapacidadOA(KVA)}{\sqrt{3}KVladoalta*RTC} = \frac{2*20000}{\sqrt{3}*85*80} = 3.39$$

Se selecciona una curva IEC-I inversa

#### Palanca.

El tiempo de operación deberá estar entre 0.8 y 1 segundo para una falla trifásica en el bus de BT. De la curva de operación se obtiene la palanca para el tiempo deseado [17]. Se elige un tiempo de operación de 1 s.

$$TD = t / \left[ \frac{0.14}{M^{0.02}-1} \right] \text{ donde "t" es el tiempo deseado y M es la razón de } I_{cc}/51H \text{ en A sec.}$$

Se toma el valor de corto circuito trifásico en bus de 23 kV. De la subestación.

$$I_{cc} = 4631/80*3.69=15.68 \text{ sec} \quad M=15.65/3.39=4.62$$

$$TD = 1.0 / \left[ \frac{0.14}{(4.62)^{.02} - 1} \right] = 0.222$$

**51M** Protección de sobre corriente de fases lado baja del transformador

$$51M = \frac{2 * CapacidadOA(KVA)}{\sqrt{3}KVladobaja * RTC} = \frac{2 * 20000}{\sqrt{3} * 23 * 240} = 4.18$$

Se selecciona una curva IEC I, inversa

El tiempo de operación deberá estar entre 0.5 y 8 segundo para una falla trifásica en el bus de BT. De la curva de operación se obtiene la palanca para el tiempo deseado [17].

Se elige un tiempo de operación de 0.7 s. Se toma el valor de corto circuito en el bus de 23 kV para una falla trifásica.

$$TD = t / \left[ \frac{0.14}{M^{.02} - 1} \right] \text{ donde "t" es el tiempo deseado y M es la razón de } I_{cc}/51H \text{ en A sec.}$$

$$I_{cc} = 4631/240 = 19.25 \text{ A sec. } M = 19.25/4.18 = 4.6$$

$$TD = 0.7 / \left[ \frac{0.14}{(4.6)^{.02} - 1} \right] = 0.1549$$

**51NT** Protección de sobre corriente de Neutro en el lado de baja del transformador

Se ajusta al 25% de la capacidad máxima del transformador

$$51NT = \frac{0.25 * CapacidadFOA(KVA)}{\sqrt{3}KVladobaja * RTC} = \frac{0.25 * 30000}{\sqrt{3} * 23 * 120} = 1.56$$

Se selecciona una curva IEC I, inversa

El tiempo de operación deberá estar entre 0.8 y 1 segundos para una falla fase a tierra en el bus de 23 kv [17]. De la curva de operación se obtiene la palanca para el tiempo deseado. Se elige un tiempo de operación de 1.0 s para una falla de fase a tierra en el bus de 23 kV de la subestación.

$$TD = t / \left[ \frac{0.14}{M^{.02} - 1} \right] \text{ donde "t" es el tiempo deseado y M es la razón de } I_{cc}/51NT \text{ en A sec.}$$

$$I_{cc} = 4794/120 = 39.88 \text{ A sec. } M = 39.88/1.56 = 25.56$$

$$TD = 1.0 / \left[ \frac{0.14}{(25.56)^{.02} - 1} \right] = 0.4783$$

**51GT** Protección de sobre corriente residual en el lado de baja del transformador

Se ajusta al 20% de la capacidad máxima del transformador

$$51GT = \frac{0.20 * CapacidadFOA(KVA)}{\sqrt{3}KVladobaja * RTC} = \frac{0.20 * 30000}{\sqrt{3} * 23 * 240} = 0.6275$$

Se selecciona una curva IEC I, inversa

El tiempo de operación deberá estar entre 0.6 y 0.8 segundos para una falla trifásica en el bus de BT [17]. De la curva de operación se obtiene la palanca para el tiempo deseado. Se elige un tiempo de operación de 0.7 s para

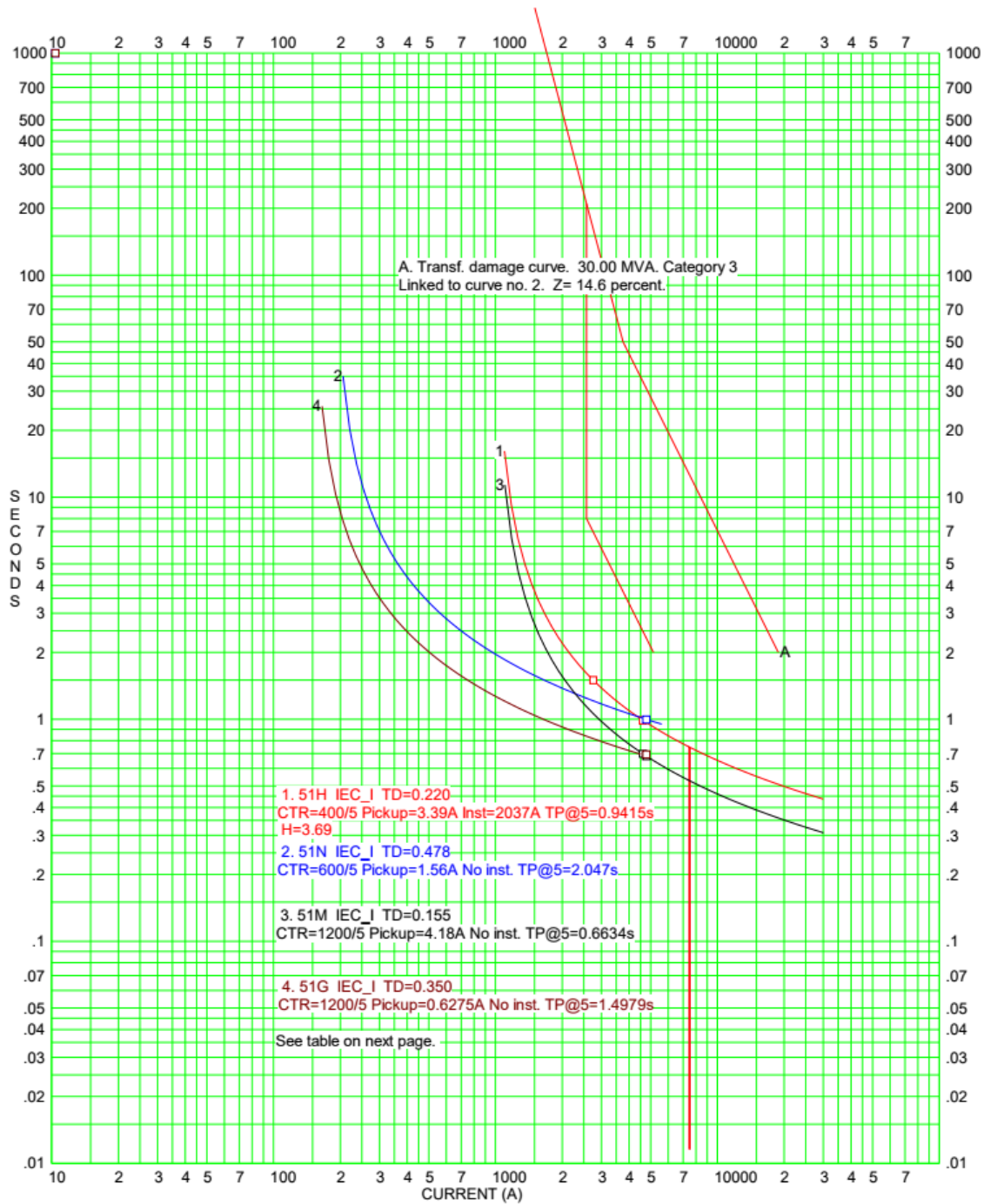
$TD = t / \left[ \frac{0.14}{M^{0.2} - 1} \right]$  donde "t" es el tiempo deseado y M es la razón de  $I_{cc}/51G$  en A sec.

$I_{cc} = 4794/240 = 19.94$  A sec.

$M = 19.94/0.6275 = 31.77$

$$TD = 0.7 / \left[ \frac{0.14}{(31.7)^{0.2} - 1} \right] = 0.3580$$

En la figura 3.10 se muestra la coordinación de protecciones del transformador de 30 MVA.



TIME-CURRENT CURVES @ Voltage 85/23KV		By JHA
For COORDINACION DE BANCO		No.
Comment TESIS BUAP		Date NOV2018

Figura 3.10 Coordinación de Banco en ASPEN.

### 3.3.3 Protección de alimentadores en 23kv 7MVA

$$I_{nomA} = 7000 / (1.732 * 23) = 175.71 \text{ A.}$$

$$I_{cc3} = 4631 \text{ A.}$$

$$RTC = 600/5 = 120.$$

**50F** Protección de "sobrecorriente" instantáneo de fases de alimentadores.

Se toma un valor de corto circuito entre en 60 y 80% de la línea a proteger [17], en caso de no conocer la topología de la red ajustar a un 60% del valor de corto circuito en la barra  $I_{cc3} = 4000 \text{ A.}$

$$50F = 4000 / RTC = 4000 / 120 = 33.33$$

**51F** Protección de "sobrecorriente" de fases tiempo inverso.

Se ajusta considerando la ampacidad del cable y la carga a alimentar con sobre carga del 100%

$$51F = \frac{2 * \text{Capacidad}(KVA)}{\sqrt{3} * KV \text{ladobaja} * RTC} = \frac{2 * 7000}{\sqrt{3} * 23 * 120} = 2.92 \text{ Amperes secundarios o } 350 \text{ Amperes Primarios}$$

El cable utilizado XLP 1x500MCM aluminio con una ampacidad de 380 A.

Se selecciona una curva IEC VI, muy inversa

El tiempo de operación deberá estar entre 0.3 y 0.5 segundo para una falla trifásica en el bus de 23kv [17]. De la curva de operación se obtiene la palanca para el tiempo deseado. Se elige un tiempo de operación de 0.4 s con una corriente de corto circuito en el bus de 4622 A.

$$TD = t / \left[ \frac{13.5}{M-1} \right] \text{ donde "t" es el tiempo deseado y M es la razón de } I_{cc} / 51F \text{ en A sec.}$$

$$I_{cc} = 4631 / 120 = 38.59$$

$$TD = 0.4 / \left[ \frac{13.5}{(38.51 / 2.92) - 1} \right] = 0.3619$$

**50Q** Se toma un valor de corto circuito entre en 60 y 80% de la línea a proteger.

Para el ajuste de equipos marca SEL considerar que operan por la 3I2, [19]

$$I_{cc2} = 2301 \text{ A.}$$

$$RTC = 600/5 = 120$$

$$50Q = (2301 / 120) * 3 = 57.5 \text{ A sec.}$$

**51Q** Se ajusta al 30% del pickup de fase

$$51Q = 0.3 * 2.92 * 3 = 2.628 \text{ amperes secundarios o } 315 \text{ A primarios}$$

Se selecciona una curva IEC I, inversa

El tiempo de operación deberá estar entre 0.3 y 0.5 segundo se propone el valor de I2 para una falla de fase-fase a tierra al 80% de la línea a proteger [17]. De la curva de operación se obtiene la palanca para el tiempo deseado. Se elige un tiempo de operación

de 0.4 s con una corriente de corto circuito de 1453 A secuencia negativa. para equipo SEL la 3I2 será de 4359 A.

$TD = t / \left[ \frac{0.14}{M^{0.02} - 1} \right]$  donde "t" es el tiempo deseado y M es la razón de  $I_{cc}/51N$  en A sec.

$$I_{cc} = 4359/120 = 36.32 \quad M = 36.32/2.62 = 13.86$$

$$TD = 0.4 / \left[ \frac{0.14}{(13.86)^{0.02} - 1} \right] = 0.154$$

**50N** Protección de sobre corriente instantáneo de neutro de alimentadores.

Se toma un valor de corto circuito entre en 60 y 80% de la línea a proteger [17], en caso de que no se conozca la topología de la red, se multiplica el valor de corto circuito en la barra por 0.6, para este caso se toma el valor de corto circuito al 80% de la línea a proteger para una falla de fase a tierra

$$I_{cc1} = 3623 \text{ A.} \quad RTC = 600/5 = 120 \quad 50N = 3623/120 = 30.19 \text{ amperes}$$

**51N** Se ajusta al 30% del pickup de fase

$$51N = 0.3 * 2.92 = 0.876 \text{ amperes secundarios o } 105 \text{ A primarios}$$

Se selecciona una curva IEC I, inversa

El tiempo de operación deberá estar entre 0.3 y 0.5 segundo para una falla monofásica en el bus de BT. De la curva de operación se obtiene la palanca para el tiempo deseado.

Se elige un tiempo de operación de 0.4 s con una corriente de corto circuito de 4794A.

$TD = t / \left[ \frac{0.14}{M^{0.02} - 1} \right]$  donde "t" es el tiempo deseado y M es la razón de  $I_{cc}/51N$  en A sec.

$$I_{cc} = 4794/120 = 39.95 \quad M = 39.95/0.876 = 45.60$$

$$TD = 0.4 / \left[ \frac{0.14}{(45.60)^{0.02} - 1} \right] = 0.2268$$

### 3.3.4 Ajuste de protecciones del R1

$$I_{cc3} = 3870 \text{ A.} \quad I_{cc1} = 3377$$

RTC 600/1

**50F\_R1** Protección de sobre corriente instantáneo de fases de alimentadores.

Se toma un valor de corto circuito entre en 60 y 80% de la línea a proteger [17],  $I_{cc3} = 3234$

$$50F = 3234/RTC = 3234 / 600 = 5.39$$

**51F\_R1** Protección de "sobrecorriente" de fases tiempo inverso.

Se ajusta considerando la ampacidad del cable y la carga a alimentar con sobre carga del 100%

$$51F = \frac{2 * \text{Capacidad}(KVA)}{\sqrt{3} * KV \text{ladobaja} * RTC} = \frac{2 * 7000}{\sqrt{3} * 23 * 600} = 0.583 \text{ o } 350. \text{ Primarios}$$

El cable utilizado ACSR 1x336MCM con una ampacidad de 480 A.

Se selecciona una curva IEC VI, Muy inversa

El tiempo de operación deberá estar entre 0.2 y 0.3 segundo para una falla trifásica en el bus R1. De la curva de operación se obtiene la palanca para el tiempo deseado. Se elige un tiempo de operación de 0.2 s con una corriente de corto circuito en el bus de 3870 A.

$T D = t * \left[ \frac{13.5}{M-1} \right]$  donde "t" es el tiempo deseado y M es la razón de  $I_{cc}/51F$  en A sec.

$$I_{cc} = 3870/600 = 6.45 \quad M = 6.45/0.583 = 11.06$$

$$T D = 0.2 / \left[ \frac{13.5}{(11.06-1)} \right] = 0.149$$

**50Q** Se toma un valor de corto circuito entre en 60 y 80% de la línea a proteger.

Para el ajuste de equipos marca SEL considerar que operan por la 3I2

$$I_{cc2} = 1617 \text{ A.} \quad R T C = 600/1 = 600 \quad 50Q = (1617/600) * 3 = 8.08 \text{ A secundarios}$$

**51Q** Se ajusta al 30% del pickup de fase

$$51N = 0.3 * 0.58 * 3 = 0.522 \text{ o } 313 \text{ A primarios}$$

Se selecciona una curva IEC I, inversa

El tiempo de operación deberá estar entre 0.1 y 0.3 segundo para una falla fase-fase a tierra en el bus del R1 [17]. De la curva de operación se obtiene la palanca para el tiempo deseado. Se elige un tiempo de operación de 0.2 s con una corriente de corto circuito de 1291 A sec neg. para equipo Sel la 3I2 será 3873

$T D = t / \left[ \frac{0.14}{M^{0.02}-1} \right]$  donde "t" es el tiempo deseado y M es la razón de  $I_{cc}/51N$  en A sec.

$$I_{cc} = 3873/600 = 6.45 \quad M = 6.45/0.58 = 11.12$$

$$T D = 0.2 / \left[ \frac{0.14}{(11.12)^{0.02} - 1} \right] = 0.070$$

**50N** Protección de sobre corriente instantáneo de neutro de alimentadores.

Se toma un valor de corto circuito entre en 60 y 80% de la línea a proteger

$$I_{cc1} = 2435 \text{ A.} \quad R T C = 600/1 = 600 \quad 50N = 2435/600 = 4.05$$

**51N** Se ajusta al 30% del pickup de fase

$$51N = 0.3 * 0.583 = 0.1749 \text{ o } 105 \text{ A primarios}$$

Se selecciona una curva IEC I, inversa

El tiempo de operación deberá estar entre 0.2 y 0.3 segundo para una falla trifásica en el bus R1. De la curva de operación se obtiene la palanca para el tiempo deseado. Se elige un tiempo de operación de 0.2 s con una corriente de corto circuito de 3377A.

$TD = t / \left[ \frac{0.14}{M^{0.02} - 1} \right]$  donde "t" es el tiempo deseado y M es la razón de  $I_{cc}/51N$  en A sec.

$I_{cc} = 3377/600 = 5.62$   $M = 5.62/0.175 = 32.16$

$$TD = 0.2 / \left[ \frac{0.14}{(32.16)^{0.02} - 1} \right] = 0.1026$$

### 3.3.5 Ajuste de protecciones del R2

$I_{cc3} = 3100$  A.                       $I_{cc1} = 2276$       RTC 600/1

**50F\_R2** Protección de sobre corriente instantáneo de fases de alimentadores.

Se toma un valor de corto circuito entre en 60 y 80% de la línea a proteger,  $I_{cc3} = 2605$

$50F = 2605/RTC = 2605 / 600 = 4.34$

**51F\_R2** Protección de Sobre corriente de fases tiempo inverso.

Se ajusta considerando la ampacidad del cable y la carga a alimentar con sobre carga del 100%

$$51F = \frac{2 * Capacidad(KVA)}{\sqrt{3} KVLadobaja * RTC} = \frac{2 * 7000}{\sqrt{3} * 23 * 600} = 0.583 \text{ o } 350. \text{ Primarios}$$

El cable utilizado ACSR 1x336MCM con una ampacidad de 480 A.

Se selecciona una curva IEC VI, Muy inversa

El tiempo de operación deberá estar entre 0.1 y 0.3 segundo para una falla trifásica en el bus R2. De la curva de operación se obtiene la palanca para el tiempo deseado. Se elige un tiempo de operación de 0.1 s con una corriente de corto circuito en el bus de 3100 A.

$TD = t * \left[ \frac{13.5}{M-1} \right]$  donde "t" es el tiempo deseado y M es la razón de  $I_{cc}/51F$  en A sec.

$I_{cc} = 3100/600 = 5.16$      $M = 5.16/0.583 = 8.86$

$$TD = 0.1 / \left[ \frac{13.5}{(8.86-1)} \right] = 0.058$$

**50Q** Se toma un valor de corto circuito entre en 60 y 80% de la línea a proteger.

Para el ajuste de equipos marca SEL considerar que operan por la 3I2

$I_{cc2} = 1300$  A.                      RTC= 600/1=600       $50Q = (1300/600) * 3 = 6.5$  A sec.

**51Q** Se ajusta al 30% del pickup de fase

$51Q = 0.3 * 0.58 * 3 = 0.522$  o 313 A primarios

Se selecciona una curva IEC I, inversa

El tiempo de operación deberá estar entre 0.1 y 0.3 segundo para una falla fase a tierra en el bus del R2. De la curva de operación se obtiene la palanca para el tiempo deseado. Se elige un tiempo de operación de 0.1 s con una corriente de corto circuito de 1086 A sec neg. para equipo Sel la 3I2 será 3258

$TD = t / \left[ \frac{0.14}{M^{0.02} - 1} \right]$  donde "t" es el tiempo deseado y M es la razón de  $I_{cc}/51N$  en A secundarios.

$$I_{cc} = 3258/600 = 5.43 \quad M = 5.43/0.522 = 10.40$$

$$TD = 0.1 / \left[ \frac{0.14}{(10.40)^{0.02} - 1} \right] = 0.034$$

**50N** Protección de sobre corriente instantáneo de neutro de alimentadores.

Se toma un valor de corto circuito entre en 60 y 80% de la línea a proteger

$$I_{cc1} = 1735 \text{ A.}$$

$$RTC = 600/1 = 600$$

$$50N = 1735/600 = 2.89$$

**51N** Se ajusta al 30% del pickup de fase

$$51N = 0.3 * 0.583 = 0.1749 \text{ o } 105 \text{ A primarios}$$

Se selecciona una curva IEC I, inversa

El tiempo de operación deberá estar entre 0.1 y 0.3 segundo para una falla trifásica en el bus R2. De la curva de operación se obtiene la palanca para el tiempo deseado. Se elige un tiempo de operación de 0.1 s con una corriente de corto circuito de 2275A.

$TD = t / \left[ \frac{0.14}{M^{0.02} - 1} \right]$  donde "t" es el tiempo deseado y M es la razón de  $I_{cc}/51N$  en A sec.

$$I_{cc} = 2275/600 = 3.79 \quad M = 3.79/0.175 = 21.66$$

$$TD = 0.1 / \left[ \frac{0.14}{(21.66)^{0.02} - 1} \right] = 0.0453$$

La figura 3.11 muestra la coordinación de protecciones de secuencia negativa del alimentador de distribución.

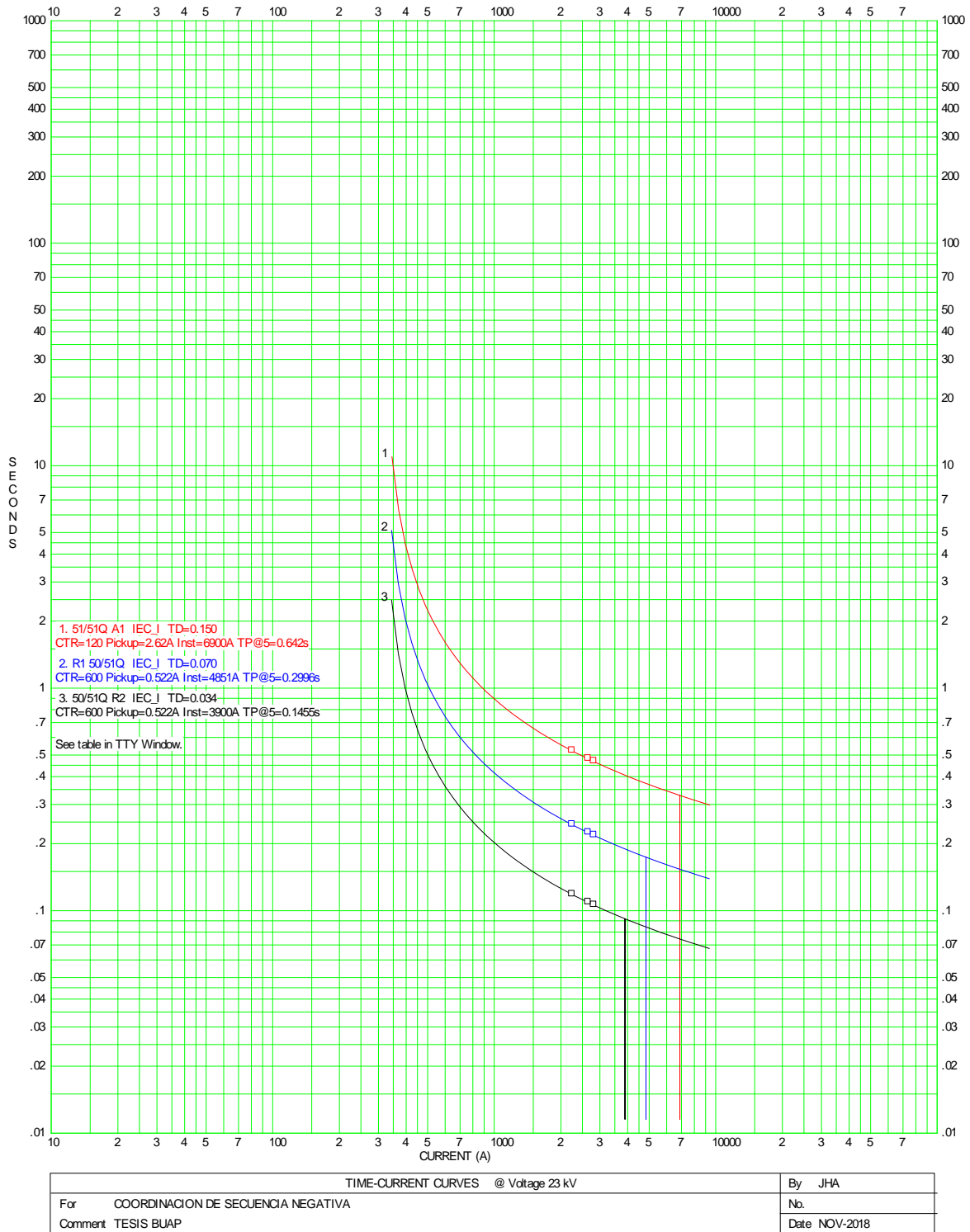


Figura 3.11 Coordinación de secuencia negativa de alimentador

Tabla 3.12 Resumen de ajustes.

ESQUEMA DE PROTECCIONES														
PICK UP			CURVA			PALANCA			50 FASES		50 SEC.NEG.		50 GROUND	
FASE	NEG	G	FASE	NEG	G	FASE	NEG	G	Z1	Z2	Z1	Z2	Z1	Z2
350	315	105	VI	I	I	0.36	0.15	0.22	4000	3300	2300	1650	3622	2500
350	315	105	VI	I	I	0.14	0.07	0.1	3233	2650	1616	1350	2434	1800
350	315	105	VI	I	I	0.05	0.03	0.04	2600	0	1300	0	1739	0

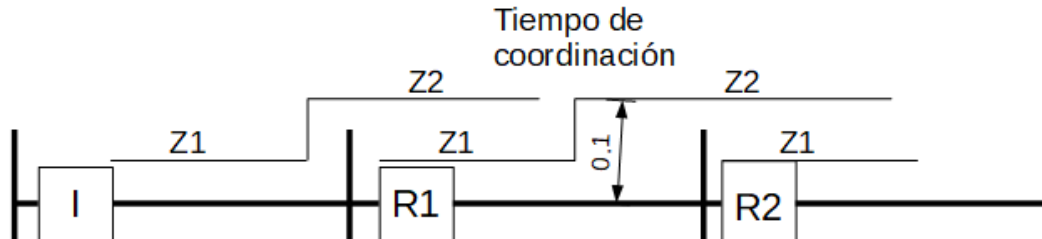


Figura 3.13 Coordinación de elementos de tiempo definido.

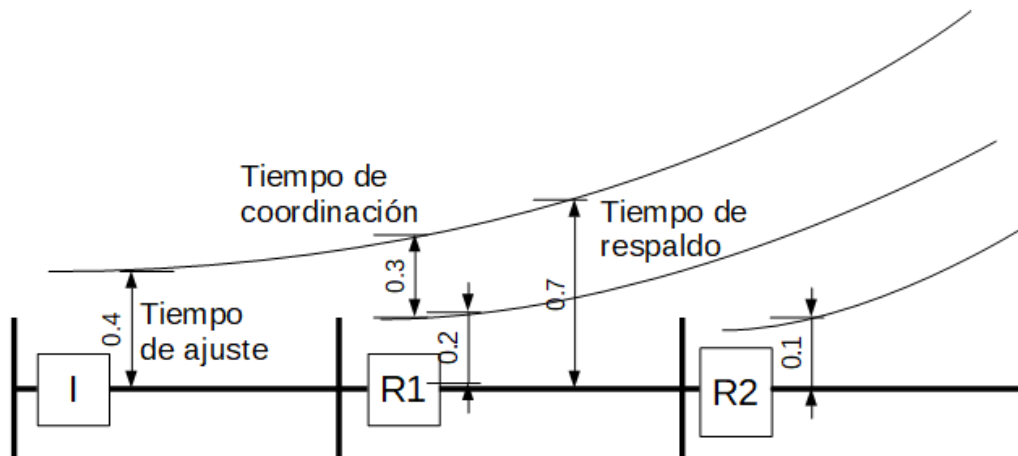


Figura 3.12 Curvas Coordinación de tiempo inverso.

La versión de ASPEN utilizada no permite visualizar curvas para elementos de sobre corriente de secuencia negativa, por lo cual se utilizó el software CAPE, el cual en su módulo de coordinación permite incluir las curvas de secuencia negativa para observar cómo se comportan en conjunto con las curvas de fase y neutro. En la figura 3.14 se puede observar los tiempos de respuesta de las curvas propuestas del R1 ante tres escenarios para fallas al bus local, el tiempo de coordinación deseado es de 0.2 s, también se puede observar los valores de aportación de las corrientes de secuencia a los cuales responde cada elemento de sobre corriente, y los tiempos de respuesta de la curva de secuencia negativa que responde favorablemente para falla con aportación de secuencia negativa.

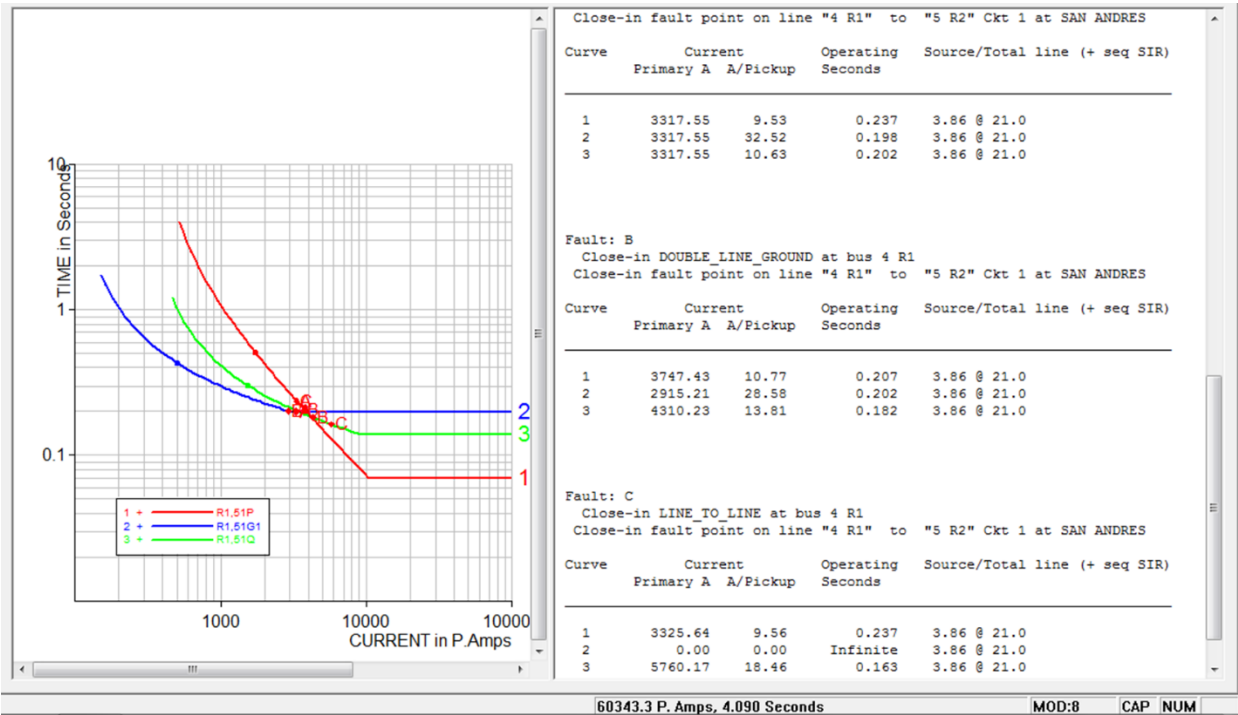


Figura 3.14 Coordinación CAPE

### **3.4 Programación de Relevador 50/51**

Los ajustes para el esquema de protección propuesto requieren de un elemento tiempo inverso de sobre corriente para fases, uno para corriente residual o de des balance de fases por secuencia cero y una más para sobre corriente de secuencia negativa. Estos elementos tendrán la función de respaldo en el esquema y para fallas de alta impedancia. Para los elementos de sobre corriente instantánea (50) se necesitan de dos elementos uno instantáneo y otro de tiempo definido, para fases, para falla a tierra y dos más para secuencia negativa. El elemento instantáneo será la protección principal y el elemento de tiempo definido a cien milisegundos, como protección principal dos y deberá estar en traslape con los elementos instantáneos de la protección principal del siguiente equipo de protección. La protección instantánea se define como zona 1 (Z1) y la protección de tiempo definido como zona 2 (Z2).

En el relevador se debe de declarar las relaciones de transformación de los equipos de medición de voltaje (PTR) y corriente (CTR). Los ajustes de los valores de sobre corriente son ingresados en valores secundarios, es decir afectados por la CTR,

Los valores del tiempo definido son ingresados en ciclos en base a la frecuencia del sistema (60 Hz) por lo cual para un valor de 0.1 segundo es necesario poner el ajuste a 6 ciclos en el campo 67P2D para el elemento de fase, 67G2D para el elemento de tierra y 67Q2D para el elemento de secuencia negativa [19].

La curva propuesta para el elemento de sobre corriente de tiempo inverso, es una curva IEC muy inversa referida el manual se SEL denominada C2 [19], en el campo de 51PC y C1 para los elementos de tierra y secuencia negativa definida como una curva IEC inversa.

**Tabla 3.13 Ajuste de elementos de “sobrecorriente” de secuencia negativa**

Ajuste	Definición	Rango
51QP	pickup	0.50–16.00 A secundario (corriente nominal de fases IA, IB, IC: 5 A) 0.10–3.20 A secundario (corriente nominal de fases IA, IB, IC: 1 A)
51QC	Tipo de curva	U1–U5 (curvas US) ver Figura 9.1–Figura 9.10 C1–C5 (curvas IEC)
51QTD	Dial de tiempo	0.50–15.00 (curvas US) ver Figura 9.1–Figura 9.10 0.05–1.00 (curvas IEC)
51QRS	Tiempo Reposición electromecánico	Y, N
51QTC	Ecuación SELOGIC para ajuste del control de torque	Relay Word bits según referencias en Tabla 9.3 o ajustado directamente a lógica 1 (=1)—ver Nota

Los ajustes de dial de tiempo (Time Dial) para las curvas de “sobrecorriente” de tiempo inverso se ingresan en los campos de 51PTD para fases, 51GTD para tierra y 51QTD para secuencia negativa [19].

En el campo de TR (TRIP) se declaran los elementos de protección que generarán el

**Tabla 3.14 Ecuaciones de curvas IEC**

Curve Type	Operating Time	Reset Time
C1 (Standard Inverse) <sup>a</sup>	$T_p = TD \cdot \frac{0.14}{M^{0.02} - 1}$	$T_R = TD \cdot \left( \frac{13.5}{1 - M^2} \right)$
C2 (Very Inverse) <sup>a</sup>	$T_p = TD \cdot \frac{13.5}{M - 1}$	$T_R = TD \cdot \left( \frac{47.3}{1 - M^2} \right)$
C3 (Extremely Inverse) <sup>a</sup>	$T_p = TD \cdot \frac{80}{M^2 - 1}$	$T_R = TD \cdot \left( \frac{80}{1 - M^2} \right)$

disparo del interruptor, si un elemento de protección es ajustado, pero no es declarado en la línea TR este elemento no es tomado en cuenta para el disparo del interruptor.

Se declaran las salidas físicas (contactos del relevador) que tendrán las funciones de disparo y cierre, como el OUT101 y OUT102, así como el estado del interruptor (52a) en una estrada digital la IN101 [19]. Con estos ajustes podemos evaluar las respuestas del relevador a la simulación de fallas.

*Tabla 3.15 Ajustes Relé SEL*

```

TESIS2018                               Date: 12/05/18   Time: 07:50:36.577
SAN ANDRES

FID=SEL-351-6-R507-V0-Z102102-D20100315   CID=31DE
Group 1
Group Settings:
RID      =TESIS2018          TID      =SAN ANDRES
CTR      = 120              CTRN     = 120          PTR      = 110.00    PTRS     = 110.00
VNOM     = 120.00
E50P     = 2                E50N     = N           E50G     = 2          E50Q     = 2
E51P     = 1                E51N     = N           E51G     = Y          E51Q     = Y
E32      = N                ELOAD    = N           ESOTF    = N          EVOLT     = N
E25      = N                EFLOC    = Y           ELOP     = Y1         ECOMM    = N
E81      = N                E79      = 1           ESV       = 1          EDEM     = THM
50P1P    = 33.33           50P2P    = 27.50
67P1D    = 0.00           67P2D    = 6.00
50G1P    = 30.180         50G2P    = 20.830
67G1D    = 0.00           67G2D    = 6.00
50Q1P    = 50.00         50Q2P    = 41.25
67Q1D    = 0.00           67Q2D    = 6.00
51PP     = 2.91           51PC     = C2          51PTD    = 0.36     51PRS    = N
51GP     = 0.88           51GC     = C1          51GTD    = 0.26     51GRS    = N
51QP     = 2.63           51QC     = C1          51QTD    = 0.15     51QRS    = N
79OI1    = 600.00        79RSD    = 3600.00    79RSLD   = 300.00    79CLSD   = 0.00
=>>
SELogic Control Equations:
TR        = 50P1 + 50G1 + 50Q1 + 51PT + 51GT + 51QT + 67P2T + 67G2T + 67Q2T
OUT101    = TRIP
OUT102    = CLOSE
52A       = IN101]

```

### 3.5 Generación de archivos COMTRADE

Para verificar los ajustes propuestos, se probará el relevador con herramientas de hardware y software para simular varias condiciones de falla que razonablemente se pueden presentar en el sistema de potencia.

Existen dos grandes modos de pruebas [20]:

**Pruebas de integridad.** Cuyo propósito es indicar si un relevador cumple con las especificaciones de diseño, estas pruebas son consideradas de rutina y se usan procedimientos básicos con pruebas de tipo estable o dinámico.

**Pruebas de aplicación.** Utilizadas para verificar el comportamiento de específico de relevador en una aplicación, se utilizan las pruebas del tipo Estado Dinámico y Estado Transitorio.

El modo de Estado Estable se caracteriza por utilizar fasores de corriente y voltaje, a la frecuencia del sistema, y realizando la variación de la magnitud de uno solo de sus dos parámetros, pero no de ambos al mismo tiempo.

El modo de estado Dinámico se caracteriza por utilizar fasores de corriente y voltaje, a la frecuencia fundamental del sistema y por la variación simultánea de la magnitud y fase de ambos parámetros.

El modo de Estado Transitorio se caracteriza por utilizar formas de onda con cierto contenido armónico, que depende de las líneas de transmisión, es decir se varía los tres elementos del sistema de potencia de forma simultánea, voltaje, corriente y frecuencia.

Para las pruebas de aplicación de protección por “sobrecorriente” de secuencia negativa se considera como una prueba de Aplicación con modo de estado dinámico,

Para probar relevadores en este modo de prueba, se pueden utilizar registros de fallas reales obtenidos de registradores de disturbios, relevadores de protección o simuladores digitales en formatos tipo COMTRADE (Common Format for Transient Data Exchange).

El estándar IEEE Std C37.111-1999 [8], define el formato COMTRADE como un sistema de 4 archivos, archivo de configuración, archivo de datos, archivo de encabezado y archivo de información, los cuales deben ser nombrados igual y con su extensión correspondiente a la información que contienen.

**Archivo de Configuración (CFG).** En este archivo esta la información necesaria para que el archivo de datos pueda ser interpretado, dentro de esta información están datos como la frecuencia del sistema, cantidad de canales analógicos y digitales, numero de muestras, frecuencia de muestreo, etc.

**Archivo de datos (DAT).** En este archivo están los valores de los diferentes canales que se encuentren almacenados en el registro.

**Archivo de encabezado (HDR).** Este archivo es opcional y contiene información como ajuste del relevador, localizar de falla, entre otras.

**Archivo de información (INF).** Este archivo también es de tipo opcional, y contiene información relacionada con la visualización de los archivos.

Para la generación de los archivos de prueba, se utilizó el software ASPEN, sobre el cual ya se tiene modelado la red de distribución, se selecciona el relevador sobre el cual se desea realizar la prueba y se genera una falla de las características deseadas, se abre el menú de Relay y se selecciona la función “Relay Test File”, eligiendo el formato “COMTRADE” mostrado en la figura 3.15

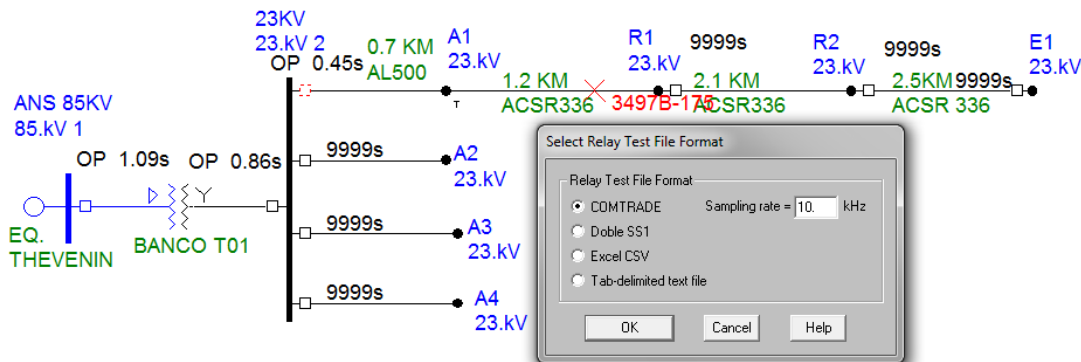


Figura 3.15 Formato de archivo de prueba ASPEN

Se verifican las relaciones de transformación de los equipos de medición, así como los canales análogos a grabar como se indica en la figura 3.16.

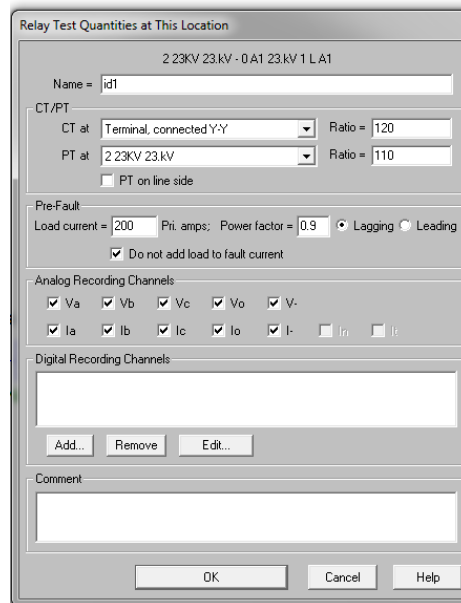


Figura 3.16 Ajustes de prueba COMTRADE

En la siguiente ventana, figura 3.17 se agrega el tipo de falla y el tiempo de duración, el cual deberá ser suficiente para que le de tiempo a la protección de operar, en este caso se dio un tiempo de duración de la falla de treinta ciclos [21]

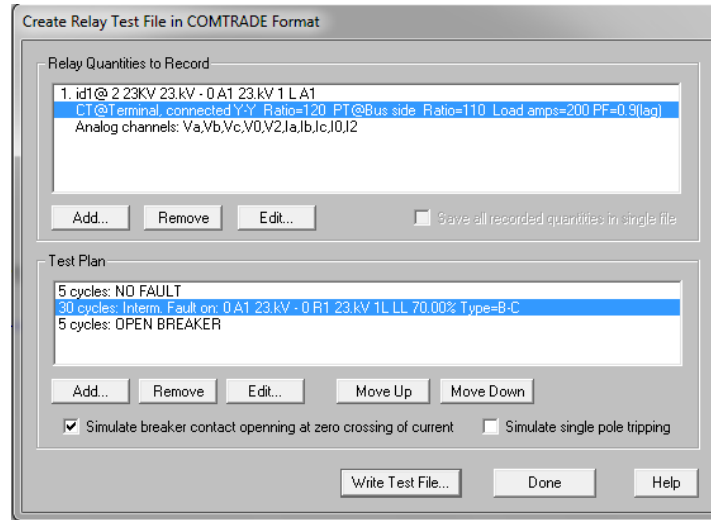


Figura 3.17 Archivo de prueba en formato COMTRADE

Se realiza este proceso para generar tantos archivos, como condiciones de falla se quieran generar para prueba del relevador, en este caso se generó una falla trifásica al 70% de la línea a proteger, una falla a dos fases al 60%, otra falla a dos fases a tierra al 70% y una falla de fase a tierra también al 70%

Tabla 3.16 Archivos de prueba

falla_3F_70@ 2 23KV 23.hdr	05/12/2018 11:39 a...	Archivo HDR	1 KB
falla_3F_70@ 2 23KV 23	05/12/2018 11:39 a...	Archivo DAT	313 KB
falla_3F_70@ 2 23KV 23.cfg	05/12/2018 11:39 a...	Archivo CFG	1 KB
falla_2fases_60@ 2 23KV 23_k.hdr	05/12/2018 11:32 a...	Archivo HDR	1 KB
falla_2fases_60@ 2 23KV 23_k	05/12/2018 11:32 a...	Archivo DAT	330 KB
falla_2fases_60@ 2 23KV 23_k.cfg	05/12/2018 11:32 a...	Archivo CFG	1 KB
falla_2F_G_70@ 2 23KV 23.hdr	05/12/2018 11:37 a...	Archivo HDR	1 KB
falla_2F_G_70@ 2 23KV 23	05/12/2018 11:37 a...	Archivo DAT	404 KB
falla_2F_G_70@ 2 23KV 23.cfg	05/12/2018 11:37 a...	Archivo CFG	1 KB
falla_1f_G_70@ 2 23KV 23.hdr	05/12/2018 11:36 a...	Archivo HDR	1 KB
falla_1f_G_70@ 2 23KV 23	05/12/2018 11:36 a...	Archivo DAT	337 KB
falla_1f_G_70@ 2 23KV 23.cfg	05/12/2018 11:36 a...	Archivo CFG	1 KB

### 3.6 Simulación de fallas

Para realizar la reproducción de las fallas con los archivos COMTRADE, se utilizó el equipo simulador de redes F650 de la marca DOBLE como Hardware, que cuenta con fuentes de voltaje y corriente trifásicas, con la capacidad de reproducir transitorios.

El software de manejo se utilizó "Protection Suit V3.0" de la misma marca DOBLE, el cual una vez iniciado se carga el archivo COMTRADE de la falla de interés, se verifican los canales análogos, las relaciones de transformadores de medición, los cuales deben corresponder a los valores ajustados en el relevador bajo prueba, en las casillas de verificación se selecciona los elementos analógicos que se desea reproducir, así como definir la fuente asignada al equipo f650 para que corresponda con el archivo COMTRADE.

Tabla 3.17 Detalles de canal Analógico COMTRADE

Detalles de canal analógico COMTRADE												Información de archivos	
Índice del canal	ID del canal	Identificación de la Fórmula	Fase	Habilitar de reproducción	Fuente F6	Relación de transformación		P/S	Valor máximo (primario)	Valor máximo (secundario)	Valores de prueba		
						Primario	Secundario				Escala	Máximo	
1	...	Va	Analog1	a	<input checked="" type="checkbox"/>	VA	110	1	S	18772.723 V	170.661 V	1.0	170.661 V
2	...	Vb	Analog2	b	<input checked="" type="checkbox"/>	VB	110	1	S	18772.723 V	170.661 V	1.0	170.661 V
3	...	Vc	Analog3	c	<input checked="" type="checkbox"/>	VC	110	1	S	18772.723 V	170.661 V	1.0	170.661 V
4	...	V0	Analog4	0	<input type="checkbox"/>		110	1	S	0.000 V	0.0 V	1.0	0.0 V
5	...	V2	Analog5	2	<input type="checkbox"/>		110	1	S	8178.216 V	74.347 V	1.0	74.347 V
6	...	Ia	Analog6	a	<input checked="" type="checkbox"/>	I1	120	1	S	281.814 A	2.348 A	1.0	2.348 A
7	...	Ib	Analog7	b	<input checked="" type="checkbox"/>	I2	120	1	S	4944.174 A	41.201 A	1.0	41.201 A
8	...	Ic	Analog8	c	<input checked="" type="checkbox"/>	I3	120	1	S	4944.174 A	41.201 A	1.0	41.201 A
9	...	I0	Analog9	0	<input type="checkbox"/>		120	1	S	0.000 A	0.0 A	1.0	0.0 A
10	...	I2	Analog10	2	<input type="checkbox"/>		120	1	S	2853.364 A	23.778 A	1.0	23.778 A

Se tiene que verificar que los valores a inyectar correspondan a las capacidades nominales del relé bajo prueba, con la finalidad de evitar daño por sobre pasar los valores de inyección en las pruebas, los relés cuentan con un margen de operación de corta duración para operar bajo condiciones de falla, se deberá limitar en tiempo de prueba máximo con la finalidad de dañar los equipos.

Se puede visualizar la oscilografía figura 3.18, de los valores de voltaje y corriente que se van a reproducir, se declaran y se conectan la señal digital que envía el relevador para realizar el paro del cronómetro y así evaluar lo operación del relevador.

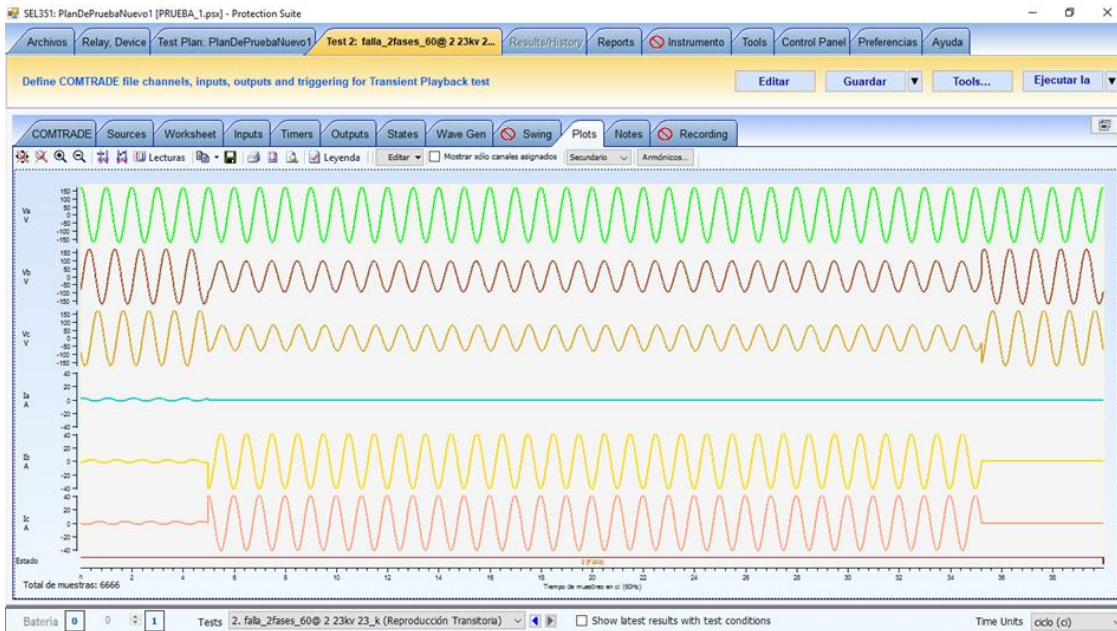


Figura 3.18 Oscilografía de Archivo COMTRADE

En estos archivos se pueden reproducir fallas con contenido armónico y fallas asimétricas para evaluar la respuesta de los relés, un mismo archivo se puede inyectar a diferentes relevadores para realizar un comparativo de respuesta ante diferentes escenarios de posibles fallas. Por ejemplo se pueden comparar relevadores electromecánicos con relevadores microprocesados, o relevadores de marcas. Por ejemplo se observa que los relevadores microprocesados filtran las componentes de corriente directa para evitar disparos en falso.

En la figura 3.19 se observa la respuesta del Relé a las pruebas con los archivos COMTRADE, en donde se identifican los elementos de sobre corriente que detectan la falla, y el elemento que manda el disparo, el cuál es el elemento de secuencia negativa el más sensible para una falla de dos fases a tierra, los elementos de fase y de neutro arrancan pero su tiempo de operación será mas lento, con lo cual podemos confirmar el ajuste propuesto para los elementos de secuencia negativa.

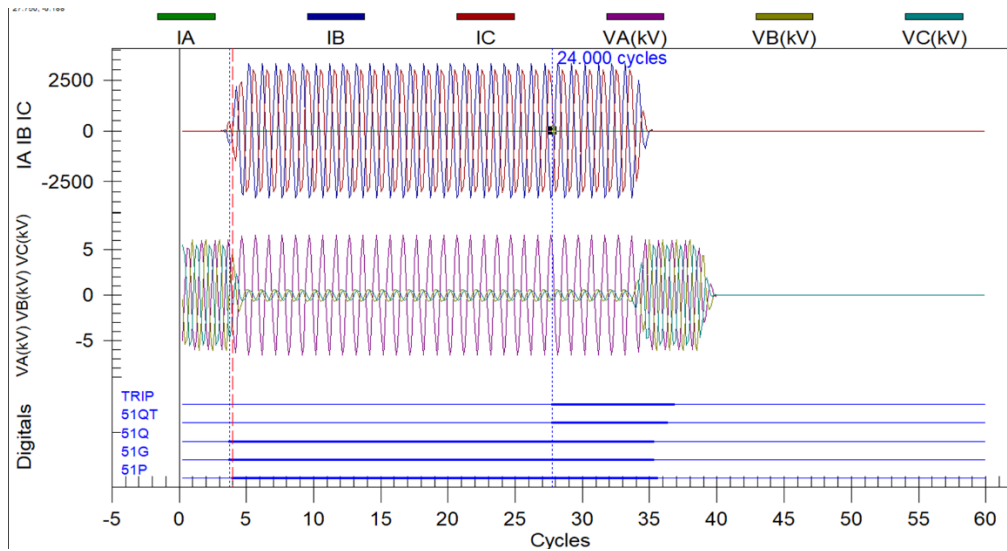


Figura 3.19 Respuesta de Relevador de “sobrecorriente”

La tabla 3.18 muestra el resumen de las operaciones del Relé para los ensayos propuestos con los archivos COMTRADE generados en ASPEN, en los cuales se confirma el tiempo de respuesta que se obtuvieron de las simulaciones en ASPEN.

Tabla 3.18 Respuesta de relé

TESIS2018  
SAN ANDRES

Date: 02/18/19 Time: 08:19:10.821

#	DATE	TIME	EVENT	LOCAT	CURR	FREQ	GRP	SHOT	TARGETS
1	02/18/19	08:09:19.564	CG T	0.00	2780	60.00	1	1	51
2	02/18/19	08:06:58.752	BC T	1.46	3121	60.00	1	1	51
3	02/18/19	08:05:01.856	BCG T	1.46	3371	60.00	1	1	51
4	02/18/19	08:03:19.529	AG T	1.91	2948	60.00	1	1	51
5	02/18/19	08:00:48.893	BC T	2.73	3497	60.00	1	1	51
6	02/18/19	07:58:33.188	BCG T	2.52	3974	60.00	1	1	51
7	02/18/19	07:55:01.909	AG T	2.80	3757	60.00	1	1	51
8	02/18/19	07:53:08.782	AG T	2.80	3757	60.00	1	1	51
9	02/18/19	07:48:58.439	AG T	-0.00	3503	60.00	1	1	51
10	01/22/19	09:25:28.325	BC T	1.46	3121	60.00	1	1	51
11	01/22/19	09:23:01.256	BCG T	1.47	3462	60.00	1	1	51

### 3.7 Consideraciones de puesta en operación.

Las condiciones físicas del cableado de los relevadores pueden ocasionar disparos erróneos al utilizar elementos de protección de sobre corriente de secuencia negativa. Por ejemplo, en condiciones normales de operación. El cálculo de la corriente de secuencia negativa en base a la matriz se puede realizar tomando en cuenta los valores de fase de la tabla 3.19.

*Tabla 3.19 Valores de secuencia negativa rotación ABC*

SEL_351_ANS-53035		Date: 12/05/18		Time: 13:42:03.520			
CFE DDVM SUR		A	B	C	N	G	
I MAG (A)		226.024	229.612	220.915	0.000	0.590	
I ANG (DEG)		-14.90	-136.75	103.42	0.00	-96.66	
		A	B	C	S		
V MAG (KV)		13.219	13.296	13.243	0.000		
V ANG (DEG)		0.00	-120.18	119.65	0.00		
		A	B	C	3P		
MW		2.887	2.926	2.809	8.622		
MVAR		0.768	0.871	0.818	2.457		
PF		0.966	0.958	0.960	0.962		
		LAG	LAG	LAG	LAG		
		I1	3I2	3I0	V1	V2	3V0
MAG		225.493	14.533	0.590	13.252	0.045	0.022
ANG (DEG)		-16.08	68.58	-96.66	-0.18	128.75	135.64
FREQ (Hz)		59.97		VDC (V)	128.7		

Cualquier conjunto de valores de corriente de fase se puede convertir a sus valores de corriente de componentes simétricas [4]. Donde  $\alpha$  es definido como  $1\angle 120$ , como se muestra:

$$\begin{bmatrix} I_0 \\ I_1 \\ I_2 \end{bmatrix} = \frac{1}{3} \begin{bmatrix} 1 & 1 & 1 \\ 1 & \alpha & \alpha^2 \\ 1 & \alpha^2 & \alpha \end{bmatrix} \begin{bmatrix} I_A \\ I_B \\ I_C \end{bmatrix}$$

Donde  $I_0$ ,  $I_1$  e  $I_2$  son las componentes de secuencia cero, positiva y negativa respectivamente, por lo tanto, la ecuación para la  $I_2$  es:

$$I_2 = \frac{1}{3} (I_A + \alpha^2 I_B + \alpha I_C)$$

Sustituyendo los valores de la tabla 15 tenemos que:

$$I_2 = \frac{1}{3} [(226\angle -14.9) + \alpha^2(229\angle -136.7) + \alpha(220\angle 103)]$$

$$I_2 = \frac{14.54\angle 68.46}{3}$$

Que es el valor de 3I2 que es mostrado en la tabla 3.19.

Cuando el flujo de potencia se invierte el valor de la corriente de secuencia negativa no se altera, como se puede ver en la tabla 3.20

*Tabla 3.20 Valores de secuencia negativa flujo inverso de potencia.*

50/51MT ANS-T01		Date: 12/05/18		Time: 14:02:47.907		
CFE DDVM SUR						
	A	B	C	N	G	
I MAG (A)	403.448	406.154	398.226	0.000	1.393	
I ANG (DEG)	166.64	45.34	-74.35	0.00	-75.24	
	A	B	C	S		
V MAG (KV)	13.287	13.368	13.321	0.000		
V ANG (DEG)	0.00	-120.13	119.64	0.00		
	A	B	C	3P		
MW	-5.216	-5.256	-5.147	-15.619		
MVAR	-1.239	-1.363	-1.282	-3.884		
PF	-0.973	-0.968	-0.970	-0.970		
	LAG	LAG	LAG	LAG		
	I1	3I2	3I0	V1	V2	3V0
MAG	402.590	15.252	1.393	13.325	0.048	0.018
ANG (DEG)	165.88	-115.99	-75.24	-0.16	136.95	119.57
FREQ (Hz)	60.02		VDC (V)	128.1		
=>						

Pero si la secuencia de fases se modifica de ABC a ACB por transposición de líneas en valor de la corriente de secuencia negativa se ve alterado [4].

$$\begin{bmatrix} I_0 \\ I_1 \\ I_2 \end{bmatrix} = \frac{1}{3} \begin{bmatrix} 1 & 1 & 1 \\ 1 & \alpha & \alpha^2 \\ 1 & \alpha^2 & \alpha \end{bmatrix} \begin{bmatrix} I_A \\ I_B \\ I_C \end{bmatrix}$$

El relevador asume que la rotación continua ABC y la I2 es calculada.

$$I_2 = \frac{1}{3} (I_A + \alpha^2 I_B + \alpha I_C)$$

Sustituyendo los valores de la tabla 16 cambiando la rotación de las fases

$$I_2 = \frac{1}{3} [(403.448 \angle 166.64) + \alpha^2 (398.226 \angle -74.23) + \alpha (406.154 \angle 45.34)]$$

$$I_2 = \frac{1,175.49 \angle 4.79}{3}$$

Lo cual genera un disparo falso por secuencia negativa, se deberá de corregir el cambio de secuencia de fases a través del relevador, indicando la secuencia ACB, con lo cual el relevador modifica su matriz de operación [4].

$$\begin{bmatrix} I_0 \\ I_1 \\ I_2 \end{bmatrix} = \frac{1}{3} \begin{bmatrix} 1 & 1 & 1 \\ 1 & \alpha & \alpha^2 \\ 1 & \alpha^2 & \alpha \end{bmatrix} \begin{bmatrix} I_A \\ I_C \\ I_B \end{bmatrix}$$

Con lo cual la ecuación de secuencia negativa se ve modificada:

$$I_2 = \frac{1}{3} (I_A + \alpha^2 I_C + \alpha I_B)$$

Y sustituyendo los valores de fase de secuencia ACB:

$$I_2 = \frac{1}{3} [(403.448 \angle 166.64) + \alpha^2 (406.154 \angle 45.34) + \alpha (398.226 \angle -74.23)]$$

$$I_2 = \frac{15.00 \angle -119.1}{3}$$

Con lo cual el valor de la secuencia negativa queda corregido.

## Capítulo 4 RESULTADOS Y CONCLUSIONES

Se realizaron pruebas de falla de fase a tierra, fase a fase y dos fases a tierra, el ajuste evaluado para protección instantánea de “sobrecorriente” instantánea y de tiempo definido fue el del valor de corriente de secuencia negativa para una falla entre dos fases al 80% de la línea a proteger. Y para el ajuste de la protección de “sobrecorriente” de tiempo inverso se utilizó el valor de secuencia negativa de una falla de dos fases a tierra en el bus del equipo a coordinar. La propuesta de utilizar estos valores de ajuste se tomó en las pruebas realizadas, primero se utilizó los valores de la secuencia negativa para falla entre dos fases, pero para fallas de dos fases a tierra los elementos 50Q no operaban y los tiempos de operación del elemento 51Q operaban relativamente lentos, ajustando los elementos 50Q y 51Q con valores de secuencia negativa para fallas de dos fases a tierra los elementos 50Q sobre alcanzan la operación de relevadores que se encuentran aguas abajo del sistema, por lo cual con el ajuste propuesto, se obtuvieron valores satisfactorios de operación para fallas fuera de las zonas de operación de los elementos 50Q.

Se consideran tres escenarios para el ajuste del 51Q:

Primero realizar el ajuste con el valor de corto circuito para una falla entre dos fases en el bus donde se encuentra el relevador. Este ajuste opera de forma correcta para falla entre dos fases y no se aprecia gran ganancia en falla que se encuentren en los puntos lejanos de su área de influencia, y es especialmente lenta para fallas de dos fases a tierra donde se aprecia tiempos relativamente largos.

Segundo, se realiza el ajuste de la protección 51Q, con el valor de corto circuito de dos fases a tierra al bus del equipo a coordinar, se aprecia una buena coordinación para falla de dos fases a tierra, para fallas entre dos fases se aprecia una ligera pérdida de coordinación derivado que la protección opera más rápido pero utilizando curvas moderadamente inversas se gana un buen balance de operación sin perder la coordinación.

Tercero, realizar el ajuste de la protección 51Q, con el valor de corto circuito de secuencia negativa de una falla de fase a tierra, se observa una buena respuesta a fallas de dos fases a tierra y una operación muy rápida para fallas entre dos fases, con gran riesgo de

perder la coordinación entre equipos, para fallas de fase a tierra el equipo se comporta como el elemento de “sobrecorriente” residual.

Por lo cual se puede apreciar que para la coordinación del elemento de sobre corriente de secuencia negativa instantáneo 50Q se deberá de ajustar con el valor de corto circuito de secuencia negativa para una falla a dos fases entre el 60 y 80% de la línea a proteger. Para los elementos de sobre corriente de tiempo inverso de secuencia negativa 51Q se puede utilizar el valor de corto circuito de secuencia negativa en el bus local para una falla de dos fases a tierra con curvas inversas y moderadamente inversas.

Unas de las consideraciones necesarias para la implementación del esquema de protección por sobre corriente de secuencia negativa, es verificar la corriente de secuencia negativa en condiciones normales de operación, debido a que los relevadores son sensibles al cambio de la secuencia de fases, realizar el ajuste necesario para obtener valores cercanos a cero o del orden del valor del desbalance de fases, valores de corriente de secuencia negativa del orden de los valores de fase o mayores indican que la configuración de la rotación de fases del alimentador es errónea, en equipos como los restauradores que cuenten con cuchillas monopolares para poner en “BYPASS” el equipo con fines de mantenimiento, es necesario el bloqueo de la función de la misma manera que se procede con el elemento de falla a tierra (disparo por desbalance de fases) para evitar disparo en falso.

## BIBLIOGRAFÍA

- [1] M. Russell, El arte y la ciencia de la protección por relevadores, New York: Compañía editorial continental, 1971.
- [2] J. Blackburn y t. Domin, Protective Relaying: Principles and Applications, Boca ratón: world Press, 2006.
- [3] J. J. Grainger y W. D. Stevenson, Análisis de sistemas de potencia, New York: McGraw-Hill, 1996.
- [4] A. Amberg y A. Rangel, Artists, *Tutorial on Symmetrical Components*. [Art]. Schweitzer Engineering Laboratories, Inc., 2014.
- [5] O. Abbledu, Impedance calculation of cables using subdivisions of the cable conductors, Columbia: The University of Britis, 1979.
- [6] A. F. Elneweihi, E. O. Schweitzer y M. W. Feltis, «Negative secuence overcurrent element aplicacion ans coordination in distribution protecction,» Vols. %1 de %292 SM 372-3PWRD, 1992.
- [7] Á. Garcia Godínez, Usode Corrientes de Secuencia Negativa en la Protección de Fallas a Tierra, México D. F.: IPN, ESIME, 2015.
- [8] R. C. Vilcahuamán Sanabria, Análisis Interactivo Gráfico de Sistemas Eléctricos de Distribución Primaria, Santiago de Chile: Tesis de Grado, Pontificia Universidad Católica de Chile, 1993.
- [9] F. Bueno Montalbo, Reglas de Despacho y Operación del Sistema Eléctrico Nacional, México D. F.: Comisión Federal de Electricidad, 2005.
- [10] LIE, Ley de la Industria Eléctrica, Méxcio: Diario Oficial de la Federación, 2014.
- [11] F. Calero, «Rebirth of Negative Sequence quantities in Protective Relaying With Microprocessor Based Relays,» de *58th Annual Georgia Tech Relaying Conference.*, Atlanta, Georgia, 2004.

- [12] M. H. Bollen, D. Sabin y R. S. Thallam, «Voltage sag indices IEEE1564,» CIGRE/IEEE-PES, Montreal Canada, 2003.
- [13] W. A. Elmore, Protective Relaying Theory and Applications, New York: Marcel Dekermo Inc., 2007.
- [14] S. C. Chapra y R. P. Canale, Metodos Numéricos para Ingenieros, México: Mc Graw Hill Interamericana Editores, 2007.
- [15] J. kiusalaas, Numerical Methods in Engeneering whith MATLAB, New York: Cambrige University Press, 2005.
- [16] L. Prikel y H. K. Hoidalen, ATPDRAW For Windows 5.6, Norway: Norwegian University of Technlogy Trondheim, 2009.
- [17] R. Vásquez Gamboa, Peocedimiento para el cálculo de corto circuito y análisis de fallas, México, D. F.: Comisión Federal de Electricidad, Subdirección de Distribución, 2013.
- [18] P. M. Anderson, Analysis Of Faulted Power System, New York: IEEE PRESS Power System Engineering Series, 1994.
- [19] E. L. Schweitzer, Relé de Sobrecorriente Direccional SEL351 Manual de Instrucción, PULLMAN, WA USA: Schweitzer Engineering Laboratories, Inc., 2012.
- [20] S. IEEE y c37.111-2013, «Common Format for Transient Data Exchange (COMTRADE) for Power System,» IEEE, 2013.
- [21] B. M. Cockerham y J. C. Town, «Undestanding the Limitations of Replaying Relay-Created COMTRADE Event Files Though Microprocesor-Based Relays,» de *20th Annual Georgia Tech Fault and Distutbance Analysis Conference*, Atlanta, Georgia., 2017.
- [22] G. Blair, G. Hataway y T. Mattson, «Solutions to Commun Distribution Prfotecction Challenges,» 2016.
- [23] R. A. Rivas, Trnasmission Lines ans Underground Cables, British Columbia: Handbook of electric power calculations.

- [24] B. Kasztenny, N. Fischer y H. Altuve, «Negative sequence differential protection, principles, sensitivity and security.,» de *69th Annual Georgia Tech Protective Relaying Conference*, Atlanta, Georgia., 2015.
- [25] E. O. Schweitzer y S. E. Zocholl, «Introduction to Simetrical Components,» 30th Annual Western Protective Relay Conference, 2003.
- [26] B. M. Cockerham y J. C. Town, «Understanding the limitations of Replayin Relay Created COMTRADE Event Files Trough Microprocessor Based relays,» de *20th Annual Georgia Tech Faault and Distrunbance Analysis Conference*, Atlanta, Georgia, 2017.

## APÉNDICE

### Código de programación

Para el cálculo de los parámetros del cable de potencia se auxilió de la programación en MATLAB, con el empleo de técnicas de métodos numéricos.

```
cable_pot.m x +
1 -   clc
2 -   clear
3 -   %Cable de potencia neutro concentrico
4 -   %cable de 23 kv 500kcm AL 37H del 12
5 -   %Neutro Cu 1/3 16H/14AWG
6 -   %D_ext=1.37"
7 -   %           o
8 -   %           "
9 -   %           o--4"--o tres fases en trebolillo
10 -  %determinar la matriz de impedancias por fase
11 -  DD(1)=0.0+0i; DD(2)=0.333+0i; DD(3)=0.1665+0.2883i;% PIES
12 -  %De tablas
13 -  GMR=0.02526;%ft
14 -  D=0.78937;%conductor inches
15 -  R=0.18196;%ohm/mi
16 -  Dext=1.6224;%Pulgadas
17 -  k=16;%hilos pantalla
18 -  GMRG=0.00266;DG=0.08189;RG=8.39;%datos de hilos de guarda
19 -
20 -  RADIO=(Dext-DG)/24;
21 -  DD(4)=DD(1)+RADIO*i; DD(5)=DD(2)+RADIO*i; DD(6)=DD(3)+(RADIO)
22 -  GMRcn=(GMRG*k*RADIO^(k-1))^(1/k);
23 -  rcn=RG/k;
24 -  %matriz de ditancias
```

*Figura 4.1 Ingreso de datos característicos del conductor*

El programa se puede modificar, para realizar el cálculo de otro calibre de conductor, así como la disposición física de los conductores. Las modificaciones se realizan de la línea 10 a la línea 24. Figura 4.1

En la segunda parte se genera la matriz de distancias, se calculan las impedancias propias de los conductores por medio de las ecuaciones de Carson modificadas. Fig.4.2

```

25 - for i=1:6
26 -     for j=1:6
27 -         if i~=j %distinto de
28 -             d(i,j)=abs(DD(j)-DD(i));
29 -         end
30 -     end
31 - end
32 - d
33 - %impedancias propias
34 - Z=zeros(6);k=1;L=1;
35 - for i=1:6
36 -     for j=1:6
37 -         if i~=j;%
38 -         else
39 -             if i>3
40 -                 Z(i,j)=rcn+0.09530+0.12134i*(log(1/GMRcn)+7.9340);
41 -             else
42 -                 Z(i,j)=R+0.09530+0.12134i*(log(1/GMR)+7.9340);
43 -             end
44 -         end
45 -     end
46 - end
47 - Z;

```

*Figura 4.2 Algoritmo ecuaciones de CARSON*

Continuando con las ecuaciones de Carson se calculan las impedancias mutuas de los conductores se integran en una solo matriz, y por medio del algoritmo de Kron para la reducción de matrices se calculan las impedancias de fase figura 4.3.

En la parte final se calculan los valores de impedancia de secuencia positiva negativa y cero en por unidad de longitud. Con estos datos es posible calcular la impedancia de una línea de cualquier magnitud con solo multiplicar el valor de secuencia por la longitud de la línea. En la parte final se realiza la presentación de los resultados en ohm/km y ohm/milla.

```

48 %impedancias mutuas
49 for i=1:6
50     for j=1:6
51         if i~=j %distinto de
52             Z(i,j)=0.09530+0.12134i*(log(1/d(i,j))+7.93402);
53         end
54     end
55 end
56 Z
57 %reducción de matriz Z por kron
58 Z11=Z(1:3, 1:3);
59 Z12=Z(1:3, 4:6);
60 Z22=Z(4:6, 4:6);
61 Z21=Z(4:6,1:3);
62 Zeq=Z11-(Z12*inv(Z22)*Z21)
63 a=-0.5 +0.8660i;%fasor a=1<120° en rectangular
64 A=[1,1,1;l,a^2,a;l,a,a^2]; % matriz fasorial
65 %impedancias de secuencia 0,1,2 en la diagonal de
66 disp('valores en ohm/milla')
67 Z012=inv(A)*Zeq*A % en ohms/milla
68 disp('valores en ohm/km')
69 Z012=Z012.*.621

```

Figura 4.3 Algoritmo de kron reducción de matriz

### Cálculo de corto circuito.

Para el cálculo de corto circuito y coordinación de protecciones se desarrolló una hoja de cálculo dinámica, con su base de datos, cálculos dinámicos, presentación de resultados y graficas de coordinación.

Es necesario modificar las distancias en el diagrama mímico del circuito que se encuentran en las celdas de la hoja de cálculo C6:J6 ver figura 4.4. Seleccionar la S.E. y banco para ajuste de impedancias que ya se encuentran en la base de datos.

	A	B	C	D	E	F	G	H	I	J	
1		SUB ESTACION	SAN ANDRES								
2		BANCO	ANS-3								
3		CTO.	ANS-53015								
4											
5			CS (KM)	D1 (KM)		D2 (KM)		D3 (KM)		D4(KM)	
6		S.E.	0.3	1.9	R-1	1	R-2	1.5	E-3	1	
7			AL500	ACSR336		ACSR336		ACSR336		ACSR336	
8											
9		CC TRIFASICO		FALLA BIFASICA		FALLA MONOFASICA		FALLA 2 FASES A G			
10		CC CLOSE IN	CC AL %	SEC(-) I2 AL %		3IO AL %		REMOTE BUS			
11			80	Close IN	80	CC CLOSE IN	80	SEC POS	12	I <sub>o</sub>	
12		S.E.	4,840.79	3,976.83	2,420.39	1,988.41	4,989.54	3,577.38	2,529.20	1,448.11	1081.09
13		R1	3,740.67	3,428.61	1,870.34	1,714.30	3,176.91	2,788.17	2,127.00	1,302.16	824.83
14		R2	3,358.20	2,987.83	1,679.10	1,493.92	2,705.34	2,295.81	1,819.12	1,169.06	650.06
15		E3	2,907.25	2,711.59	1,453.62	1,355.80	2,212.04	2,015.82	1,634.48	1,077.36	557.12

Figura 4.4 Diagrama mímico hoja de cálculo

La hoja de cálculo entrega los valores de corto circuito en amperes primarios, se puede modificar el valor del cálculo de la línea en el ejemplo está al 80%, pero se puede cambiar al valor de interés modificando la celda C11.

Para la coordinación de protecciones se modifican las celdas fila “C” para seleccionar tipo de curva, definir arranques fila “D”, tiempos de operación en los niveles de corto circuito deseados y la hoja calcula los valores de ajuste del tiempo de retardo fila “G”. Ver figura 4.5, estos son los ajustes para los relevadores. Los parámetros de las curvas ya se encuentran cargados en la base de datos.

	A	B	C	D	E	F	G	H	I
24									
25	CURVA DE FASES								
26		DISPOSITIVO	CURVA	PICK UP PRIM	TIME DIAL	CC DE AJUSTE	TIEMPO DE OPERACION	CC DE INTERES	TIEMPO DE OPERACIÓN
27									
28	S.E.	SEL-351	B-U2	380	1.84	4,840.79	0.40	3,976.83	0.433
29	R1	SEL-651	C-U3	420	2.06	3,740.67	0.30	3,976.83	0.288
30	R2	SEL-651	I-C2 VI	420	0.10	3,358.20	0.20	3,976.83	0.165
31	E3	SEL-651	I-C2 VI	420	0.04	2,500.00	0.10	3,976.83	0.058
32	FUSIBLE	ELECTRO FUS	1_FUS-T	0	1				
33	CURVA DE NEUTRO								
34		DISPOSITIVO	CURVA	PICK UP PRIM	TIME DIAL	CC DE AJUSTE	TIEMPO DE OPERACION	INTERES 3 i0	TIEMPO DE OPERACIÓN
35									
36	S.E.	SIEMENS	B-U2	114	2.18	4,989.54	0.40	3,143.00	0.410
37	R1	SEL	B-U2	90	1.62	3,176.91	0.30	3,143.00	0.300
38	R2	G.E	H-C1 SI	60	0.11	2,705.34	0.20	3,143.00	0.192
39	E3	G.E	H-C1 SI	60	0.05	1,637.00	0.10	3,143.00	0.083
40	FUSIBLE	ELECTRO FUS	1_FUS-T	15	1				
41	CURVA DE SEC. NEGATIVA								
42		DISPOSITIVO	CURVA	PICK UP PRIM	TIME DIAL	CC DE AJUSTE	TIEMPO DE OPERACION	CC DE INTERES 3 i2	TIEMPO DE OPERACIÓN
43									
44	S.E.	SIEMENS	B-U2	342	1.842	4,344.34	0.40	5,965.24	0.368
45	R1	SEL	B-U2	270	1.438	3,906.49	0.30	5,965.24	0.276
46	R2	G.E	I-C2 VI	180	0.253	3,258.00	0.20	5,965.24	0.106
47	E3	G.E	I-C2 VI	180	0.122	3,147.00	0.10	5,965.24	0.051
48									

Figura 4.5 Coordinación de protecciones

Los resultados se grafican para ver la coordinación de los diferentes elementos de seccionamiento, ver figura 4.6

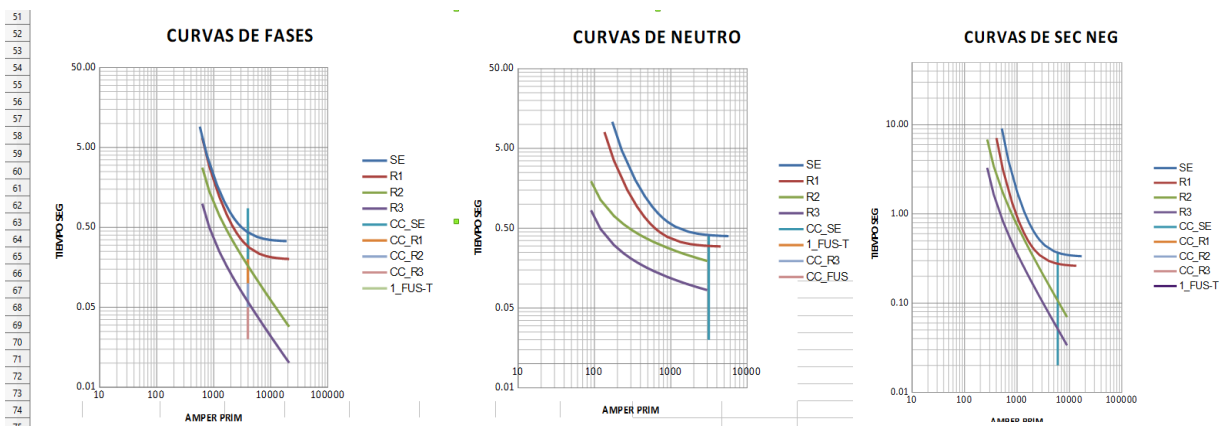


Figura 4.6 Curvas de coordinación hoja de cálculo

Si se observa una anomalía como cruce de curvas o pérdida de coordinación en puntos de interés, se regresa a la etapa de ajuste de curvas y se modifican los parámetros hasta obtener las condiciones requeridas. Los valores obtenidos se verificaron con softwares profesionales con resultados equiparables.