



**UNIVERSIDAD DE CARABOBO
FACULTAD DE INGENIERÍA
ESCUELA DE INGENIERÍA ELÉCTRICA
DEPARTAMENTO DE POTENCIA**



**DISEÑO E IMPLEMENTACIÓN DE UN SOFTWARE PARA LA
COORDINACIÓN DE PROTECCIONES DE SOBRECORRIENTE QUE
PERMITA SOLVENTAR LA PROBLEMÁTICA EXISTENTE EN LA
SUBESTACIÓN “LA YAGÜARA” CADAFE.**

JIMMY MARTÍNEZ

MARCOS MAGALLANES

Naguanagua, Diciembre 2009



UNIVERSIDAD DE CARABOBO
FACULTAD DE INGENIERÍA
ESCUELA DE INGENIERÍA ELÉCTRICA
DEPARTAMENTO DE POTENCIA



CERTIFICADO DE APROBACIÓN

Los abajo firmantes miembros del jurado asignado para evaluar el trabajo especial de grado titulado “*Diseño e implementación de un software para la coordinación de protecciones de sobrecorriente que permita solventar la problemática existente en la subestación La Yagüara CADAFE*”, realizado por los bachilleres: **Jimmy J. Martínez C.**, cédula de identidad: V-16.152.353 y **Marcos M. Magallanes P.**, cédula de identidad V-16.283.292, hacemos constar que hemos revisado y aprobado dicho trabajo.

Prof. Alejandro Sierra
Tutor

Prof. María Mago
Jurado

Prof. Luis Puche
Jurado

Naguanagua, Diciembre 2009



**UNIVERSIDAD DE CARABOBO
FACULTAD DE INGENIERÍA
ESCUELA DE INGENIERÍA ELÉCTRICA
DEPARTAMENTO DE POTENCIA**



**DISEÑO E IMPLEMENTACIÓN DE UN SOFTWARE PARA LA
COORDINACIÓN DE PROTECCIONES DE SOBRECORRIENTE QUE
PERMITA SOLVENTAR LA PROBLEMÁTICA EXISTENTE EN LA
SUBESTACIÓN “LA YAGÜARA” CADAFE.**

**TRABAJO ESPECIAL DE GRADO PRESENTADO ANTE LA ILUSTRE
UNIVERSIDAD DE CARABOBO PARA OPTAR AL TITULO DE
INGENIERO ELECTRICISTA**

JIMMY MARTÍNEZ

MARCOS MAGALLANES

Naguanagua, Diciembre 2009

RESUMEN

DISEÑO E IMPLEMENTACIÓN DE UN SOFTWARE PARA LA COORDINACIÓN DE PROTECCIONES DE SOBRECORRIENTE QUE PERMITA SOLVENTAR LA PROBLEMÁTICA EXISTENTE EN LA SUBESTACIÓN “LA YAGÜARA” CADAFE.

El presente trabajo tiene por objetivo desarrollar un software de coordinación de protecciones de sobrecorriente, que podrá ser utilizado en subestaciones de Distribución de tipo radial, este software poseerá una base de datos con los equipos de protecciones eléctricas utilizados por la empresa CADAFE en la subestación La Yaguara, además de Relés de sobrecorriente existentes en el Laboratorio de Protecciones Eléctricas de la Universidad de Carabobo.

Con el desarrollo de este software se pretende solventar problemas de ajustes en las protecciones eléctricas presentes en la Compañía Anónima de Administración y Fomento Eléctrico (CADAFE) en la subestación “La Yagüara”, ubicada en el Estado Carabobo, Municipio Libertador, en sus circuitos de Distribución (13,8 kV) Tocuyito 1, Tocuyito 2, Tinaquillo y El Pao. Así mismo servirá como herramienta computacional a la cátedra de Protecciones Eléctricas en su capítulo de estudio de coordinación de protecciones, pudiendo entonces agilizar y facilitar la realización de una práctica de coordinación de protecciones en el Laboratorio de dicha cátedra.

INTRODUCCIÓN

La energía eléctrica es de vital importancia para las sociedades, representando un factor básico para la producción de diversos sectores, entre los que se encuentran el industrial, el comercial y el residencial. El crecimiento de la población, ha traído como consecuencia un aumento en la demanda de energía eléctrica, viéndose obligadas las empresas de servicio eléctrico a satisfacer las necesidades de sus clientes tanto como sea posible, con un nivel aceptable de calidad, fiabilidad y seguridad.

Los sistemas de potencia están sujetos a fallas, la ocurrencia de una falla trae como consecuencia la suspensión del servicio eléctrico, esta suspensión se traduce en pérdidas para las empresas que ven detenidos sus ciclos de producción y molestias para los consumidores en general, así como también posibles sanciones a dichas empresas.

Los Sistemas de Protecciones Eléctricas, están destinados a proteger al sistema de potencia y a los usuarios, las fallas presentan un comportamiento aleatorio y no son predecibles, en caso de que ocurran se intenta que estas causen el menor daño posible haciendo uso de los sistemas de protecciones. Existen muchas formas para detectar una falla, aunque lo que se busca es que las mismas sean detectadas de forma rápida y poder despejarlas de una manera eficaz. Los Sistemas de Protecciones básicamente deben aislar la parte fallada del sistema de potencia, permitiendo que el resto del mismo continúe realizando su trabajo.

En este trabajo se pretende diseñar e implementar un software de coordinación de protecciones, el cual va a ser aplicado a la subestación “La Yagüara”, perteneciente a la Compañía Anónima de Administración y Fomento Eléctrico (CADAFE), filial de la Corporación Eléctrica Nacional (CORPOELEC), en sus circuitos de distribución en 13,8 kV, además de servir como herramienta computacional a la cátedra de Protecciones Eléctricas de la Facultad de Ingeniería de la Universidad de Carabobo.

INDICE GENERAL

Contenido	pp.
DEDICATORIA	iv
AGRADECIMIENTOS	vi
INDICE GENERAL	vii
INDICE DE FIGURAS	x
INDICE DE TABLAS	xiii
INTRODUCCIÓN	xvi
RESUMEN	xvii

CAPITULO I

EL PROBLEMA

1.1 Planteamiento del problema	1
1.2 Justificación	3
1.3 Objetivos	4
1.3.1 Objetivo General	4
1.3.2 Objetivos Específicos	4
1.4 Alcance y Delimitaciones	5

CAPITULO II

MARCO TEÓRICO

2.1 Antecedentes	6
2.2 Bases Teóricas	8
2.2.1 Sistema de Potencia	8
2.2.2 Subestaciones Eléctricas	9
2.2.3 Corrientes de Cortocircuito	21
2.2.4 Sistema de Protecciones Eléctricas	27
2.2.5 Generalidades sobre los Relés	32

2.2.6	Generalidades sobre los Reconectores	37
2.2.7	Coordinación de Protecciones de Sobrecorriente en Sistemas Radiales	40
2.2.8	Sistemas de Información	45
2.2.9	Información Básica sobre MATLAB®	49
2.3	Definición de Términos	58

CAPITULO III

MARCO METODOLÓGICO

3.1	Tipo y Diseño de la Investigación	59
3.2	Descripción de las Fases Metodológicas	60
3.3	Unidad de Estudio y Análisis	64
3.4	Técnicas de Recolección de Datos	64
3.5	Técnicas de Análisis de Datos	66

CAPITULO IV

DESARROLLO DEL PROYECTO

4.1	Introducción	67
4.2	Descripción de la Subestación La Yagüara	67
4.2.1	Nivel de 115 kV	68
4.2.2	Nivel de 34,5 kV	69
4.2.3	Nivel de 13,8 Kk	69
4.3	Relés de Sobrecorriente	70
4.3.1	Relés Existentes en la Subestación La Yagüara	70
4.3.2	Relés Existentes en el Laboratorio	74
4.4	Fusibles Tipo K	79
4.5	Criterios para la Coordinación de Protecciones	81
4.6	Corrientes de Cortocircuito	82
4.6.1	Cálculo de la Corriente de Cortocircuito trifásica en la barra de 13,8 kV	84
4.6.2	Cálculo de la Corriente de Cortocircuito Trifásica en los Puntos donde se Encuentra el Primer Dispositivo de Protección Siguiendo al Relé de Salida	86

4.6.3	Cálculo de la Corriente de Cortocircuito Monofásica en la Barra de 13,8 kV	89
4.6.4	Cálculo de la Corriente de Cortocircuito Monofásica en los Puntos donde se Encuentra el Primer Dispositivo de Protección Siguiendo al Relé de Salida	92
4.7	Curva de Daño y de Inrush del Transformador de Potencia	93
4.8	Coordinación de Protecciones de Sobrecorriente	93
4.8.1	Ajustes para la Protección de Fase	93
4.8.2	Ajustes para la Protección de Neutro	99
4.8.3	Ajustes de Instantáneos	103
4.8.4	Graficas de Coordinación	104
4.9	Software de Coordinación de Protecciones Eléctricas de Sobrecorriente (SOCPES)	108
4.9.1	Diseño del Algoritmo e Interfaz de SOCPES	109
4.9.2	Programación de SOCPES.....	112

CAPITULO V

ANALISIS DE RESULTADOS

5.1	Aplicación de SOCPES en los Circuitos de Distribución en 13,8 kV de la Subestación la Yagüara.....	113
5.1.1	Aplicación de SOCPES en el Circuito Tinaquillo.....	113
5.1.2	Ajustes de Dispositivos de Protección incluyendo Reconectador.....	117

CAPITULO VI

CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES

6.1	Conclusiones	127
6.2	Recomendaciones	128

BIBLIOGRAFÍA	131
---------------------------	-----

ANEXO A	134
----------------------	-----

ANEXO B	142
----------------------	-----

INDICE DE FIGURAS

Figura N°	pp.
2.1 Esquema del sistema de potencia	8
2.2 Transformador de corriente en un diagrama unifilar	12
2.3 Transformador de potencial en un diagrama unifilar	13
2.4 Esquema de barra principal	14
2.5 Esquema de barra principal seccionada	15
2.6 Esquema de barra principal con seccionadores en derivación (BY-PASS)	16
2.7 Esquema de doble barra principal	17
2.8 Esquema de barra principal y transferencia	18
2.9 Esquema de barra principal con disyuntor y medio	19
2.10 Esquema en anillo	20
2.11 Corriente de cortocircuito trifásica	24
2.12 Construcción grafica de la suma de tres sistemas trifásicos	26
2.13 Relé de atracción de armadura	32
2.14 Relé de inducción	33
2.15 Característica de operación tiempo definido	35
2.16 Característica de operación tiempo inverso	36
2.17 Secuencia de operación típica de un reconectador	39
2.18 Curva de operación de un relé de tiempo inverso	41
2.19 Curva de operación de un relé de tiempo inverso	43
2.20 Coordinación de relés de sobrecorriente en un sistema radial	43
2.21 Curva de fallas de software (Idealizado)	46
2.22 Curva real de fallos de software	47
3.1 Flujograma de las fases metodológicas	60
4.1 Diagrama unifilar Yagüara 115 kV	68

4.2	Diagrama unifilar Yagüara 13,8 kV	69
4.3	Ubicación de los Relés de Sobrecorrientes en la Subestación	73
4.4	Tipos de Números de Identificación del Relé BASLER BE1-51	74
4.5	Tipos de Números de Identificación del Relé BASLER BE1-951	77
4.6	Coordinación entre fusibles tipo K	79
4.7	Curvas de Operación de máximo despeje en Fusibles tipo K	80
4.8	Diagrama unifilar de las zonas según niveles de tensión	83
4.9	Diagrama de impedancias	84
4.10	Diagrama de impedancias	86
4.11	Distancia entre conductores	87
4.12	Diagrama de impedancias para falla monofásica	89
4.13	Redes de secuencia para una falla monofásica a tierra	90
4.14	Diagrama de impedancias para falla monofásica	92
4.15	Ubicación de los dispositivos de protección de fase del Circuito Tinaquillo	94
4.16	Ubicación de los dispositivos de protección de fase del Circuito Pao	96
4.17	Ubicación de los dispositivos de protección de fase del Circuito Tocuyito 1	97
4.18	Ubicación de los dispositivos de protección de fase del Circuito Tocuyito 2	98
4.19	Ubicación de los dispositivos de protección de neutro del Circuito Tinaquillo	99
4.20	Ubicación de los dispositivos de protección de neutro del Circuito Pao	100
4.21	Ubicación de los dispositivos de protección de neutro del Circuito Tocuyito 1	101
4.22	Ubicación de los dispositivos de protección de neutro del Circuito Tocuyito 2	102
4.23	Coordinación de Protecciones (Circuito Tinaquillo)	104
4.24	Coordinación de Protecciones (Circuito Pao)	105
4.25	Coordinación de Protecciones (Circuito Tocuyito 1)	106
4.26	Coordinación de Protecciones (Circuito Tocuyito 2)	107
4.27	Logo de identificación del software (SOC PES)	108
4.28	Algoritmo del Software de Coordinación de Protecciones de Sobrecorriente	109
4.29	Interfaz Calculo de Ajustes (Módulo 1)	110

4.30	Interfaz Gráfica de Coordinación (Módulo 2)	111
5.1	Ejecución de SOCPES en el Circuito Tinaquillo (Fase) Módulo 1	113
5.2	Ejecución de SOCPES en el Circuito Tinaquillo (Fase) Módulo 2	114
5.3	Ejecución de SOCPES en el Circuito Tinaquillo (Neutro) Módulo 1	115
5.4	Ejecución de SOCPES en el Circuito Tinaquillo (Neutro) Módulo 2	115
5.5	Ubicación de los dispositivos de protección de fase del Circuito Tinaquillo	123
5.6	Ejecución de SOCPES en el Circuito Tinaquillo (Fase) con reconectador	123
5.7	Ubicación de los dispositivos de protección de fase del Circuito Tocuyito 1	124
5.8	Ejecución de SOCPES en el Circuito Tocuyito 1 (Fase) con reconectador	124
5.9	Ubicación de los dispositivos de protección de neutro del Circuito Tinaquillo	125
5.10	Ejecución de SOCPES en el Circuito Tinaquillo (Fase) con reconectador	125
5.11	Ubicación de los dispositivos de protección de neutro del Circuito Tocuyito 1	126
5.12	Ejecución de SOCPES en el Circuito Tocuyito 1 (Neutro) con reconectador	126

INDICE DE TABLAS

Tabla N°	pp.
2.1 Característica homopolar de los diferentes elementos de una red eléctrica	27
2.2 Constantes de forma para ecuación exponencial según normas IEC	41
2.3 Constantes de forma para ecuación exponencial según normas ANSI	42
2.4 Algunas variables especiales de Matlab	52
2.5 Operaciones básicas en Matlab	52
2.6 Operadores Relacionales	52
2.7 Funciones trigonométricas	53
2.8 Funciones de aproximación	54
2.9 Otras Funciones	54
2.10 Propiedades de la función plot	55
2.11 Otros Comandos Gráficos	55
3.1 Muestra de Expertos	65
4.1 Valores de TAPS Relé CDG SPEC	70
4.2 Valores de TAPS Relé CDG 31	71
4.3 Valores de TAPS Relé CDG 64	72
4.4 Tipos de curvas característica VISIONr	72
4.5 Valores de TAPS Relé BASLER BE1-51	75
4.6 Tipos de curvas característica Tiempo-Corriente BASLER BE1-51	76
4.7 Tipos de curvas característica Tiempo-Corriente BASLER BE1-951	78
4.8 Valores de TAPS Relé RSA-200	79
4.9 Niveles de cortocircuito de la subestación La Yagüara en la barra de 115 kV	83
4.10 Niveles de cortocircuito mínimos de los Circuitos de subestación La Yagüara	83
4.11 Características del conductor Arvidal 4/0	86
4.12 Constante K para el cálculo del RMG	88

4.13	Impedancias de las líneas para cada circuito al primer dispositivo de protección ...	88
4.14	Corriente de cortocircuito trifásico al primer dispositivo de protección	89
4.15	Corriente de cortocircuito monofásico al primer dispositivo de protección	92
4.16	Curva de Daño referida al secundario del Transformador de Potencia	93
4.17	Curva de Inrush referida al secundario del Transformador de Potencia	93
4.18	Corrientes consideradas en el cálculo de la Iarranque del relé VISIONr	94
4.19	Corrientes consideradas en el cálculo de la Iarranque del relé CDG SPEC (13,8 kV)	95
4.20	Corrientes consideradas en el cálculo de la Iarranque del relé CDG SPEC (115 kV)	95
4.21	Ajustes de los Relés (Circuito Tinaquillo)	96
4.22	Ajustes de los Relés (Circuito Pao)	97
4.23	Ajustes de los Relés (Circuito Tocuyito 1)	97
4.24	Ajustes de los Relés (Circuito Tocuyito 2)	98
4.25	Comparación entre los ajustes de fase calculados y los existentes en la Subestación	98
4.26	Ajustes de Neutro de los Relés (Circuito Tinaquillo)	100
4.27	Ajustes de Neutro de los Relés (Circuito Pao)	101
4.28	Ajustes de Neutro de los Relés (Circuito Tocuyito 1)	102
4.29	Ajustes de Neutro de los Relés (Circuito Tocuyito 2)	102
4.30	Ajustes de Neutro para los relés de la subestación	103
4.31	Ajustes de Instantáneo	103
5.1	Comparación de resultados de cálculos de ajustes de Fase (Circuito Tinaquillo)	114
5.2	Comparación de resultados de cálculos de ajustes de Neutro (Circuito Tinaquillo) .	116
5.3	Comparación entre resultados manuales y los aportados por SOCPES (Ajustes de Fase)	116
5.4	Comparación entre resultados manuales y los aportados por SOCPES (Ajustes de Neutro)	117
5.5	Comparación entre corrientes de falla y de arranque	117

5.6	Características de los circuitos en estudio	118
5.7	Recorrido de los circuitos en estudio	119
5.8	Impedancias de las líneas en el punto del reconectador	120
5.9	Corriente de cortocircuito trifásico en el punto del reconectador	120
5.10	Corriente de cortocircuito monofásico en el punto del reconectador	120
5.11	Corriente de carga y de arranque para coordinación de fase	121
5.12	Corriente de carga y de arranque para coordinación de neutro	122
6.1	Diferencias entre ajustes de Fase	127
6.2	Diferencias entre ajustes de Neutro	128
6.3	Ajustes de fase recomendados sin reconectador	129
6.4	Ajustes de neutro recomendados sin reconectador	129
6.5	Ajustes de fase recomendados con reconectador	130
6.6	Ajustes de neutro recomendados con reconectador	130

DEDICATORIA

Existen personas que intervinieron notablemente en el desarrollo de mi carrera. Este trabajo esta dedicado a ellos.

A DIOS, por otorgarme la salud y la sabiduría necesaria para lograr esta meta.

A Mis Padres, por estar siempre conmigo, brindándome su ayuda, cariño y constante motivación.

A Marcos, Héctor, Leonel y Alejandra, grandes amigos y compañeros, quienes de alguna u otra forma, hicieron posible culminar esta etapa de mi vida.

A mis Familiares y Compañeros, que en su debido momento me prestaron su más grande apoyo.

Jimmy J. Martínez C.

DEDICATORIA

Este trabajo quisiera dedicárselo a las siguientes personas, quienes fueron esenciales para lograr mi carrera:

A DIOS, por darme el valor de estar siempre constante en los momentos difíciles.

A Mi Madre, por mostrarme el camino y ser mi inspiración para lograr esta meta.

A Mi Padre, por estar siempre ahí brindándome su apoyo, su amor y su cariño, a lo largo de toda mi vida.

A Mis Hermanos, Abuelos y Familiares, quienes también fueron motivos esenciales de inspiración para este logro.

A Jimmy, David, Leonel, Alejandra y Correa, amigos y compañeros, quienes me brindaron su confianza y que a pesar de momentos difíciles pudimos convertirlos al final en momentos felices.

A Leober, Edicson, Gonzalo y Ender, amigos que de una u otra forma formaron parte de este logro.

Marcos R. Magallanes P.

AGRADECIMIENTOS

La formación adquirida a lo largo de la carrera fue elemental para la realización de este trabajo y por eso estamos agradecidos con la Facultad de Ingeniería de la Universidad de Carabobo, así como las siguientes personas que han sido fundamentales en el desarrollo de este proyecto y quisiéramos hacer público nuestro agradecimiento:

A los Ingenieros Pedro Romero, Omar González y Marion Sánchez, por su valiosa colaboración y suministro de información vital para el desarrollo de este trabajo.

Al Ing. Alejandro Sierra, por su apoyo técnico y teórico, fundamental para llevar a cabo este trabajo.

Al Ing. Luís Ledesma y al Br. José Acosta, por la valiosa asesoría en el diseño y elaboración del Software de Coordinación de Protecciones de Sobrecorrientes SOCPES.

Al Ing. María Mago y al Ing. Eva Monagas, por la excelente orientación en la metodología y estructuración del presente trabajo.

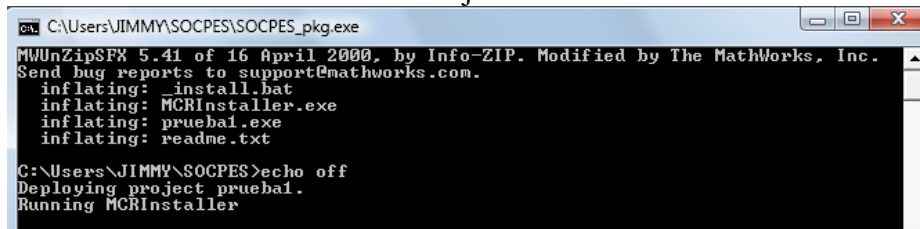
ANEXO B MANUAL DE INSTALACIÓN

Para la instalación de SOCPES se debe disponer de un computador con sistema operativo Windows XP o Vista, Microsoft Office y Acrobat Reader. Además se debe configurar la resolución del monitor a 1280 por 1024 píxeles.

A continuación se muestran los pasos de la instalación:

1. Copiar la carpeta SOCPES en el disco duro del computador
2. Abrir la Carpeta SOCPES ubicada en el disco duro
3. Doble clic al archivo SOCPES_pkg
4. Aparecerán dos mensajes de forma simultánea:

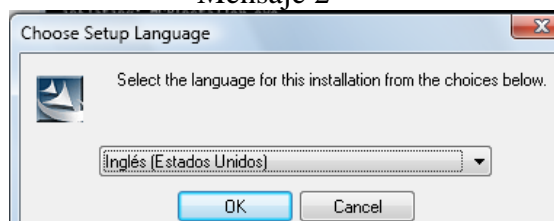
Mensaje 1



```
C:\Users\JIMMY\SOCPE\SOCPE_pkg.exe
MWUnZipSFX 5.41 of 16 April 2000, by Info-ZIP. Modified by The MathWorks, Inc.
Send bug reports to support@mathworks.com.
inflating: _install.bat
inflating: MCRIInstaller.exe
inflating: prueba1.exe
inflating: readme.txt

C:\Users\JIMMY\SOCPE>echo off
Deploying project prueba1.
Running MCRIInstaller
```

Mensaje 2

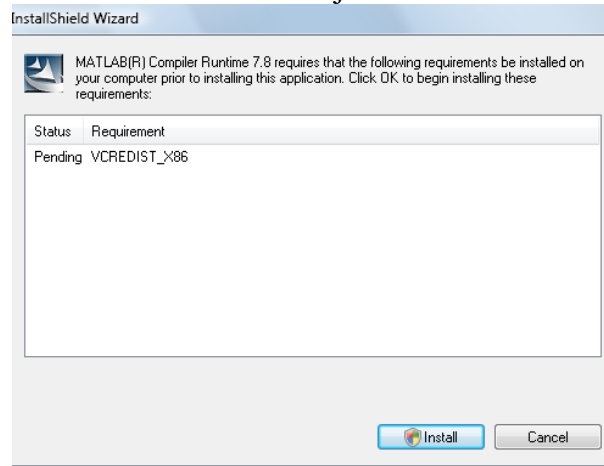


5. Seleccionar el lenguaje Ingles (Estados Unidos) y pulsar el botón OK
6. Aparecerá el mensaje 3:



Anexo B – Manual de Instalación

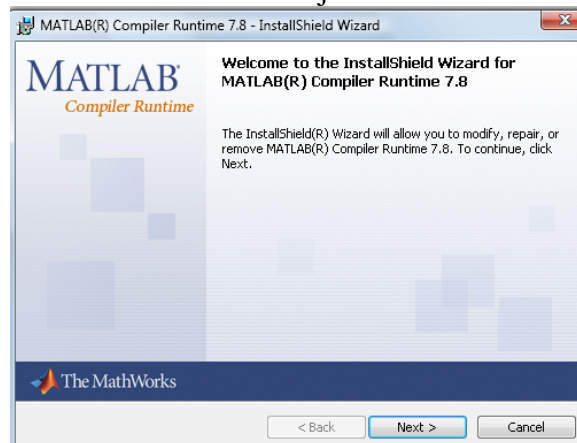
Mensaje 3



7. Pulsar el botón Install

8. Aparecerá el mensaje 4:

Mensaje 4



9. Pulsar el botón Next 3 veces

10. Seleccionar el botón Install

11. Una vez finalizada la instalación se crea un archivo llamado prueba1

12. El archivo prueba1, es el ejecutable de SOCPES, para ejecutarlo dar doble clic sobre el archivo prueba1.

CAPÍTULO I

EL PROBLEMA

1.1 PLANTEAMIENTO DEL PROBLEMA

Cualquier empresa de distribución eléctrica debe suministrar un servicio continuo, confiable y minimizar las pérdidas de cargas debido a salidas no programadas de sus circuitos eléctricos de distribución.

Una manera de aproximarse a la continuidad y confiabilidad del servicio, es a través del ajuste y coordinación de los sistemas de protección, los cuales permiten, aislar la menor porción del sistema eléctrico, ante una falla en cualquier parte del mismo, así como también, mejorar las labores de mantenimiento en cuanto a pérdidas horas-hombre, costos para determinar dónde y por qué ocurrió la falla, instalación de nuevos equipos en reemplazo de aquellos que sufren daños, etc...

Por lo general, se hacen estudios de coordinación de protecciones cuando el sistema eléctrico es diseñado y construido; pero esto no garantiza que la coordinación se mantendrá permanente, debido a que las redes de distribución están sujetas a modificaciones producto del crecimiento del sistema, ya sea por el aumento de la carga conectada, cambios en los elementos que conforman la red, lo que trae como consecuencia, modificaciones en los ajustes de las protecciones.

El método tradicional utilizado para coordinar las protecciones es mediante la utilización de hojas bilogarítmicas, donde se grafican, todas las curvas tiempo vs corriente de los dispositivos de protección pertenecientes al sistema a coordinar, a fin de visualizar el tiempo de respuesta de cada uno de los dispositivos de protección, ante un valor de corriente de falla determinada. Sin embargo, este método tiene el inconveniente que se pueden cometer errores al momento de graficar alguna de las curvas de los dispositivos de protección, además, si se desea modificar una



curva de algún dispositivo, se debe borrar sobre el papel bilogarítmico pudiéndose alterar otra curva de otro dispositivo de protección. Así como también, el tiempo que se invierte en la realización de las curvas en forma manual, es mayor que el tiempo que se utilizaría si las curvas se realizaran por medio de un software.

En la actualidad, existen programas de coordinación de protecciones, estos son una herramienta computacional, que agilizan y facilitan la realización de la coordinación de protecciones, y a la vez minimizan la probabilidad de cometer errores en dicho proceso. Los software de coordinación de protecciones, son de alto costo, están por el orden de 3500\$ [22].

La subestación La Yagüara, perteneciente a la Compañía Anónima de Administración y Fomento Eléctrico (CADAPE) filial de la Corporación Eléctrica Nacional (CORPOELEC), ubicada en el Municipio Libertador del Edo. Carabobo, posee niveles de voltaje de 115 kV, 34,5 kV y 13,8 kV, sus circuitos Tocuyito 1, Tocuyito 2, Tinaquillo y El Pao, los cuales son de distribución con niveles de tensión de 13,8 kV, presentan problemas de coordinación de protecciones, debido a ajustes incorrectos en las protecciones, originando desconexiones en las redes de servicio [21].

La Compañía Anónima de Administración y Fomento Eléctrico (CADAPE) a través de su indicador de Registro y Control de interrupciones de las Subestaciones pertenecientes a la zona 6, en el periodo Enero-Septiembre 2007, pudo detectar que la subestación con mayor Tiempo Total de Interrupción (TTI), debido al ajuste incorrecto de las protecciones eléctricas de sobrecorrientes, es la Subestación “La Yagüara”, presentando un trece por ciento (13%) del total de interrupciones registradas por malos ajustes en dicho periodo. [21].

También es necesario destacar, que los estudiantes de Ingeniería Eléctrica de la Universidad de Carabobo, en el semestre que les corresponde cursar la asignatura Protecciones Eléctricas, no cuentan con un software de coordinación de protecciones, el cual sería una herramienta muy útil para los mismos, ya que brindaría una práctica con tecnología de vanguardia acorde con mejoras



del proceso enseñanza-aprendizaje que deben manejarse en la actualidad en lo referente al estudio de coordinación de protecciones.

Por lo indicado anteriormente, se plantea la necesidad de crear un software que permita solventar la problemática que presenta la Compañía Anónima de Administración y Fomento Eléctrico (CADAFE) en la subestación “La Yagüara” y a la vez, sirva como herramienta práctica a los estudiantes de la asignatura Protecciones Eléctricas, brindando modelos de simulación de fallas de forma práctica que complementen sus conocimientos sobre coordinación de protecciones.

1.2 JUSTIFICACIÓN

El Estudio de Coordinación de Protecciones, tiene un impacto directo sobre la seguridad y continuidad del servicio eléctrico. En caso de presentarse una falla por sobrecorriente, la protección deberá operar antes de que los cables o los equipos se dañen. El dispositivo que protege al circuito fallado deberá aislar la falla sin que las otras protecciones tengan que activarse.

La Compañía Anónima de Administración y Fomento Eléctrico (CADAFE) en su Subestación “La Yagüara” requiere de una coordinación de protecciones, ya que presenta el porcentaje más alto de Tiempo Total de Interrupciones (TTI), en toda la región zona 6, debido a ajustes incorrectos de sus protecciones [21].

Además sería una herramienta computacional de aporte a la cátedra de Protecciones Eléctricas en su capítulo de estudio de coordinación de protecciones, pudiendo entonces agilizar y facilitar la realización de una práctica de coordinación de protecciones en el Laboratorio de dicha cátedra, disminuyendo así la probabilidad de cometer errores al momento de la coordinación.

Se plantea la necesidad de realizar este software de coordinación de protecciones, que ayudará a solventar la problemática que presenta la Compañía Anónima de Administración y Fomento



Eléctrico (CADAPE) en la subestación “La Yagüara” en los circuitos antes mencionados, y a la vez; permitirá a los estudiantes de Ingeniería Eléctrica de la Universidad de Carabobo poner en práctica los conocimientos adquiridos en la asignatura de Protecciones Eléctricas referente al estudio de coordinación protecciones eléctricas.

1.3 OBJETIVOS

1.3.1 OBJETIVO GENERAL

Diseñar e implementar un software para la coordinación de protecciones de sobrecorriente que permita solventar la problemática existente en la Subestación “La Yagüara” CADAPE, disminuyendo el tiempo total de interrupción (TTI) debido a ajustes incorrectos de las protecciones.

1.3.2 OBJETIVOS ESPECÍFICOS

- ✓ Obtener la información y documentación actualizada del sistema eléctrico de la subestación La Yagüara.
- ✓ Calcular la corriente de cortocircuito trifásica y monofásica en la barra de 13,8 kV y demás puntos de interés.
- ✓ Realizar la coordinación de protecciones de sobrecorriente en la subestación La Yagüara en sus circuitos de 13,8 kV.
- ✓ Diseñar el algoritmo e interfaz del software de coordinación de protecciones de sobrecorriente.
- ✓ Programar e implementar el software de coordinación de protecciones de sobrecorriente.
- ✓ Elaborar un manual de usuario, para la utilización del software de coordinación de protecciones de sobrecorriente.



1.4 ALCANCE Y DELIMITACIONES

De Espacio (geográfico): El presente trabajo de grado se limita a la realización de un software en MATLAB® de coordinación de protecciones que permita solventar la problemática existente en la Subestación “La Yagüara”, perteneciente a la empresa CADAPE, ubicada en el Estado Carabobo, Municipio Libertador, en sus circuitos de Distribución (13,8 KV) Tocuyito 1, Tocuyito 2, Tinaquillo y El Pao, que además sirva como herramienta, para los estudiantes del Laboratorio de Protecciones Eléctricas de la Universidad de Carabobo.

De Tiempo: La realización de este trabajo se basa en datos de Tiempo Total de Interrupción (TTI) para el periodo 01/01/2007 al 17/09/2007 suministrados por la Compañía Anónima de Administración y Fomento Eléctrico (CADAPE) y datos de equipos que se encuentran actualmente instalados en dicha subestación.

De Contenido: Este software podrá ser aplicado, sólo para la coordinación de protecciones de sobrecorriente con una base de datos que poseerá relés y fusibles existentes en la subestación “La Yagüara”, en sus circuitos ya mencionados, y los relés de sobrecorriente presentes en el Laboratorio de Protecciones Eléctricas de la Universidad de Carabobo.

La obtención de un software de coordinación de protecciones eléctricas, eficaz y actualizado, permite resolver la problemática existente en la subestación “La Yagüara” disminuyendo sus valores de Tiempo Total de Interrupción (TTI) debido a ajustes incorrectos de las protecciones de sobrecorriente, además sirve de herramienta para la aplicación práctica de la asignatura de Protecciones Eléctrica permitiendo afianzar los conocimientos adquiridos en la teoría a los estudiantes que cursan la misma.

CAPÍTULO II

MARCO TEÓRICO

Para abordar el tema de un software de coordinación de protecciones las bases teóricas orienta la investigación a partir de la base del conocimiento de los siguientes aspectos: antecedentes o estudios previos realizados en el tema que sirven de apoyo a la investigación, modelos o teorías sobre los cuales se sustenta la misma.

2.1 ANTECEDENTES

Las investigaciones citadas a continuación, han sido guías para el inicio de las bases teóricas del trabajo que se desea realizar, son estas los siguientes:

Linares, D y Sánchez, M (Universidad de Carabobo 1995) realizaron un trabajo de grado titulado **“OPTIMIZAR EL SISTEMA DE DETECCIÓN Y DESPEJE DE FALLAS EN LOS CIRCUITOS DE 13.8 KV DE ELEVVAL, C.A.”**, donde se realiza una evaluación del sistema de protección de las redes de distribución a nivel de 13.8 KV, para proponer la optimización de dicho sistema utilizando dispositivos de protección suplementaria en la empresa ELEVVAL C.A. El aporte a la presente investigación, radica específicamente en las especificaciones técnicas de los dispositivos de protección, tales como, reconectores, seccionadores y fusibles, elementos fundamentales que intervienen en la coordinación de las protecciones.

Por otro lado, Martínez, S. (Instituto Universitario Politécnico de las Fuerzas Armadas Nacionales 1997) trabajo de grado que se refiere a **“DESARROLLO DE UN SOFTWARE PARA ESTUDIOS DE CORTOCIRCUITO EN SISTEMAS ELÉCTRICOS COMERCIALES E INDUSTRIALES”**, el cual lleva a cabo el desarrollo de un software para el



cálculo de corrientes de cortocircuito, actualización de diagramas unifilares, un estudio de cortocircuito, la verificación de las capacidades de interrupción de los equipos de protección, un estudio de la coordinación de protecciones en las subestaciones y tableros principales, y un estudio sobre la influencia de corrientes armónicas sobre las protecciones eléctricas existentes, para reducir la frecuencia de interrupción en el sistema eléctrico del edificio sede de Corpoven S.A. La contribución principal de esta investigación, se encuentra en la metodología para la realización de un software de análisis en sistemas eléctricos, tomando en consideración estudios de cortocircuitos, diagramas unifilares y estudio de coordinación de protecciones.

Sixto, C y Sierra, A (Universidad de Carabobo 2003), desarrollaron un trabajo de grado titulado **“GUÍA DE PRÁCTICAS PARA EL LABORATORIO DE PROTECCIONES ELÉCTRICAS”**, donde se diseña una metodología adecuada para los estudiantes de la Escuela de Ingeniería Eléctrica, permitiéndoles poder trabajar con relés reales existentes en el Laboratorio de Protecciones Eléctricas, haciéndolos operar simulando la ocurrencia de una falla. El aporte de este trabajo de grado, radica en las características técnicas de los distintos tipos de relés de sobrecorriente existentes en Laboratorio de Protecciones Eléctricas, además de brindar información acerca de los Sistemas de Protecciones usados en redes eléctricas.

Lárez, A (Universidad de Carabobo 2005), desarrollo una investigación titulada **“EVALUACIÓN DE LA CALIDAD DEL SERVICIO ELÉCTRICO, A TRAVÉS DEL PROCESAMIENTO DE DATOS, MEDIANTE UN SISTEMA DE INFORMACIÓN CONFIABLE, PARA CONTROLAR LOS INDICADORES DE CALIDAD DE ENERGÍA ELÉCTRICA (VOLTAJE, FLICKER Y ARMÓNICAS) EN C.A. ELECTRICIDAD DE VALENCIA”**, donde desarrolla un sistema de información para procesar datos de variables tales como: Voltaje, Fluctuación rápida de tensión (Flicker) y Distorsión de Armónicas, para determinar la calidad de energía eléctrica (Power Quality), en una red que alimenta una zona en particular. La contribución de esta investigación, se halla en las características y aplicaciones de los software dirigidos a las áreas de investigaciones científicas, resoluciones de problemas de ingeniería, procesos industriales, etc.



2.2 BASES TEÓRICAS

2.2.1 SISTEMA DE POTENCIA

Es una red formada por un conjunto de componentes cuya función es: generar, transmitir y distribuir energía eléctrica a los usuarios bajo ciertas exigencias de continuidad del servicio, regulación de tensión y control de frecuencia [13]. En la figura 2.1 se muestra el esquema de un sistema de potencia:

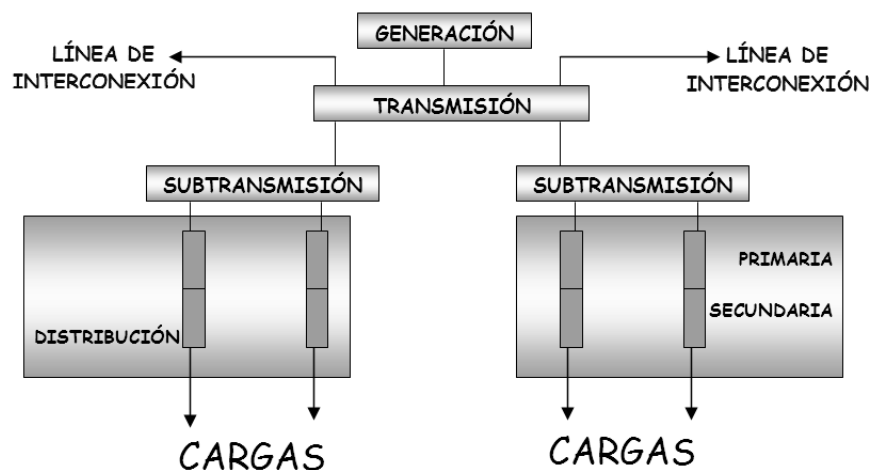


Figura 2.1 Esquema del sistema de potencia

Fuente: Prof. A. Lukostchuk

- **Generación:** Es un conjunto de máquinas, generadores, equipos de maniobra, control, protección, etc., que permiten la producción de energía eléctrica a partir de una fuente primaria.
- **Transmisión:** Es aquel que transporta la energía desde las centrales de generación hacia todos los puntos del sistema, moviendo grandes bloques de energía, teniendo como tensiones típicas de 765 kV, 400 kV y 230 kV.
- **Subtransmisión:** Este sistema es el que se encuentra entre el sistema de Transmisión y Distribución, transportando la energía a determinadas subestaciones de distribución o a



cargas de gran magnitud pudiendo alimentarse de generación local, tiene como tensiones típicas 34,5 kV, 69 kV y 115 kV.

- **Distribución:** Este sistema se encuentra entre las barras de las Subestaciones Eléctricas y las cargas, comprende circuitos primarios, transformadores de distribución, circuitos secundarios, acometidas, dispositivos. Este sistema puede ser aéreo o subterráneo, en forma radial o en anillo. Tiene como tensiones típicas en sus circuitos primarios de 2,4 kV, 4,8 kV, 13,8 kV y 24 kV y en sus circuitos secundarios 120 V, 208/120 V, 240 V, 440 V y 480V.
- **Cargas:** Están representadas por los consumidores de energía eléctrica con una conducta dinámica, por lo que se deben tener variables controladas como voltaje y frecuencia y son las que determinan el comportamiento del sistema de potencia. Las cargas se pueden clasificar según: el tipo de tarifa, la ubicación geográfica, el voltaje de suministro, etc. [13].

2.2.2 SUBESTACIONES ELÉCTRICAS

Una subestación eléctrica no es mas que una de las partes que intervienen en el proceso de generación-consumo de energía eléctrica, por lo cual podemos dar la siguiente definición; una subestación eléctrica es un conjunto de elementos o dispositivos que nos permiten cambiar las características de la energía eléctrica, como: voltaje, corriente, frecuencia, etc., o bien conservarle dentro de ciertas características [8].

a) COMPOSICIÓN ELÉCTRICA DE UNA SUBESTACIÓN

Desde el punto de vista de equipamiento eléctrico, la subestación esta conformada por tres grandes partes o sistemas:



- ✓ **Sistema primario:** Es aquel conformado por todos los equipos de alta tensión conectados al sistema de potencia. Como ejemplo, podemos mencionar a los transformadores de potencia, disyuntores y seccionadores.
- ✓ **Sistema secundario:** Es aquel conformado por equipos de baja tensión que efectúan funciones de protección y control de los diferentes circuitos que conforman el sistema primario de la subestación. Ejemplo de elementos de este sistema son los relés de protección y los equipos de medición de energía.
- ✓ **Sistemas auxiliares:** Este sistema los conforman los aparatos responsables de dar soporte a los equipos de los otros sistemas ya mencionados, con el propósito de que aquellos puedan efectuar las funciones para las que están destinadas. También se incluyen los sistemas que cumplen funciones de seguridad. Como ejemplo, pueden mencionarse el sistema de alimentación de corriente continua, el sistema de iluminación, etc. [23].

b.1 TRANSFORMADOR DE POTENCIA

Un transformador de potencia no es más que un dispositivo que transfiere energía eléctrica de un circuito a otro conservando la frecuencia constante, bajo el principio de inducción electromagnética. Posee circuitos eléctricos que están conectados magnéticamente y aislados eléctricamente. Los transformadores de potencia están constituido principalmente por los siguientes elementos: núcleo magnético, devanados, aislamiento, aislantes, bushings, tanque o recipiente, radiadores, ventiladores, bomba de circulación forzada, termómetro, manómetro y taps [8].

b.2 INTERRUPTOR DE POTENCIA

Un interruptor es un dispositivo cuya función es interrumpir y restablecer la continuidad en un circuito eléctrico, este dispositivo realiza la apertura o cierre de un circuito bajo carga (a corriente nominal), o bien con corriente de cortocircuito (en caso de alguna perturbación). Los



interruptores de potencia en caso de apertura, deben asegurar el aislamiento eléctrico del circuito [8]

Los elementos fundamentales de un disyuntor son la cámara de interrupción y el mecanismo de mando. En la cámara de interrupción se encuentra un contacto fijo y un contacto móvil. El diseño de la cámara queda determinado por el medio aislante que se utiliza para la extinción del arco. El mecanismo de mando es el destinado a proporcionar la energía necesaria para llevar a cabo la rápida separación de contactos dentro de la cámara. Los mecanismos de mando más comunes son los siguientes [23].

b.3 SECCIONADORES

El seccionador es un equipo de maniobra destinado principalmente a proveer una separación física visible de una parte del circuito, que se requiere quede aislada por alguna razón determinada, proporcionando de esta manera seguridad a las actividades que debe desarrollar el personal de operación y mantenimiento sobre equipos que conforman la sección aislada. Por lo general se operan sin carga, pero con algunos aditamentos se puede operar con carga, hasta ciertos límites.

Básicamente, un seccionador es una cuchilla metálica montada sobre aisladores soporte que puede conectar o desconectar dos puntos de un sistema de potencia, mediante la operación de un mecanismo de mando manual, motorizado o sistema neumático [23].

b.5 TRANSFORMADORES DE MEDICIÓN

Se denominan transformadores de medición, los que se emplean para la alimentación de equipos de medición, control o protección. Los transformadores de medición se dividen en dos clases:

**✓ Transformadores de corriente:**

Este equipo monofásico se conecta en serie con el circuito y su función principal es transformar los niveles de corriente del sistema a valores de corriente bajos, que sean accesibles para los equipos de protección y medición, que requieren ese nivel de entrada para cumplir su propósito [23].

Su construcción es semejante a la de cualquier tipo de transformador, ya que fundamentalmente consiste de un devanado primario y un devanado secundario. Estos transformadores son generalmente de tamaño reducido y el aislamiento que se emplea en su construcción tiene que ser de muy buena calidad.

Es muy importante en cualquier conexión que se haga, conectar correctamente sus devanados de acuerdo con sus marcas de polaridad (puntos correspondientes). En la figura 2.2 se muestra la simbología estandarizada por la norma IEC 60617 de un transformador de corriente.

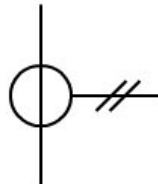


Figura 2.2 Transformador de corriente en un diagrama unifilar
Fuente: Norma IEC 60617

✓ Transformadores de potencial:

Este equipo monofásico conectado en derivación, realiza la función de transformar los niveles de voltaje del sistema a valores reducidos accesibles a los equipos de medición y protección.

Existen dos tipos de transformadores de potencial convencionales, a saber: el tipo capacitivo y el tipo magnético o inductivo. Este último es de mayor precisión y se acostumbra utilizarlos para



medición en las barras principales, de modo de alimentar los equipos de medición de energía, que sirven de base para la facturación de consumo eléctrico. En cambio, el transformador de tensión de tipo capacitivo consiste en una unidad que contiene un divisor de tensión capacitivo, para reducir la tensión a un nivel adecuado, en el que se conecta un pequeño transformador convencional ubicado en una caja en la parte inferior de la unidad, [23]. En la figura 2.3 se muestra la simbología estandarizada por la norma IEC 60617 de un transformador de potencial.

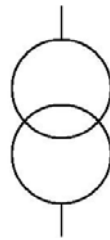


Figura 2.3 Transformador de potencial en un diagrama unifilar
Fuente: Norma IEC 60617

b) ARREGLO DE BARRAS DE LAS SUBESTACIONES

Un arreglo de Barras, es la disposición que presentan las barras o juegos de barras por niveles de tensión y que ofrecen mayor o menor nivel de flexibilidad en una subestación eléctrica [1]. Dentro de los esquemas existentes en las subestaciones tenemos:



c.1 BARRA PRINCIPAL

Está conformado por una sola barra continua a la cual se conectan directamente los diferentes tramos de la subestación. En la figura 2.4 se muestra el esquema de barra principal.

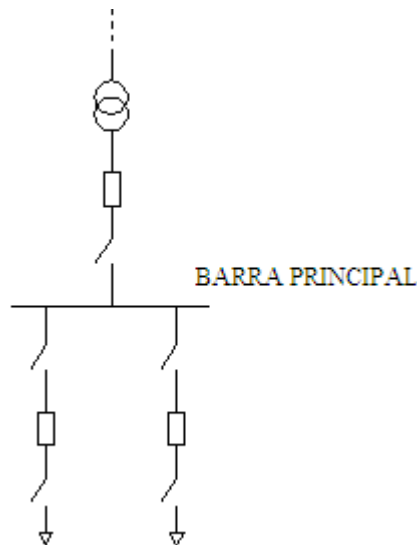


Figura 2.4 Esquema de barra principal
Fuente: Esquema de Barras en Subestaciones

Ventajas:

- Fácil operación e instalación simple.
- Costo reducido
- Requiere poco espacio físico para su construcción.
- Mínima complicación en la conexión de los equipos y el esquema de protecciones.

Desventajas:

- No existe flexibilidad en las operaciones (El mantenimiento de un disyuntor exige la salida completa del tramo involucrado).
- Falla en barra interrumpe el servicio totalmente
- Las ampliaciones de barra exigen la salida de la subestación en su totalidad.



c.2 BARRA PRINCIPAL SECCIONADA

Está constituido por dos (2) barras principales, con posibilidad de acoplamiento entre sí mediante un disyuntor y sus seccionadores asociados. En la figura 2.5 se muestra el esquema de barra seccionada.

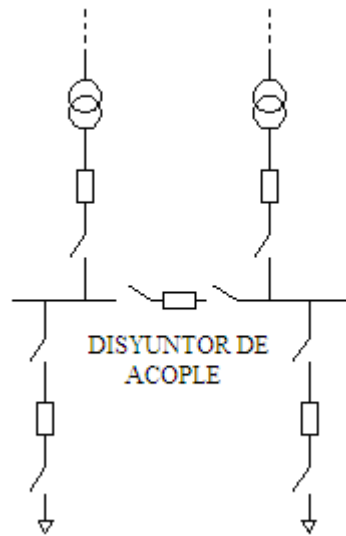


Figura 2.5 Esquema de barra principal seccionada
Fuente: Esquema de Barras en Subestaciones

Ventajas:

- Mayor continuidad del servicio
- Fácil mantenimiento de los tramos conectados a la barra
- Requiere poco espacio físico para su construcción.
- Para fallas en barra, queda fuera de servicio el tramo de la sección de barra afectada

Desventajas:

- Falla en barra puede originar racionamiento.
- El mantenimiento de un disyuntor deja fuera de servicio el tramo al cual está asociado.

c.3 BARRA PRINCIPAL CON SECCIONADORES EN DERIVACIÓN (BY-PASS)

Este esquema es similar al esquema de barra principal, y difieren en que los tramos tienen adicionalmente un seccionador en derivación (By-Pass). En la figura 2.6 se muestra el esquema de barra principal con seccionadores en derivación.

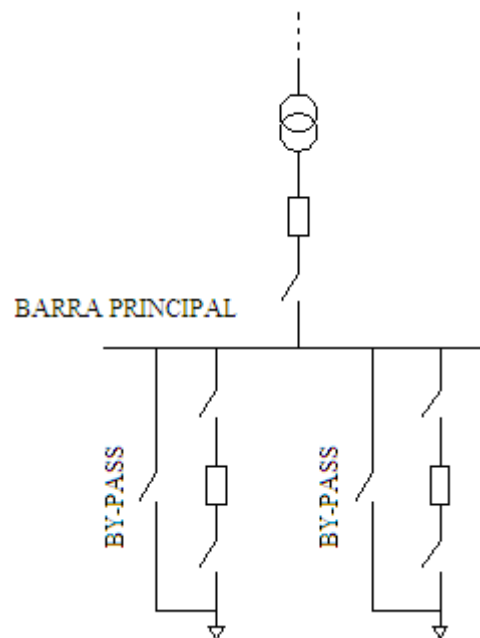


Figura 2.6 Esquema de barra principal con seccionadores en derivación (BY-PASS)
Fuente: Esquema de Barras en Subestaciones

Ventajas:

- Similar al esquema de barra simple, pero permite realizar labores de mantenimiento en los tramos sin interrumpir el servicio, a través del seccionador en derivación (By-Pass)
- Requiere poco espacio físico para su construcción.

Desventajas:

- Falla en barra interrumpe totalmente el suministro de energía.
- Las ampliaciones de barra exigen la salida de la subestación en su totalidad.



c.4 DOBLE BARRA PRINCIPAL

Está constituido por dos (2) barras principales, las cuales se acoplan entre sí mediante un disyuntor y sus seccionadores asociados. En la figura 2.7 se muestra el esquema de doble barra principal.

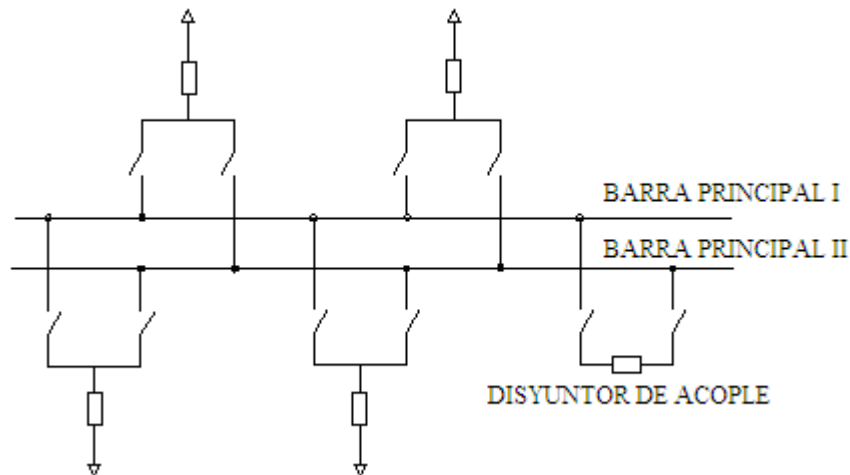


Figura 2.7 Esquema de doble barra principal
Fuente: Esquema de Barras en Subestaciones

Ventajas:

- Las labores de mantenimiento pueden ser realizadas sin interrupción del servicio.
- Facilita el mantenimiento de seccionadores de barra, afectando únicamente el tramo asociado.

Desventajas:

- La realización del mantenimiento en un disyuntor de un tramo, requiere la salida del tramo correspondiente.
- Requiere de gran espacio físico para su construcción.



c.5 BARRA PRINCIPAL Y TRANSFERENCIA

Está constituido por una barra principal y una de transferencia, que permita la transferencia de tramos. En la figura 2.8 se muestra el esquema de barra principal y transferencia.

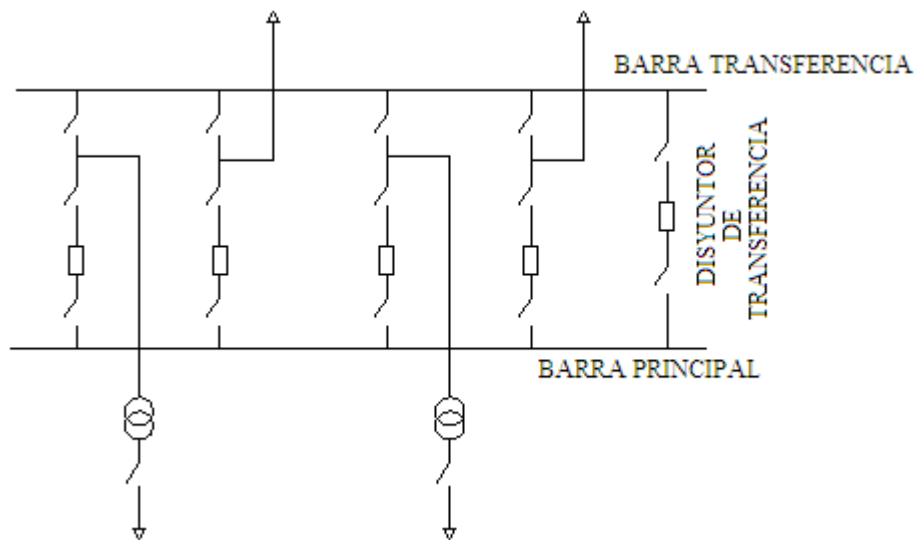


Figura 2.8 Esquema de barra principal y transferencia
Fuente: Esquema de Barras en Subestaciones

Ventajas:

- Permite la transferencia de carga de un tramo, durante el mantenimiento del disyuntor correspondiente
- Facilita el mantenimiento de seccionadores de línea y transferencia, afectando únicamente el tramo asociado.
- Requiere de poco espacio físico para su construcción.

Desventajas:

- Para la realización del mantenimiento de la barra y los seccionadores asociados, es necesario desenergizar totalmente la barra.



c.6 DOBLE BARRA PRINCIPAL CON DISYUNTOR Y MEDIO

Constituido por dos (2) barras principales interconectadas a través de dos (2) tramos de disyuntor y medio (1-1/2) a los cuales las salidas están conectadas. En la figura 2.9 se muestra el esquema doble barra principal con disyuntor y medio.

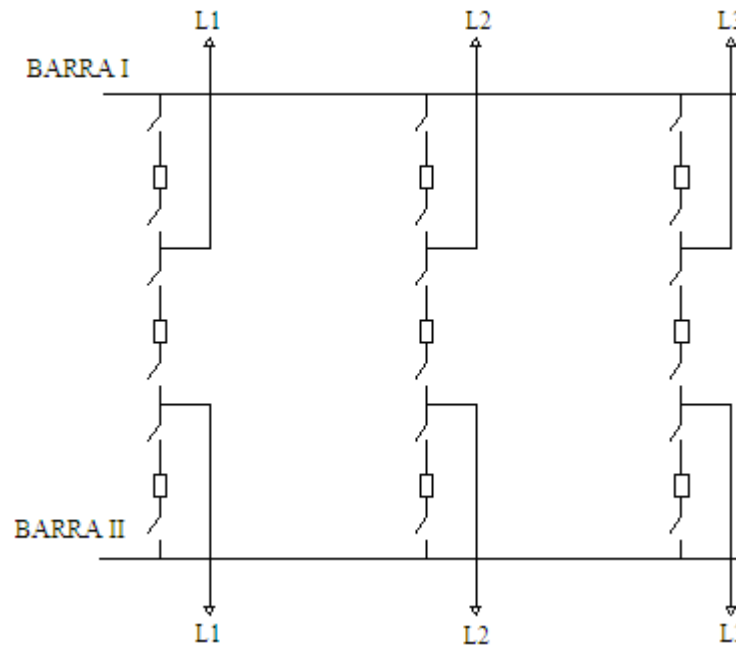


Figura 2.9 Esquema de barra principal con disyuntor y medio
Fuente: Esquema de Barras en Subestaciones

Ventajas:

- No necesita tramo de enlace de barra
- El mantenimiento de un disyuntor se puede realizar sin sacar de servicio el tramo correspondiente.

Desventajas:

- Para la realización del mantenimiento de los seccionadores conectados directamente al tramo, es necesario dejar fuera de servicio el tramo correspondiente.
- Requiere gran espacio físico para su construcción.



c.7 EN ANILLO

Este arreglo difiere conceptualmente a todos los arreglos ya mencionados, ya que no existe una barra principal propiamente dicha. En la figura 2.10 se muestra el esquema en anillo.

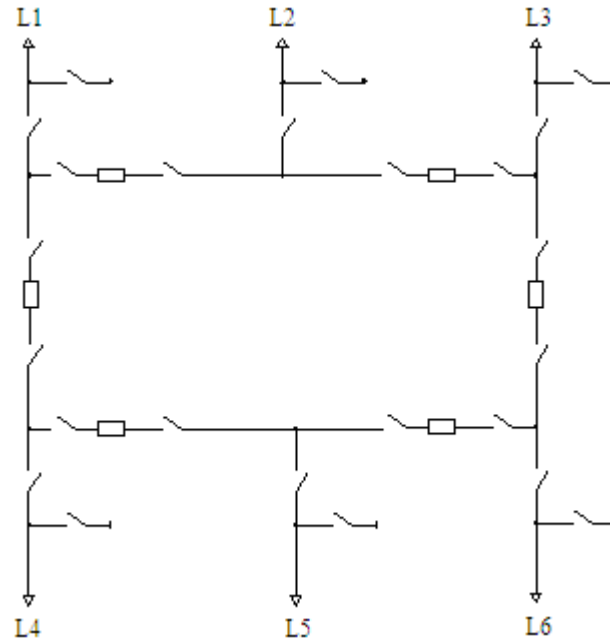


Figura 2.10 Esquema en anillo
Fuente: Esquema de Barras en Subestaciones

Ventajas:

- Existe igual número de disyuntores que número de circuitos, equiparándose así al esquema de barra simple en lo relativo a aspectos económicos.
- Si un disyuntor requiere ser reparado o ser sometido a mantenimiento, no será necesario dejar fuera de servicio a ningún tramo.

Desventajas:

- En caso de ampliación no es susceptible a ser extendido
- Requiere gran espacio físico para su construcción.
- Diseño de protecciones más complejo.



2.2.3 CORRIENTES DE CORTOCIRCUITO

El cortocircuito se define como una conexión de baja impedancia, entre dos o más puntos de un circuito que están a tensiones diferentes, se caracterizan por tener un incremento prácticamente instantáneo y varias veces superior a la corriente nominal, produciendo esfuerzos térmicos y electrodinámicos muy importantes sobre los distintos componentes de las instalaciones, pudiendo provocar daños irreparables sobre los componentes de las instalaciones sino son eliminadas rápidamente.

El conocimiento de las corrientes de cortocircuito, en los distintos puntos de la instalación, será indispensable para el diseño de los distintos componentes, tales como: barras, conductores, dispositivos de maniobra y protección, etc. Para el diseño de una instalación y la selección adecuada de los dispositivos de protección, debemos conocer las corrientes de cortocircuito máximas y mínimas en los distintos niveles. [3]

a) CORRIENTES DE CORTOCIRCUITO MÁXIMAS

Estas corrientes corresponden a un cortocircuito en los bornes de salida del dispositivo de protección, considerando la configuración de la red y al tipo de cortocircuito de mayor aporte. En general, en las instalaciones de baja tensión el tipo de cortocircuito de mayor aporte es el trifásico. Estas corrientes se utilizan para determinar, el poder de corte y de cierre de los interruptores, y los esfuerzos térmicos y electrodinámicos en los componentes. [3]

b) CORRIENTES DE CORTOCIRCUITO MÍNIMAS

Estas corrientes corresponden a un cortocircuito en el extremo del circuito protegido, considerando la configuración de la red y al tipo de cortocircuito de menor aporte. En las instalaciones de baja tensión los tipos de cortocircuito de menor aporte son el fase-neutro (circuitos con neutro) o entre dos fases (circuitos sin neutro). Estas corrientes se utilizan para



determinar el ajuste de los dispositivos de protección para la protección de los conductores frente a cortocircuito [3].

c) ORIGEN DE LOS CORTOCIRCUITOS

- ✓ Deterioro o perforación del aislamiento: debido a calentamientos excesivos prolongados, ambiente corrosivo o envejecimiento natural.
- ✓ Problemas mecánicos: rotura de conductores o aisladores por objetos extraños o animales, ramas de árboles en líneas aéreas e impactos en cables subterráneos.
- ✓ Sobretensiones debido a descargas atmosféricas, maniobras o a defectos.
- ✓ Factores humanos: falsas maniobras, sustitución inadecuada de materiales, etc.
- ✓ Otras causas: vandalismos, incendios, inundaciones, etc. [3]

d) CONSECUENCIAS DE LOS CORTOCIRCUITOS

Las consecuencias de los cortocircuitos son variables dependiendo de la naturaleza y duración de las fallas, el punto de la instalación afectado y la magnitud de las corrientes [3]. En general podemos considerar algunos de los siguientes efectos:

- ✓ En el punto de falla: la presencia de arcos con deterioro de los aislantes, fusión de los conductores, principio de incendio y riesgo para las personas.
- ✓ Para el circuito o equipo defectuoso:
 - Esfuerzos electrodinámicos, con deformación de los juegos de barras, deformación de los conductores, rotura de aisladores, averías en el embobinado de transformadores o máquinas eléctricas rotativas.
 - Esfuerzo térmicos, con sobrecalentamientos con riesgo de deterioros de los aislantes.
- ✓ Para el resto de la instalación: disminución de la tensión durante el tiempo de eliminación de la falla, fuera de servicio de una parte de la instalación, perturbaciones en los circuitos de control y comunicaciones.



e) FUENTES QUE APORTAN AL CORTOCIRCUITO

Las fuentes que aportan al cortocircuito se denominan elementos activos, y son esencialmente las máquinas eléctricas rotativas [3]. Los elementos activos que se consideran normalmente son los siguientes:

- Red de suministro de energía eléctrica.
- Máquinas eléctricas sincrónicas (generadores y motores).
- Máquinas eléctricas asincrónicas (motores).

f) MÉTODOS PARA EL CÁLCULO DE CORRIENTE DE CORTOCIRCUITOS [19]

f.1 MÉTODO DE LAS IMPEDANCIAS

Este método permite calcular las corrientes de cortocircuito en cualquier punto de una instalación, con una precisión aceptable. Consiste en sumar separadamente las diferentes resistencias y reactancias del sistema, hasta el punto considerado, calculando también la impedancia correspondiente [19]. La I_{cc} se obtiene aplicando la ley de Ohm, tal como se muestra en la ecuación 2.1.

$$I_{cc} = \frac{V_n}{\Sigma(Z)} \quad \text{Ecuación 2.1}$$

Donde:

V_n Tensión nominal de la red.

Z Impedancias

Para aplicar este método es imprescindible conocer todas las características de los diferentes elementos del sistema, es aplicable para fallas equilibradas (Fallas Trifásicas).

Una falla trifásica corresponde a la unión de las tres fases. La intensidad de cortocircuito I_{cc_3} se obtiene a partir de la ecuación 2.2.



$$I_{cc_3} = \frac{U/\sqrt{3}}{Z_{cc}} \quad \text{Ecuación 2.2}$$

Siendo U la tensión entre fases la que corresponde a la tensión de vacío del transformador, cuyo valor es superior entre un 3% y 5% a la tensión en bornes de la carga. [19]

El cálculo de la corriente de cortocircuito se reduce entonces al cálculo de la impedancia Z_{cc} , impedancia equivalente a todas las impedancias de las fuentes y las líneas recorridas por I_{cc} desde el generador hasta el punto de falla. [19]

Se considera normalmente que la falla trifásica es la que provoca las corrientes más elevadas. En efecto, la corriente de falla en el esquema equivalente trifásico, solo esta limitada por la impedancia de una fase bajo la tensión de fase de la red. El cálculo de I_{cc} es indispensable para elegir los materiales (intensidades y esfuerzos electrodinámicos máximos a soportar). La figura 2.11 muestra el circuito equivalente de un cortocircuito trifásico. [19]

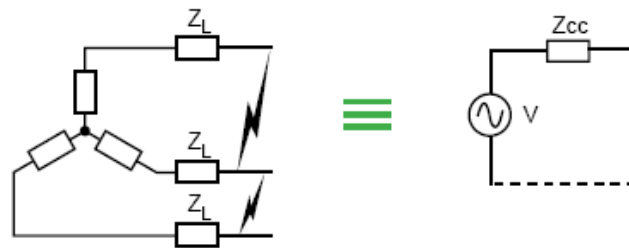


Figura 2.11 Corriente de cortocircuito trifásica

Fuente: Cuaderno Técnico nº 158. Cálculo de corrientes de cortocircuito Schneider Electric

f.2 MÉTODO DE LAS COMPONENTES SIMÉTRICAS

El cálculo de cortocircuito con la ayuda de las componentes simétricas resulta particularmente útil para el caso de fallas en redes trifásicas desequilibradas, porque las impedancias clásicas, R y



X llamadas cíclicas, no se pueden utilizar debido, por ejemplo, a los fenómenos magnéticos [19]. Por tanto, es necesario este tipo de cálculo para los siguientes casos:

- Si se trata de un sistema no simétrico de tensiones y corrientes (vectores de Fresnel con módulos diferentes y desfases diferentes de 120°); es el caso de un cortocircuito monofásico (fase-tierra), bifásico, o bifásico con tierra.
- Si la red tiene máquinas rotativas y transformadores especiales (conexión estrella-estrella neutro, por ejemplo).

Este método es aplicable a cualquier tipo de red de distribución radial a cualquier tensión.

✓ **REPASO DE LA TEORÍA DE LAS COMPONENTES SIMÉTRICAS**

Así como el teorema de Leblanc dice que un campo alterno rectilíneo de amplitud senoidal equivale a dos campos rotativos de sentidos inversos, la definición de las componentes simétricas se basa en la equivalencia entre un sistema trifásico desequilibrado y la suma de tres sistemas trifásicos equilibrados: directo, inverso y homopolar. Para el cálculo de las corrientes de falla se utiliza el principio de superposición. [19]

Para la explicación que sigue, el sistema se define tomando la corriente \bar{I}_1 como referencia de rotación, con:

- ✓ \bar{I}_{1d} como su componente directa,
- ✓ \bar{I}_{1i} como su componente inversa,
- ✓ \bar{I}_{1o} como su componente homopolar, y que utiliza el operador (a) entre $\bar{I}_1, \bar{I}_2, \bar{I}_3$, ver la ecuación 2.3.



Capítulo II – Marco Teórico

$$a = e^{j\frac{2\pi}{3}} = -\frac{1}{2} + j\frac{\sqrt{3}}{2} = 1\angle 120^\circ \quad \text{Ecuación 2.3}$$

Este principio, aplicado a un sistema de corrientes, se verifica mediante la siguiente construcción gráfica, figura 2.12:

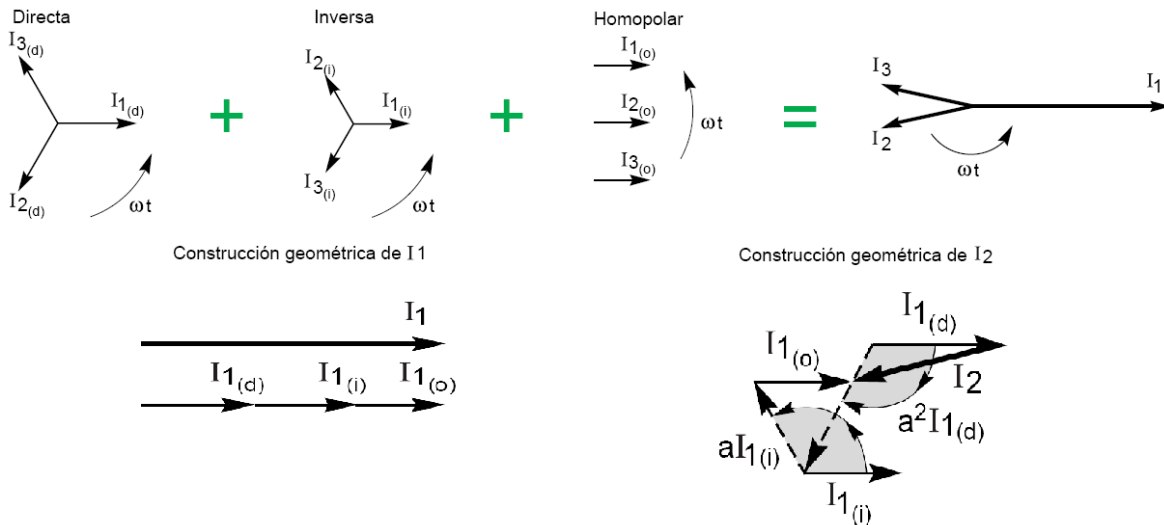


Figura 2.12 Construcción grafica de la suma de tres sistemas trifásicos
 Fuente: Cuaderno Técnico nº 158. Cálculo de corrientes de cortocircuito Schneider Electric

La suma grafica para las corrientes \bar{I}_1 , \bar{I}_2 e \bar{I}_3 se expresan según la ecuación 2.4.

$$\begin{cases} \bar{I}_1 = \bar{I}_{1d} + \bar{I}_{1i} + \bar{I}_{1o} \\ \bar{I}_2 = a^2 \cdot \bar{I}_{1d} + a \cdot \bar{I}_{1i} + \bar{I}_{1o} \\ \bar{I}_3 = a \cdot \bar{I}_{1d} + a^2 \cdot \bar{I}_{1i} + \bar{I}_{1o} \end{cases} \quad \text{Ecuación 2.4}$$

Estas componentes simétricas de corriente están relacionadas con las componentes simétricas de tensión por las impedancias correspondientes, tal como lo muestra la ecuación 2.5.



$$\left\{ \begin{array}{l} Z_d = \frac{V_d}{I_d} \\ Z_i = \frac{V_i}{I_i} \\ Z_o = \frac{V_o}{I_o} \end{array} \right. \quad \text{Ecuación 2.5}$$

Estas impedancias se definen a partir de las características de los diferentes elementos (indicados por los constructores) de la red eléctrica estudiada. Con estas características hay que resaltar que $Z_i \approx Z_d$ salvo para las máquinas rotativas, cuando Z_o varía según los elementos. La tabla 2.1 muestra la característica homopolar de los diferentes elementos de una red eléctrica.

Tabla 2.1 Característica homopolar de los diferentes elementos de una red eléctrica

ELEMENTOS	Zo	
Transformador (Visto lado secundario)		
Sin neutro	∞	
Yyn o Zyn	Flujo libre	∞
	Flujo forzado	10 a 15 Xd
Dyn o YNyn	Xd	
Primario D o Y + Zn	0,1 a 0,2 Xd	
Maquinas		
Síncrona	$\approx 0,5 Z_d$	
Asíncrona	≈ 0	
Línea	$\approx 3 Z_d$	

Fuente: Cuaderno Técnico nº 158. Cálculo de corrientes de cortocircuito Schneider Electric

2.2.4 SISTEMA DE PROTECCIONES ELÉCTRICAS

Este sistema es el encargado de detectar y localizar la falla así como de retirar rápidamente del sistema de potencia la parte fallada, permitiendo que el resto continúe prestando un buen servicio. Esta tarea la lleva a cabo haciendo uso de los transformadores de protección, relés de protección y de los interruptores.



Capítulo II – Marco Teórico

Para realizar la función fundamental de retirar del sistema únicamente el elemento fallado se utilizan interruptores o disyuntores, que permiten seccionar el sistema de potencia. Es evidente que a mayor cantidad de interruptores que se utilicen, es menor la parte del sistema que debe retirar de servicio para eliminar la falla. Sin embargo, lo normal es colocarlos en las partes fundamentales del sistema de potencia. [22]

En la protección de sistemas de potencia no es conveniente confiar en una sola posibilidad de despeje de falla, esto debido a que los equipos de protección están sujetos al igual que los equipos del sistema de potencia a fallar, si no existiera algún método que permitiera respaldar a una protección fallada, una falla podría permanecer de forma indefinida causando grandes daños al sistema de potencia y a los equipos que lo conforman, sin olvidar a los usuarios que disfrutan del servicio.

Por esta razón, se diseña el sistema de protecciones de tal forma que presente lo que se llama protección primaria, de alta velocidad, y en caso que la protección primaria falle, presenta una segunda alternativa llamada protección de respaldo. Esta protección de respaldo sirve de protección primaria cuando se hace mantenimiento a los dispositivos de la protección primaria.

En algunas ocasiones, según la importancia del sistema o de los consumidores, es recomendable recurrir a un segundo nivel de protecciones dentro de la misma subestación. Esta se conoce como protección secundaria, la cual es un poco retardada y actúa antes de recurrir a la protección de respaldo. [5]

Se define entonces:

- ✓ **Protección primaria:** La protección primaria tiene por objeto despejar la falla a alta velocidad para permitir continuar prestando servicio a los consumidores no afectados por la falla y al mismo tiempo, reducir los daños causados a los equipos bajo falla.



- ✓ **Protección de respaldo:** Dicha protección tiene por objeto despejar la falla en caso de que la protección primaria no lo haga en el tiempo estipulado. Sin embargo, puesto que todos los equipos en el sistema están sujetos a fallas, es necesario que para garantizar un respaldo confiable, este debe ser ejecutado con equipos completamente diferentes a los que realizan la protección primaria, ya que se corre el riesgo que la falla que afectó a la protección primaria, afecte a la protección de respaldo. Por esta razón se opta a que ésta protección esté ubicada en un área remota.
- ✓ **Protección secundaria:** Es la protección que actúa con un poco de retardo respecto a la primaria y está ubicada en la misma área que la protección primaria. Se recomienda que sean independientes los equipos que realizan la protección primaria y la secundaria, ya que de fallar la fuente que los alimenta a las dos por ejemplo, fallarían las dos protecciones. [5]

a) COMPONENTES DEL SISTEMA DE PROTECCIONES ELÉCTRICAS

- ✓ **Transformadores de protecciones:** son los elementos que permiten obtener la información acerca de las condiciones de operación de un sistema de potencia, en la forma de señales secundarias de corriente o de tensión proporcionales a las magnitudes primarias. Bajo este término común se agrupan los transformadores de corriente (TC) y de potencial (TP). Se pueden entender como una interfaz de ajuste entre el sistema de potencia y los relés de protección. Reducen los parámetros de corriente y de potencial, respectivamente, a valores adecuados para alimentar las entradas de los dispositivos de detección. [27].
- ✓ **Relés de Protección:** son los elementos que reciben la información de los transformadores de protección y que son capaces de discriminar entre una condición normal y anormal. Cuando el relé detecta una condición anormal inicia su acción “opera”, generalmente a través de contactos que se cierran o se abren y que, en forma directa o indirecta, habilitan los circuitos de apertura o desenganche de los interruptores de potencia. [27].



- ✓ **Interruptores:** son dispositivos que cumplen con la función de aislar o desconectar los equipos, ya sea por operación de las protecciones o de las personas que manejan el sistema eléctrico. Son gobernados por los relés y operan directamente al sistema de potencia. [27].
- ✓ **Circuitos de control:** Conjunto de elementos que interconectan a los tres componentes anteriores. Entre estos elementos se puede mencionar: alambrados; regletas de conexiones; switches; relés auxiliares; lámparas de señalización; dispositivos anunciadores; etc. [27].

b) FUNCIONES PRINCIPALES DEL SISTEMA DE PROTECCIONES ELÉCTRICAS

- ✓ Retirar rápidamente del servicio cualquier elemento o equipo en donde una condición anormal pueda poner en peligro al sistema o al equipo, como es el caso de un elemento en cortocircuito o una sobrecarga mantenida.
- ✓ Accionar señales sonoras o luminosas cuando se presente una condición anormal que pueda afectar el sistema, a objeto de que el personal de operaciones tome las medidas pertinentes.
- ✓ Impedir maniobras incorrectas que pueda cometer el personal de operación y afecte al sistema de potencia.
- ✓ Seccionar el sistema de potencia en el punto mas adecuado frente a una pérdida de generación o frente a una pérdida de sincronismo. [22].

c) FUNCIONES SECUNDARIAS DEL SISTEMA DE PROTECCIONES ELÉCTRICAS

- ✓ Reducir los daños ocasionados por la falla a los equipos, retirando rápidamente del servicio al equipo fallado.
- ✓ Registrar que tipo de falla ha ocurrido.
- ✓ Determinar la localización exacta de la falla.
- ✓ Elaborar registros de evolución de la falla.



- ✓ Llevar registros del número de fallas.
- ✓ Indagar si la falla es de tipo transitoria o permanente, de ser transitoria debe restablecer el servicio.

Es imposible enumerar las funciones que debe realizar un sistema de protecciones, sin embargo, puede decirse que, en general, debe realizar todas aquellas funciones tendientes a evitar que afecte la calidad y continuidad del servicio, y mantener en su más alto grado de explotación y rentabilidad al sistema de potencia. [22].

d) CARACTERÍSTICAS DE LOS SISTEMAS DE PROTECCIONES

Puesto que el sistema de protecciones debe cumplir con el objetivo fundamental de mantener la calidad y continuidad del servicio, y mantener al sistema en su más alto grado de explotación, es posible deducir las características principales que debe presentar un sistema de protecciones, tales como:

- ✓ **Sensibilidad:** Poseer la suficiente sensibilidad para detectar las fallas que afectan al sistema.
- ✓ **Selectividad:** Ser capaz de determinar la ubicación de la falla para retirarla del sistema.
- ✓ **Velocidad:** Determinar con qué velocidad debe despejar la falla y poseer la velocidad adecuada para ello.
- ✓ **Confiabledad:** Debe presentar la suficiente seguridad para garantizar que al ocurrir la falla, ésta sea despejada.
- ✓ **Estabilidad:** Debe ser lo suficientemente estable para no actuar innecesariamente y evitar retirar elementos sanos del sistema de potencia [22].

2.2.5 GENERALIDADES SOBRE LOS RELÉS

Un relé es simplemente un elemento de vigilancia que recibe una o varias señales del sistema de potencia y actúa dependiendo de la información recibida, abriendo o cerrando contactos, dando generalmente órdenes de apertura a uno o varios interruptores [5].

Algunos relés presentan una construcción similar a la de un contactor, sin embargo, la aplicación es totalmente diferente. El contactor solamente recibe órdenes de abrir o cerrar circuitos de potencia. Por el contrario, el relé recibe información permanentemente y solamente actúa cuando detecta una condición de falla [5].

Los relés pueden construirse con diversas tecnologías o principios de operación. Sin embargo, en la actualidad podemos agrupar los relés existentes en tres grupos básicos:

- ✓ **Relés de Atracción de Armadura:** Son relés que utilizan como base de operación principios electromagnéticos, al igual que los contactores. El tiempo de operación es de tipo instantáneo acción inmediata. Si se desea retardar la orden de disparo del interruptor, se debe recurrir a un relé de tiempo, intermediario entre el relé de protección y el interruptor, que permita ajustar el tiempo de disparo deseado. En la figura 2.13 se muestra el esquema de funcionamiento de un relé de atracción de armadura.

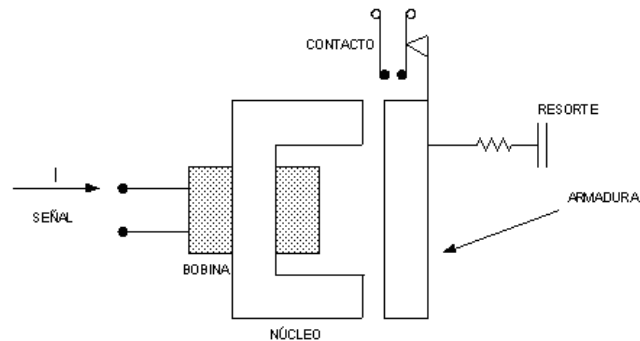


Figura 2.13 Relé de atracción de armadura

Fuente: Guía de prácticas para el laboratorio de protecciones eléctricas. Coa S. y Sierra A.

- ✓ **Relés De Inducción:** Son los relés que utilizan como base de operación principios de inducción, al igual que los motores. El tiempo de operación de este tipo de relés es ajustable, modificando el tiempo que debe recorrer el inducido para cerrar el contacto. Son definidos como de tiempo inverso, a mayor señal menor tiempo, ya que la velocidad del giro del inducido depende de la magnitud del torque y por lo tanto de la magnitud de la señal. En la figura 2.24 se muestra el esquema de funcionamiento de un relé de inducción.

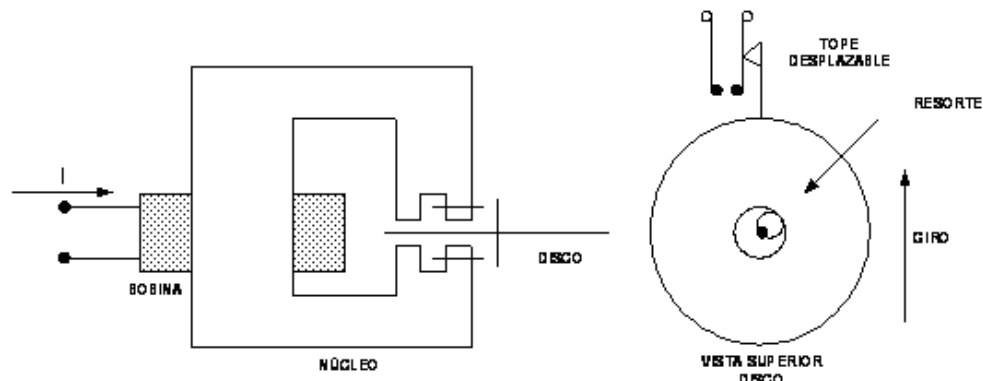


Figura 2.14 Relé de inducción

Fuente: Guía de prácticas para el laboratorio de protecciones eléctricas. Coa S. y Sierra A.

- ✓ **Relés Electrónicos:** Son los relés donde los procesos se realizan por medio de elementos electrónicos. Este tipo de relés presenta la ventaja de que su característica de operación se puede modificar fácilmente, y por lo tanto, se pueden obtener tiempos de operación instantáneos o retardados, e igualmente, se pueden obtener las características inversas que se deseen. Dentro de estos relés podemos nombrar tres clases, a saber:
- **Relés Analógicos:** Son relés donde las operaciones son realizadas por elementos electrónicos utilizando señales de valor muy reducido, pero muy similares a las señales originales, es decir, utilizan señales de naturaleza alterna, al igual que los relés de atracción de armadura o los relés de inducción.
 - **Relés Digitales:** Son relés que transforman las señales originales que reciben, en señales digitales, ondas rectangulares y las procesan mediante circuitos lógicos.



- **Relés Numéricos:** Son relés que muestrean numéricamente y en forma secuencial los valores instantáneos de las señales originales que reciben, las procesan mediante el empleo de elementos microprocesadores, utilizando métodos numéricos.

a) RELÉ DE SOBRECORRIENTE

El relé de sobrecorriente a través de los transformadores de corriente, monitorea una determinada corriente que puede ser para una condición normal o para cuando ocurre una falla en el sistema. Este dispositivo se calibra de tal manera que exista un valor de corriente nominal y se determina a qué valor se desea hacer operar los interruptores del sistema de potencia.

Su principio de operación se basa en la detección de nivel, éste es el principio de operación más simple. La magnitud de las corrientes de fallas son por lo general mayores que las corriente de carga normal que aparecen en los sistemas de potencia. Por lo tanto, se puede fijar un límite de corriente para la protección, de forma tal, que cualquier corriente por encima de este nivel, evidencia la existencia de una falla o condición anormal en la zona. El nivel por encima del cual el relé opera se conoce como nivel de “pick-up” o elevación. Para toda corriente por encima del “pick-up”, el relé actúa y por debajo de éste no realiza ninguna acción.

Los relés de sobrecorriente se pueden clasificar de acuerdo a su característica de operación como:

- Relés de tiempo definido
- Relés de tiempo inverso

a.1 RELÉS DE TIEMPO DEFINIDO

Este relé se define como aquel que una vez puesto en trabajo, es prácticamente independiente de la magnitud de la señal. La coordinación por tiempo, simplemente consiste en permitir que los relés actúen y ajustar sus tiempos de operación a valores diferentes. Este tipo de protección presenta el inconveniente para la coordinación de que el tiempo de despeje de la falla aumenta hacia la fuente, dando como resultado que las fallas de alta corriente se despejen con tiempos cada vez mayores. Su característica de operación se muestra en la figura 2.15.

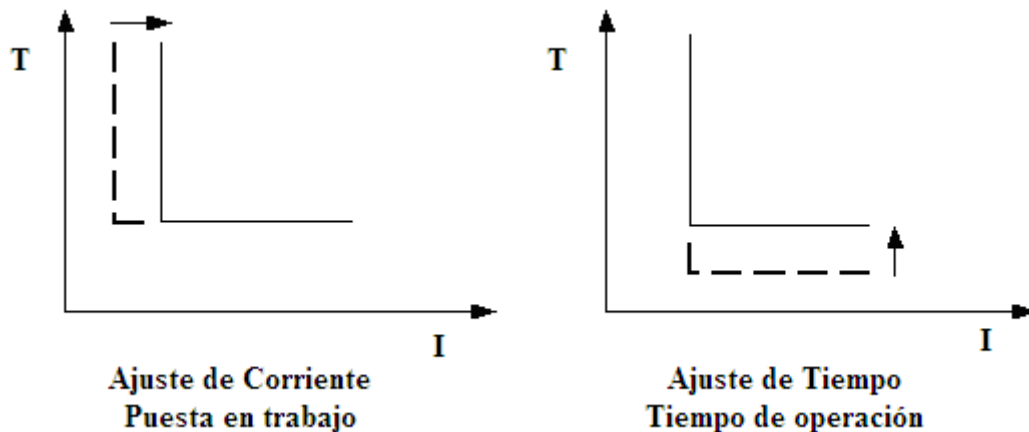


Figura 2.15 Característica de operación tiempo definido

Fuente: Guía de prácticas para el laboratorio de protecciones eléctricas. Coa S. y Sierra A.

a.2 RELÉS DE TIEMPO INVERSO

En los relés de tiempo inverso los criterios de diseño de la protección son los mismos que se utilizan en la protección con relés de tiempo definido, con la diferencia que el relé presenta una curva de tiempo inverso en lugar de tiempo constante o definido. Este tipo de relé tiene la ventaja de que el tiempo que tarda en operar una vez puesto en trabajo, es menor en la medida que la magnitud de la señal sea mayor. Su característica de operación se muestra en la figura 2.16.

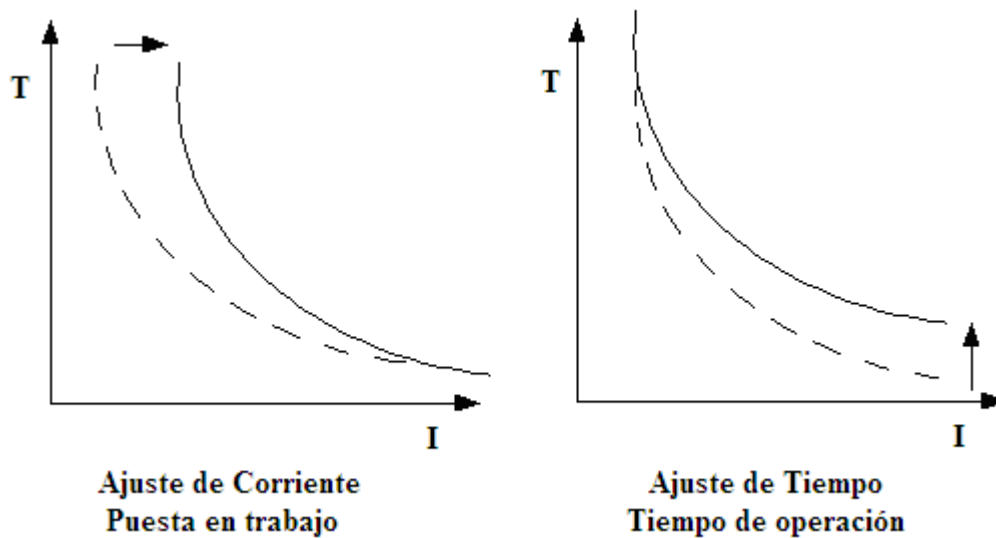


Figura 2.16 Característica de operación tiempo inverso

Fuente: Guía de prácticas para el laboratorio de protecciones eléctricas. Coa S. y Sierra A.

Para determinar el ajuste de corriente en estos equipos, se procede a definir un termino muy importante, como lo es la corriente arranque de operación o corriente de pick-up, la cual establece el ajuste que debe tener el relé de acuerdo a las necesidades del sistema de potencia, es decir, define una base de corriente para poder manipular las curvas de operación.

Una vez establecida la corriente de Pick-up, se procede a ajustar el rango de corriente de operación en el relé (taps), lo cual permite entrar a las curvas y predeterminar los tiempos de operación del equipo.

b) RELÉ DIFERENCIAL

Es un relé de doble señal que en su zona de protección compara las corrientes continuamente. Mientras las corrientes tengan el mismo valor y fase, no se producirá el funcionamiento del relé. Este principio es muy sencillo y se basa en tomar una muestra de la misma corriente en dos puntos diferentes (entrada y salida de un devanado), por lo tanto la lectura debería ser la misma



ya que es la misma corriente. De existir una falla entre los dos puntos, las lecturas dejan de ser iguales, ya que las dos corrientes no son las mismas.

c) RELÉ DE RECIERRE

Es un dispositivo que al ocurrir una falla en el sistema y ser detectada recibe una señal de otro relé que manda a dar la apertura de una línea y de acuerdo a esto, puede dar orden a los interruptores de abrir o cerrar sus contactos. El relé puede ser programado para dar recierre en varias oportunidades, debido a que las fallas que pasan en los sistemas de potencia son de origen transitorio y así poder darle continuidad al servicio en caso de ocurran este tipo de fallas.

d) RELÉ DE IMPEDANCIA

Es un tipo de relé de doble señal que se basa en la comparación de tensiones y corrientes de una línea de transmisión para determinar los valores de impedancia, que son proporcionales a la distancia de una falla. Su uso se debe a la necesidad de proteger las líneas de transmisión de los sistemas de potencia. Estos relés tienen un alcance que se podría definir como la frontera que tienen para poder ver la falla, es decir, es el límite hasta el cual el relé puede disparar.

2.2.6 GENERALIDADES SOBRE LOS RECONECTADORES

El reconector es un interruptor con reconexión automática, instalado preferentemente en líneas de distribución. Es un dispositivo de protección capaz de detectar una sobrecorriente, interrumpirla y reconectar automáticamente para reenergizar la línea. Está dotado de un control que le permite realizar varias reconexiones sucesivas, pudiendo además, variar el intervalo y la secuencia de estas reconexiones. De esta manera, si la falla es de carácter permanente el reconector abre en forma definitiva después de cierto número programado de operaciones, de modo que aísla la sección fallada de la parte principal del sistema.



La tarea principal de un reconectador entonces es discriminar entre una falla temporal y una de carácter permanente, dándole a la primera tiempo para que se aclare sola a través de sucesivas reconexiones; o bien, sea despejada por el elemento de protección correspondiente instalado aguas abajo de la posición del reconectador, si esta falla es de carácter permanente.

Los reconectadores pueden ser programados para un máximo de cuatro aperturas y tres reconexiones. Los tiempos de apertura pueden determinarse de curvas características tiempo-corriente, las cuales proporciona el fabricante. Cada punto de las curvas características representa el tiempo de actuación del reconectador para un determinado valor de corriente de falla. Es importante destacar que este dispositivo consta de dos tipos de curvas, una de operación rápida y una segunda de operación retardada. Existen varios modelos de reconectadores sean trifásicos o monofásicos, sin embargo, todos funcionan bajo el mismo principio. [8]

Para comprender mejor la secuencia de trabajo de un reconectador eléctrico se deben observar los siguientes puntos:

1. **Tiempo de reconexión:** Son los intervalos de tiempo en que los contactos del reconectador permanecen abiertos entre una apertura y una orden de cierre o de reconexión.
2. **Tiempo de reposición:** Es el tiempo después del cual el reconectador repone su programación, cuando su secuencia de operación se ha cumplido parcialmente, debido a que la falla era de carácter temporal o fue aclarada por otro elemento de protección.
3. **Corriente mínima de operación:** Es el valor mínimo de corriente para el cual el reconectador comienza a ejecutar su secuencia de operación programada. La secuencia de operación típica de un reconectador para abrir en caso de una falla permanente se muestra en la figura 2.17, donde se ha supuesto que la programación es C 22, es decir, dos aperturas rápidas (Curvas A) y dos aperturas lentas (Curvas C), para la magnitud de corriente de falla correspondiente.

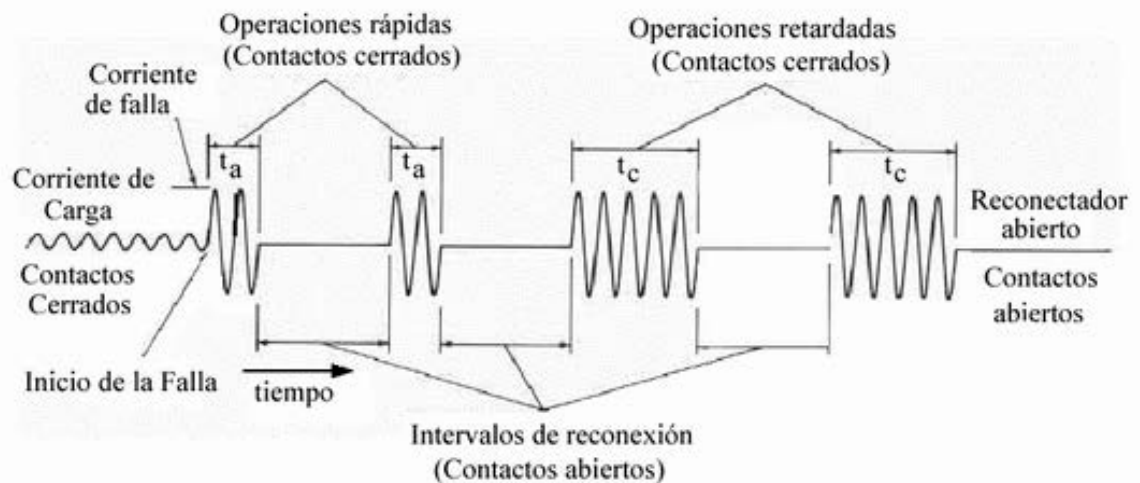


Figura 2.17 Secuencia de operación típica de un reconectador
Fuente: Felipe A. Yam Pérez

Según la Figura 2.17, en condiciones normales de servicio, por la línea protegida circula la corriente de carga normal. Si ocurre una falla aguas abajo de la instalación del reconectador y la corriente del cortocircuito es mayor a la corriente mínima de operación preestablecida, el reconectador opera por primera vez según la curva rápida A en un tiempo “ t_a ”. Permanece abierto durante un cierto tiempo, usualmente 1 segundo, al cabo del cual reconecta la línea fallada.

Si la falla ha desaparecido el reconectador permanece cerrado y se restablece el servicio. Si por el contrario, la falla permanece, el reconectador opera por segunda vez en curva rápida A y después de “ t_a ” segundos abre nuevamente sus contactos. Luego de cumplirse el segundo tiempo de reconexión el reconectador cierra sus contactos y si aún la falla persiste, abre por tercera vez pero de acuerdo al tiempo de actuación “ t_c ” correspondiente a la curva lenta tipo C.

Una vez que se cumple el tiempo de la tercera y última reconexión, reconecta por última vez cerrando sus contactos. Si aún la falla está presente, el reconectador al cabo de “ t_c ” segundos abre definitivamente. En caso que el reconectador no haya completado su secuencia de operación, después de transcurrido el tiempo de reposición, repone su programación que tenía antes que



ocurriera la falla, quedando en condiciones de ejecutar completamente su secuencia de operación en caso de presentarse una nueva condición de falla en la línea.

El reconector interrumpirá las corrientes de falla de modo efectivo únicamente si se usa dentro de sus valores nominales especificados. Antes de instalarlo, se debe revisar los valores nominales dados en la placa de datos y compararlos con las características del sistema en el punto de aplicación. [27]

2.2.7 COORDINACIÓN DE PROTECCIONES DE SOBRECORRIENTE EN SISTEMAS RADIALES

La selectividad o discriminación es la cualidad de un sistema de protección que le permite distinguir entre aquellas condiciones para las cuales está pensado para operar y aquellas para las cuales no debe operar. El proceso de ajustar la selectividad se denomina “coordinación de protecciones” [28].

Para un sistema radial, la coordinación de protecciones de sobrecorriente selecciona los ajustes de los relés temporizados de tal manera que operen rápidamente para fallas en su zona y den respaldo a los relés de las zonas ubicadas aguas abajo de su punto de ubicación [28].

Tradicionalmente, la coordinación de protecciones en sistemas eléctricos ha consistido en la aplicación de procedimientos o algoritmos mediante los cuales se busca empíricamente la optimización. Estos algoritmos se ejecutan en forma manual o con software comercial que asiste en forma gráfica el proceso manual [28].

Entre los dispositivos de protección de sobrecorriente más utilizados en sistemas eléctricos están los relés de sobrecorriente y fusibles en todos los niveles de tensión y los interruptores termomagnéticos en baja tensión [28].



a) RELÉS DE TIEMPO INVERSO

Los relés de sobrecorriente temporizados de “tiempo inverso” el tiempo de operación es inversamente proporcional a la magnitud de la corriente observada [28], ver figura 2.18.

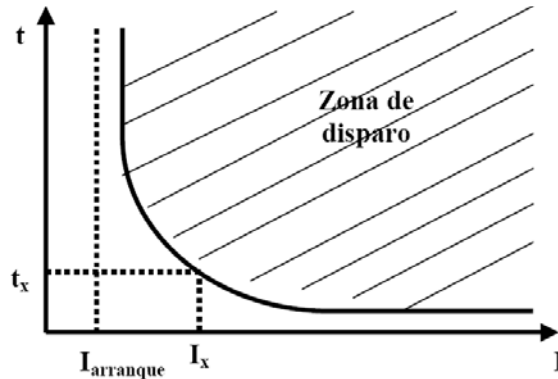


Figura 2.18 Curva de operación de un relé de tiempo inverso
Fuente: Universidad Tecnológica de Pereira. Carlos Zapata y German Mejía

Existen varios tipos de curvas de tiempo inverso las cuales, por lo general, se modelan mediante ecuaciones exponenciales [28], como por ejemplo:

$$t_{\text{operación}} = \text{DIAL} \cdot \left(b + \frac{a}{M^n - 1} \right) \quad \text{Ecuación 2.6}$$

Donde **a**, **b** y **n** son constantes particulares de cada tipo de curva, **M** es la relación entre corriente observada por el relé y la corriente de arranque (I/I_{arranque}) y **DIAL** es el factor de escala para un tipo de curva dado [28]. Los valores para **a**, **b** y **n** se muestran en la Tabla 2.2 y en la tabla 2.3.

Tabla 2.2 Constantes de forma para ecuación exponencial según normas IEC

Tipo de Curva	a	b	n
Inversa	0,14	0	0,02
Muy Inversa	13,5	0	1
Extremadamente Inversa	80	0	2
Inversa Larga	120	0	1

Fuente: Universidad Tecnológica de Pereira. Carlos Zapata y German Mejía



Tabla 2.3 Constantes de forma para ecuación exponencial según normas ANSI

Tipo de Curva	a	b	n
Moderadamente Inversa	0,0104	0,0226	0,02
Inversa	5,95	0,180	2
Muy Inversa	3,88	0,0963	2
Extremadamente Inversa	5,67	0,0352	2

Fuente: Universidad Tecnológica de Pereira. Carlos Zapata y German Mejía

a.1 CORRIENTE DE ARRANQUE

Es el valor a partir del cual comienza la operación temporizada del relé. En relés modernos, los valores de ajuste se expresan como múltiplos y submúltiplos de la corriente nominal (1 ó 5 dependiendo del TC). Por ejemplo 0.4 a 4.0 veces I_{nom} en pasos de 0.01. En relés antiguos se utilizaba el concepto de “TAPS” o valores discretos de corriente (5, 6, 8, 10 A).

Es común presentar el eje horizontal de las curvas de operación de los relés de tiempo inverso como múltiplos de la corriente de arranque (M ó xI).

a.2 DIAL

Permite obtener diferentes tiempos de operación para un mismo tipo de curva y una corriente dada. En relés modernos los pasos de dial son muy cercanos entre sí. Por ejemplo, 0,1 a 1 en pasos de 0,05 que equivale a 18 curvas. Esto permite considerar el ajuste de dial como una función continua. En relés antiguos, el dial son números con los cuales se “bautiza” a cada curva de operación. Por ejemplo, $\frac{1}{2}$, 1, 2 hasta 11, en pasos de 1. Estos números son nombres y no corresponden a factores de ecuación alguna. En la Figura 2.19 se muestra la característica de operación de un relé de tiempo inverso.

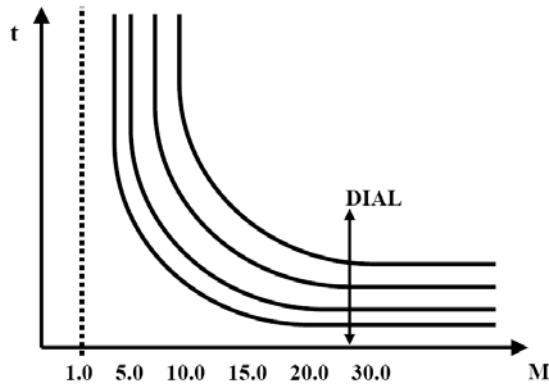


Figura 2.19 Curva de operación de un relé de tiempo inverso
Fuente: Universidad Tecnológica de Pereira. Carlos Zapata y German Mejía

Una vez se seleccionan el tipo de curva de operación del relé y la corriente nominal se procede a determinar los mejores valores de Iarranque y DIAL aplicando los criterios y procedimientos de coordinación de protecciones.

b) PROCEDIMIENTO DE COORDINACIÓN DE RELES DE SOBRECORRIENTE EN SISTEMAS RADIALES

Puesto que en una red radial la corriente de cortocircuito disminuye conforme la falla se aleja de la fuente, la curva de tiempo inverso es conveniente para ofrecer operación rápida ante fallas en la zona propia del relé y respaldo a los relés ubicados en la zona aguas abajo, como se muestra en la Figura 2.20.

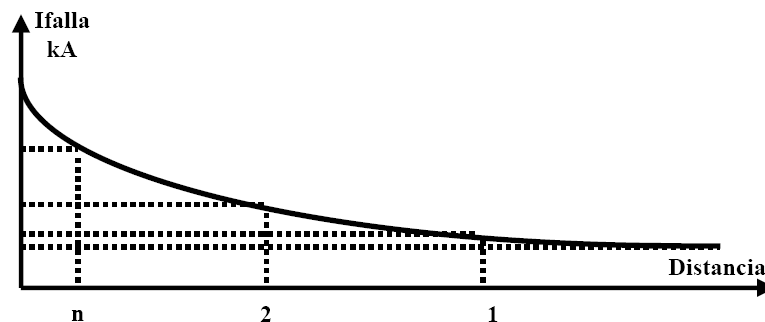


Figura 2.20 Coordinación de relés de sobrecorriente en un sistema radial
Fuente: Universidad Tecnológica de Pereira. Carlos Zapata y German Mejía



Capítulo II – Marco Teórico

Los relés se numeran en forma ascendente de la cola hacia la fuente. El algoritmo de coordinación es:

Paso 1: Ajustar la corriente de arranque real xI_n ó TAP de todos los relés, de acuerdo a las ecuaciones 2.7 ó 2.8 según sea el caso.

$$xI_n = \frac{I_{\text{arranque deseada}}}{RTC * I_n} \quad \text{Ecuación 2.7}$$

$$TAP = \frac{I_{\text{arranque deseada}}}{RTC} \quad \text{Ecuación 2.8}$$

$$I_{\text{arranque deseada}} = k I_{\text{carga}} \quad \text{Ecuación 2.9}$$

Los valores obtenidos con las ecuaciones 2.7 o 2.8 deben redondearse a los valores discretos de ajuste del relé. A menor corriente de arranque, más rápida será la operación del relé y viceversa. I_{arranque} debe ser mayor a la I_{carga} por un factor k que tiene en cuenta las variaciones diarias en la carga, su crecimiento, las corrientes de energización y el error de medida. El rango de valores de k es $1,0 < k \leq 2,0$. Un valor típico es 1.5

Cuando se utiliza un valor alto de k debe verificarse que no se supere la capacidad térmica de los equipos debido a las sobrecargas.

Paso 2: Para el relé 1 de la cola seleccionar DIAL1 reemplazando los siguientes valores en la ecuación característica del relé:

Nomenclatura:

- **I_{falla_i} :** Es la mayor corriente de falla que ve el relé i y corresponde a la falla en la barra i .
- **$t_{(i,j)}$:** Es el tiempo de operación del relé ubicado en i para una falla en j . Si $i \neq j$ es un tiempo de respaldo, de lo contrario ($i=j$) es un tiempo propio.



$$t_{(1,1)} = t_{\min} \quad \text{Ecuación 2.10}$$

$$M_{11} = Ifalla_1 / Iarranque_1 \quad \text{Ecuación 2.11}$$

t_{\min} es un tiempo de espera para que la falla se aclare por si misma y desaparezcan las corrientes de energización.

Paso 3: Para el siguiente relé aguas arriba seleccionar $DIAL_i$ reemplazando los siguientes valores en la ecuación característica del relé:

$$t_{(i,i-1)} = t_{(i-1,i-1)} + t_{\text{margen}} \quad \text{Ecuación 2.12}$$

$$M_{i,i-1} = Ifalla_{i-1} / Iarranque_i \quad \text{Ecuación 2.13}$$

t_{margen} es un tiempo de espera para que la falla sea detectada y aclarada por los equipos de protección de la subestación aguas abajo. Varía entre 0.1 y 0.5 segundos.

Paso 4: Con el $DIAL_i$ seleccionado calcular el tiempo propio t_{ii} reemplazando $M_{ii} = Ifalla_i / Iarranque_i$ en la ecuación característica del relé y volver al paso 3 hasta llegar al relé n .

En caso de que aguas abajo del relé i hayan varias ramas con relés temporizados entonces seleccionar $t_{(i-1, i-1)}$ como el mayor de los tiempos propios de dichos relés y xI como la $Ifalla$ asociada al relé con mayor tiempo propio.

2.2.8 SISTEMAS DE INFORMACIÓN

Hoy en día los sistemas de información o programas informáticos juegan un papel importante en el desarrollo de las investigaciones científicas, en la resolución de problemas de ingeniería, en



los procesos industriales, etc. La descripción de programa podría tomar la forma siguiente: el programa es un conjunto de instrucciones (programas de computadora) que cuando se ejecutan proporcionan la función y el rendimiento deseados, también se puede definir como: estructuras de datos que permiten a los programas manipular adecuadamente la información [12].

a) CARACTERÍSTICAS DEL PROGRAMA

Para comprender lo que es el programa (y consecuentemente la ingeniería del mismo), es importante examinar las características que lo diferencian de otras cosas que los hombres pueden construir:

- 1) El programa se desarrolla, no se fabrica en un sentido clásico. Los costos se encuentran en la ingeniería. Esto significa que los proyectos de software no se pueden gestionar como si fueran proyectos de fabricación.
- 2) El programa no se estropea. No es susceptible a los males del entorno que hacen que el hardware se estropee. Por tanto, en teoría, la curva de fallos para el software tendría la forma que muestra la figura 2.21. Los defectos no detectados harán que falle el programa durante las primeras etapas de su vida. Sin embargo, una vez que se corrigen, suponiendo que no se introducen nuevos errores, la curva se aplana.

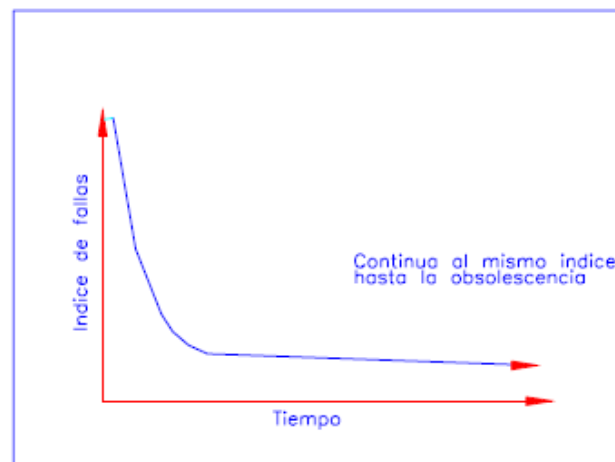


Figura 2.21 Curva de fallas de software (Idealizado)

Fuente: Agustín Lárez (2005)

Durante su vida, el software sufre cambios (mantenimiento). Conforme se hacen los cambios, es bastante probable que se introduzcan nuevos defectos, haciendo que la curva de fallos tenga picos como se muestra en la figura 2.22. Antes de que la curva pueda volver al estado estacionario original, se solicita otro cambio, haciendo que de nuevo se cree otro pico. Lentamente, el nivel mínimo de fallos comienza a crecer, el software se va deteriorando debido a los cambios [12].

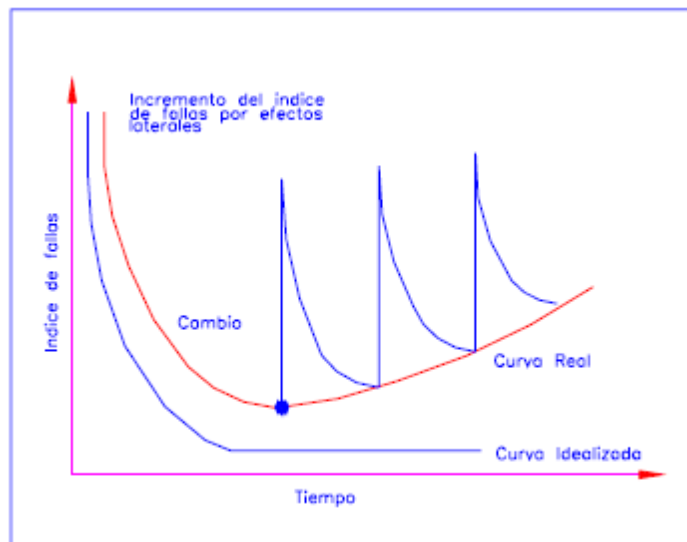


Figura 2.22. Curva real de fallos de software

Fuente: Agustín Lárez (2005)

b) APLICACIONES DE UN PROGRAMA

El software puede aplicarse en cualquier situación en la que se haya definido previamente un conjunto específico de pasos procedimentales (es decir, un algoritmo). (Excepciones notables a esta regla son el software de los sistemas expertos y de redes neuronales). Las siguientes áreas del software indican la amplitud de las aplicaciones potenciales:



Software de Sistemas: El software de sistemas es un conjunto de programas que han sido escritos para servir a otros programas. Algunos programas de sistemas (p. Ej.: compiladores, editores y utilidades de gestión de archivos) procesan estructuras de información complejas pero determinadas. Otras aplicaciones de sistemas (p. Ej.: ciertos componentes del sistema operativo, utilidades de manejo de periféricos, procesadores de telecomunicaciones) procesan datos en gran medida indeterminados. El área del software de sistemas se caracteriza por una fuerte interacción con el hardware de la computadora; una gran utilización por múltiples usuarios; una operación concurrente que requiere una planificación, una compartición de recursos y una sofisticada gestión de procesos; unas estructuras de datos complejas y múltiples interfaces externas.

Software de Tiempo Real: El software que mide/analiza/controla sucesos del mundo real conforme ocurren, se denomina tiempo real. Entre los elementos del software de tiempo real se incluyen: un componente de adquisición de datos que recolecta y da formato a la información recibida del entorno externo, un componente de análisis que transforma la información según lo requiera la aplicación, un componente de control/salida que responda al entorno externo y un componente de monitorización que coordina todos los demás componentes, de forma que pueda mantenerse la respuesta en tiempo real (típicamente en el rango de 1 milisegundo a 1 minuto).

Software de Gestión: El procesamiento de información comercial constituye la mayor de las áreas de aplicación del software. Los sistemas discretos (p. Ej.: nóminas, cuentas de haberes/débitos, inventarios, etc.) han evolucionado hacia el software de sistemas de gestión de información (SIG), que accede a una o más bases de datos grandes que contienen información comercial. Las aplicaciones en esta área reestructuran los datos existentes para facilitar las operaciones comerciales o gestionar la toma de decisiones.

Software de Ingeniería y Científico: Está caracterizado por los algoritmos de manejo de números. Las aplicaciones van desde la astronomía a la vulcanología, desde el análisis de la presión de los automotores a la dinámica orbital de las lanzaderas espaciales y desde la biología molecular a la fabricación automática.



Software Empotrado: Reside en memoria de sólo lectura y se utiliza para controlar productos y sistemas de los mercados industriales y de consumo. El software empotrado puede ejecutar funciones muy limitadas y curiosas (Ej.: el control de las teclas de un horno microondas) o suministrar una función significativa y con capacidad de control (Ej.: funciones digitales en un automóvil, tales como control de gasolina, sistemas de frenado, etc.).

Software de Computadoras Personales: El procesamiento de textos, las hojas de cálculo, los gráficos por computadora, multimedia, entretenimientos, gestión de bases de datos, aplicaciones financieras. De negocios y personales, y redes o acceso a bases de datos externas son algunas de los cientos aplicaciones.

Software de Inteligencia Artificial: Hace uso de algoritmos no numéricos para resolver problemas complejos para los que no son adecuados el cálculo o el análisis directo. Otras áreas de aplicación para el software de IA es el reconocimiento de patrones (imágenes y voz), la prueba de teoremas y los juegos.

2.2.9 INFORMACIÓN BÁSICA SOBRE MATLAB®

Fue creado por The MathWorks en 1984, surgiendo la primera versión con la idea de emplear paquetes de subrutinas escritas en Fortran en los cursos de álgebra lineal y análisis numérico, sin necesidad de escribir programas en dicho lenguaje. El lenguaje de programación M fue creado en 1970 para proporcionar un sencillo acceso al software de matrices LINPACK y EISPACK sin tener que usar Fortran. [4].

MATLAB es la abreviatura de MATrix LABoratory (laboratorio de matrices). Se trata de un software matemático muy versátil que ofrece un entorno de desarrollo integrado (IDE) con un lenguaje de programación propio (lenguaje M). Está disponible para las plataformas Unix, Windows y Apple Mac OS X. [4].



Entre sus prestaciones básicas se hallan: la manipulación de matrices, la representación de datos y funciones, la implementación de algoritmos, la creación de interfaces de usuario (GUI) y la comunicación con programas en otros lenguajes y con otros dispositivos hardware. El paquete MATLAB dispone de dos herramientas adicionales que expanden sus prestaciones, a saber, Simulink (plataforma de simulación multidominio) y GUIDE (editor de interfaces de usuario - GUI). Además, se pueden ampliar las capacidades de MATLAB con las cajas de herramientas (toolboxes); y las de Simulink con los paquetes de bloques (blocksets). [4].

a) VENTANA INICIAL DE MATLAB®

La parte más importante de la ventana inicial es la Ventana de comandos (*Command Window*), que aparece en la parte derecha de la pantalla. En esta sub-ventana es donde se ejecutan los comandos de MATLAB, a continuación del *prompt* (aviso) característico (>>), que indica que el programa está preparado para recibir instrucciones. En la figura 2.23 se la ventana inicial de MATLAB® [4].

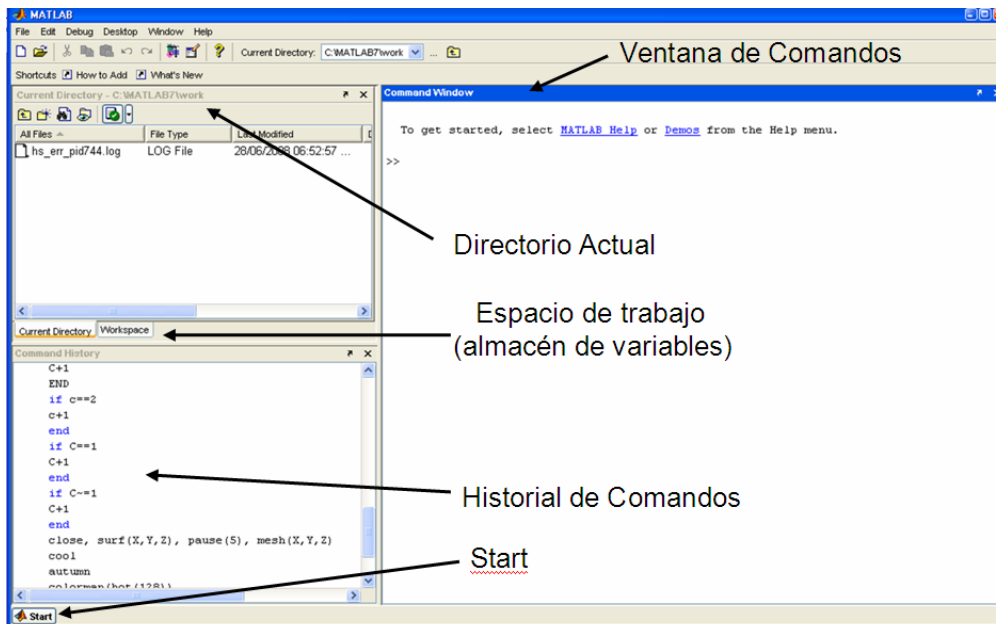


Figura 2.23 Ventana inicial de MATLAB®

Fuente: Propia



En la parte superior izquierda de la pantalla aparecen dos ventanas también muy útiles: en la parte superior aparece la ventana de Directorio Actual (*Current Directory*), que se puede alternar con la ventana Espacio de Trabajo (*Workspace*) clicando en la pestaña correspondiente. La ventana Directorio Actual (*Current Directory*) muestra los ficheros del directorio activo o actual. El directorio actual se puede cambiar desde la Ventana de comandos (*Command Window*),. Clicando dos veces sobre alguno de los ficheros *.m del directorio activo se abre el *editor de ficheros* de MATLAB, herramienta fundamental para la programación. El Espacio de Trabajo (*Workspace*) contiene información sobre todas las variables que se hayan definido en esta sesión y permite ver y modificar las matrices con las que se esté trabajando [4].

En la parte inferior derecha aparece la ventana Historial de Comandos (*Command History*) que muestra los últimos comandos ejecutados en la Ventana de Comandos (*Command Window*). Estos comandos se pueden volver a ejecutar haciendo doble clic sobre ellos [4].

En la parte inferior izquierda de la pantalla aparece el botón *Start*, con una función análoga a la del botón *Inicio* de *Windows*. *Start* da acceso inmediato a ciertas capacidades del programa [4].

b) VARIABLES DE MATLAB

Las variables son sensibles a las mayúsculas, deben comenzar siempre con una letra, no pueden contener espacios en blanco y pueden nombrarse hasta con 63 caracteres. Si se nombra una variable con más de 63 caracteres truncará el nombre de dicha variable. Para definir variables vectoriales se debe introducir los valores deseados separados por espacios (o comas) todo ello entre corchetes. Si lo que queremos es crear una variable de tipo matriz lo hacemos de forma análoga pero separando las filas con puntos y comas (;). En la tabla 2.4 se muestran algunas variables especiales de Matlab. [4].



Tabla 2.4 Algunas variables especiales de Matlab:

VARIABLES	DEFINICION	VALOR
ans	Variable usada por defecto para almacenar el último resultado	???
pi	Razón de una circunferencia a su diámetro	3.1416
eps	Número más pequeño, tal que cuando se le suma 1, crea un número en coma flotante en el computador mayor que	12.2204e-016
inf	Infinito	Inf
nan	Magnitud no numérica	NaN
i y j	$i = j = \sqrt{-1}$	$0 + 1.0000i$
realmin	El número real positivo más pequeño que es utilizable	$2.2251e-308$
realmax	El número real positivo más grande que es utilizable	$1.7977e+308$

Fuente: Casado María. Manual Básico de MATLAB

c) OPERADORES DE MATLAB

Matlab ofrece la posibilidad de realizar las siguientes operaciones básicas:

Tabla 2.5 Operaciones básicas en Matlab

Operación	Símbolo	Expresión en Matlab
Suma	+	$a + b$
Resta	-	$a - b$
Multiplicación	*	$a * b$
División	/	a / b
Potencia	^	$a ^ b$

Fuente: Casado María. Manual Básico de MATLAB

En la tabla 2.6 se muestran los operadores relacionales en Matlab:

Tabla 2.7 Operadores Relacionales

Operador	¿Qué significa?
<	Menor que
<=	Menor o igual que
>	Mayor que



Capítulo II – Marco Teórico

\geq	Mayor o igual que
$=$	Igual a
\neq	Distinto de

Fuente: Casado María. Manual Básico de MATLAB

Matlab no tiene en cuenta los espacios, si queremos que Matlab evalúe la línea pero que no escriba la respuesta, basta escribir punto y coma (;) al final de la sentencia. Si la sentencia es demasiado larga para que quepa en una sola línea podemos poner tres puntos (...) seguido de la tecla **Intro** para indicar que continúa en la línea siguiente. [4].

d) FUNCIONES DE MATLAB

A continuación se muestran las funciones trigonométricas, de aproximación, y otras funciones utilizadas en Matlab, en las tablas 2.7, 2.8 y 2.9 respectivamente:

Tabla 2.7 Funciones trigonométricas

FUNCIÓN	¿QUE HACE?
... (x)	función trigonométrica con el ángulo expresado en radianes
sin (x)	seno (radianes)
cos (x)	coseno
tan (x)	tangente
csc (x)	cosecante
sec (x)	secante
cot (x)	cotangente
...d (x)	función trigonométrica con el ángulo expresado en grados
sind (x)	seno (grados)
...	...
...h (x)	función trigonométrica hiperbólica con el ángulo expresado en radianes
sinh (x)	seno hiperbólico (radianes)
...	...
a... (x)	inversa de la función trigonométrica con el resultado expresado en radianes
asin (x)	arco seno (radianes)
...	...
a...d (x)	inversa de la función trigonométrica con el resultado expresado en grados
asind (x)	arco seno (grados)
...	...
a...h (x)	inversa de la función trigonométrica hiperbólica con el resultado expresado en radianes
asinh (x)	arco seno hiperbólico (radianes)



Fuente: Casado María. Manual Básico de MATLAB

Tabla 2.8 Funciones de aproximación

FUNCIÓN	¿QUE HACE?	EJEMPLO X=5,92
ceil (x)	Redondea hacia infinito	6
fix (x)	Redondea hacia cero	5
floor (x)	Redondea hacia menos infinito	5
round (x)	Redondea hacia el entero más próximo	6

Fuente: Casado María. Manual Básico de MATLAB

Tabla 2.9 Otras Funciones

FUNCIÓN	¿QUE HACE?
abs (x)	valor absoluto o magnitud de un número complejo
sign (x)	signo del argumento si x es un valor real (-1 si es negativo, 0 si es cero, 1 si es positivo)
exp (x)	exponencial
gcd (m,n)	máximo común divisor
lcm (m,n)	mínimo común múltiplo
log (x)	logaritmo neperiano o natural
log2 (x)	logaritmo en base 2
log10 (x)	logaritmo decimal
mod(x,y)	módulo después de la división
rem (x,y)	resto de la división entera
sqrt (x)	raíz cuadrada
nthroot (x,n)	raíz n-ésima de x

Fuente: Casado María. Manual Básico de MATLAB

e) GRÁFICAS 2D EN MATLAB

La orden **plot** genera una gráfica. Los argumentos deben ser vectores de la misma longitud, esta función permite opciones como superponer gráficas sobre los mismos ejes, usar distintos tipos de líneas para el dibujo de la gráfica, colocar etiquetas. Algunas propiedades de esta función son las siguientes:

Tabla 2.10 Propiedades de la función **plot**

FUNCIÓN	DESCRIPCIÓN
>> xlabel('texto')	etiqueta sobre el eje X de la gráfica actual
>> ylabel('texto')	etiqueta sobre el eje Y de la gráfica actual
>> title('texto')	título en la cabecera de la gráfica actual
>> text(x,y, 'texto')	texto en el lugar especificado por las coordenadas
>> gtext('texto')	texto, el lugar lo indicamos después con el ratón
>> grid	dibujar una rejilla
>> axis([xmin xmax ymin ymax])	fija valores máximo y mínimo de los ejes
>> axis equal	fija que la escala en los ejes sea igual
>> axis square	fija que la gráfica sea un cuadrado
>> axis normal	desactiva axis equal y axis square
>> hold on	abre una ventana de gráfico
>> hold off	borra lo que hay en la ventana de gráfico

Fuente: Casado María. Manual Básico de MATLAB

Otros comandos relacionados con las gráficas se muestran la tabla 2.11:

Tabla 2.11 Otras Comandos Gráficos

COMANDO	¿QUE HACE?
area	colorea el area bajo la gráfica
bar	diagrama de barras (verticales)
barh	diagrama de barras (horizontales)
hist	histograma
pie	sectores
rose	histograma polar
stairs	gráfico de escalera
stem	secuencia de datos discretos
loglog	como plot pero con escala logarítmica en ambos ejes
semilogx	como plot pero escala logarítmica en el eje x
semilogy	como plot pero escala logarítmica en el eje y

Fuente: Casado María. Manual Básico de MATLAB



f) ALGUNOS COMANDOS DE PROGRAMACIÓN DE MATLAB

f.1 SENTENCIA FOR

Un bloque **for** en cada iteración asigna a la variable la columna *i*-ésima de la expresión y ejecuta las órdenes. En la práctica las expresiones suelen ser del tipo escalar:escalar en cuyo caso las columnas son escalares.

```
for variable = expresión  
    <orden>  
    ...  
    <orden>  
end
```

f.2 SENTENCIA WHILE

Un bloque **while** ejecuta las órdenes mientras todos los elementos de la expresión sean verdaderos.

```
while <expresión>  
    <orden>  
    ...  
    <orden>  
end
```

f.3 SENTENCIA IF

Un bloque **if** puede escribirse de varias maneras distintas. Lo que hace es evaluar una expresión lógica y si es cierta ejecuta las órdenes que encuentre antes del **end**.



Capítulo II – Marco Teórico

```
if <expresión>  
    <órdenes evaluadas si la expresión es verdadera>  
end
```

Puede que interese que en caso de no ejecutar dicha orden ejecute otra distinta. Esto se indica usando **else** dentro del bloque.

```
if <expresión>  
    <órdenes evaluadas si la expresión es verdadera>  
else  
    <órdenes evaluadas si la expresión es falsa>  
end
```

Si se quiere dar una estructura mucho más completa, se usa la más general, donde sólo se evalúan las órdenes asociadas con la primera expresión verdadera de todas. En cuanto la evalúe deja de leer el resto y se dirige directamente al **end**.

```
if <expresión1>  
    <órdenes evaluadas si la expresión1 es verdadera>  
elseif <expresión2>  
    <órdenes evaluadas si la expresión2 es verdadera>  
elseif <expresión3>  
    <órdenes evaluadas si la expresión3 es verdadera>  
elseif  
    ...  
else  
    <órdenes evaluadas si ninguna otra expresión es verdadera>  
end
```



2.3 DEFINICIÓN DE TÉRMINOS

- Red eléctrica: Conjunto de dispositivos interconectados para el control, la transmisión y la distribución de la energía eléctrica.
- IEC (INTERNATIONAL ELECTROTECHNICAL COMMISSION): Comité electrotécnico internacional, organismo internacional que se ocupa de normalizaciones y seguridad.
- Motor sincrónico: Tipo de motor eléctrico de corriente alterna. Su velocidad de giro es constante y viene determinada por la frecuencia de la tensión de la red eléctrica a la que esté conectado y por el número de pares de polos del motor, siendo conocida esa velocidad como "velocidad de sincronismo".
- Motor asincrónico: Tipo de motor eléctrico de corriente alterna conocido también como motor de inducción.
- Arco eléctrico: Descarga eléctrica que se forma entre dos electrodos sometidos a una diferencia de potencial.
- Sistema radial: Este es un sistema de potencia en el cual la energía se desplaza en un sentido, desde una única fuente hacia diversos puntos de consumo.
- Sistema mallado: Es un sistema de potencia el cual presenta diferentes fuentes de generación de energía eléctrica y vías de alimentación a las cargas.



Capítulo II – Marco Teórico

- Corriente de Pick-up: Valor de corriente que se ajusta para que los relés de sobrecorriente inicien su operación.

CAPÍTULO III

MARCO METODOLÓGICO

En este capítulo del trabajo se señala el tipo de investigación, las técnicas de recolección de datos, las etapas seguidas durante el proceso investigativo, se describe el método de investigación desde la perspectiva teórica y conceptual, precisando los métodos y los procedimientos utilizados durante el desarrollo de la investigación.

3.1 TIPO Y DISEÑO DE LA INVESTIGACIÓN

En la presente investigación se requiere analizar y evaluar el comportamiento de los dispositivos de protecciones eléctricas existentes en la Subestación “La Yagüara” ante las posibles situaciones de fallas eléctricas a lo largo de sus circuitos de distribución en 13,8 KV mediante el diseño e implementación de un software para la coordinación de protecciones de sobrecorriente.

Según Hernández Sampieri, R (1991) se encuentra enmarcado en una investigación de tipo Descriptiva ya que mide o evalúa diversos aspectos, dimensiones o componentes del sistema eléctrico en estudio, tal como se menciona, “*Los estudios descriptivos buscan especificar las propiedades importantes de personas, grupos, comunidades o cualquier otro fenómeno que sea sometido a análisis*”, (Dankhe, 1986), y “*requiere considerable conocimiento del área que se investiga para formular las preguntas específicas que busca responder*”, (Dankhe, 1986).

Esto involucra la recopilación de información directamente del entorno en estudio para realizar observaciones sobre el comportamiento del sistema de protecciones eléctricas existentes en la subestación.



Es de tipo Experimental, Hernández Sampieri, R (1991) “*estudio de investigación en el que se manipulan deliberadamente una o más variables independientes (supuestas causas) para analizar las consecuencias de esa manipulación sobre una o más variables dependientes (supuestos efectos), dentro de una situación de control para el investigador*”.

3.2 DESCRIPCIÓN DE LAS FASES METODOLÓGICAS

Figura 3.1 Flujograma de las fases metodológicas
Fuente: Propia



FASE I: Obtención de la información y documentación necesaria para la realización de la coordinación de protecciones en la subestación La Yagüara.

Estrategia a utilizar: Programar reuniones con distintos departamentos de la empresa CADAPE y realizar visitas a la subestación La Yagüara para la recopilación de información y documentación necesaria.

Actividades:

- Reunión con el departamento de Distribución para la obtención de diagramas unifilares de los circuitos de 13,8 kV, así como también, el Registro de Control de Interrupciones del año 2007 de dicha subestación.
- Reunión con el departamento de Mantenimiento Especializado para la obtención de información y documentación actual de los equipos existentes en la subestación, además de programar la visita a la subestación.
- Reunión con el departamento de Planificación para la obtención de diagramas unifilares de la subestación La Yagüara y los niveles de cortocircuito máximos y mínimos de la subestación.

FASE II: Calculo de la corriente de cortocircuito trifásica y monofásica en la barra de 13,8KV y demás puntos de interés.

Estrategia a utilizar: Calcular los valores de corrientes de cortocircuito en los puntos de interés de los circuitos de distribución en 13,8 kV de la subestación La Yagüara mediante la utilización del método de las impedancias y componentes simétricas.

**Actividades:**

- Calcular los valores de corrientes de cortocircuito trifásicos en la barra de 13,8 kV y en el primer dispositivo de protección siguiente al relé de salida de cada circuito, haciendo uso del método de las impedancias.
- Calcular los valores de corrientes de cortocircuito monofásicos en la barra de 13,8 kV y en el primer dispositivo de protección siguiente al relé de salida de cada circuito, haciendo uso del método de las componentes simétricas.

FASE III: Coordinación de protecciones de sobrecorriente en la subestación La Yagüara en sus circuitos de 13,8 kV.

Estrategia a utilizar: Utilizar los valores de corrientes de cortocircuitos obtenidos en la fase anterior para calcular los ajustes de los dispositivos de protección de la subestación La Yagüara en sus circuitos de 13,8 kV.

Actividades:

- Calcular los ajustes de fase de los relés de sobrecorriente, utilizando los valores de corriente de cortocircuito trifásica, tomando en consideración los criterios y normas de la empresa CADAFE.
- Graficar la coordinación de fase, utilizando los valores de ajustes calculados en la actividad anterior.
- Calcular los ajustes de neutro de los relés de sobrecorriente, utilizando los valores de corriente de cortocircuito monofásica, tomando en consideración los criterios y normas de la empresa CADAFE.
- Graficar la coordinación de neutro, utilizando los valores de ajustes calculados en la actividad anterior.

**FASE IV: Diseño del algoritmo e interfaz del software de coordinación de protecciones de sobrecorriente.**

Estrategia a utilizar: Realizar el diseño e interfaz del software tomando en cuenta las necesidades del usuario y siguiendo los procedimientos utilizados en los cálculos manuales.

Actividades:

- Determinar las variables de entrada y salida del software.
- Diseñar el algoritmo e interfaz del software de coordinación de protecciones de sobrecorriente.

FASE V: Programación e implementación del software de coordinación de protecciones de sobrecorriente

Estrategia a utilizar: Realizar la sintaxis del software en el ambiente de programación MATLAB® e implementarlo en la subestación La Yagüara.

Actividades:

- Programar el software de coordinación de protecciones en MATLAB®.
- Ejecutar el software de coordinación en la subestación La Yagüara.
- Tomar el tiempo de ejecución y analizar los resultados obtenidos por el software de coordinación de protecciones de sobrecorriente.

FASE VI: Elaboración de un manual de usuario para la utilización del software de coordinación de protecciones de sobrecorriente.

Estrategia a utilizar: Realizar un manual de usuario para el software de coordinación.

**Actividades:**

- Describir detalladamente las instrucciones de uso del software de coordinación de protecciones mediante la realización de un manual de usuario.

3.3 UNIDAD DE ESTUDIO Y ANÁLISIS

- **Unidad de Análisis:** Como el objeto de análisis consiste en desarrollar un software de coordinación de protecciones de sobrecorrientes que permita solventar la problemática existentes en la Subestación La Yagüara, se establece como unidad de análisis las subestaciones de distribución 115/13,8 kV.
- **Población:** La población está conformada por las subestaciones de distribución de CADAFE.
- **Muestra:** La muestra esta comprendida por la subestación La Yagüara siendo esta de tipo no probabilística, lo cual indica que no puede realizarse inferencia estadística de toda la población definida, es decir, que en otras subestaciones con niveles de voltaje 13,8 kV debe evaluarse de forma particular sin asumir que la ocurrencia es similar, la misma depende de factores independientes entre sí.

3.4 TÉCNICAS DE RECOLECCIÓN DE DATOS

Para el desarrollo de esta investigación es necesario utilizar herramientas que permitan recolectar el mayor número de información necesaria, con el fin de obtener un conocimiento más amplio de la realidad de la problemática.

Por naturaleza del estudio se requiere de la recopilación documental como punto de partida para la presente investigación, análisis de fuentes documentales mediante lectura general de



Capítulo III – Marco Metodológico

textos, antecedentes y artículos de Internet relacionados con el tema y otros aspectos técnicos que son fundamentales en el desarrollo de planteamientos esenciales y aspectos lógicos de su contenido.

También, es necesaria la realización de entrevistas al personal de Planificación, Distribución y Mantenimiento Especializado de la empresa CADAPE, para la búsqueda de información referente a la Subestación y los circuitos que comprenden el estudio de esta investigación, consultas a profesores expertos en la materia de protecciones eléctricas del departamento de potencia de Ingeniería Eléctrica de la Universidad de Carabobo.

En tabla indicada a continuación, se aprecia el tipo de muestra y la cantidad de la misma a los fines del cumplimiento de la presente investigación.

Tabla 3.1: Muestra de Expertos

DESCRIPCION	CANTIDAD
Gerente de Comerciales CADAPE	01
Ingenieros de la gerencia de Planificación CADAPE	02
Ingenieros de la Gerencia de Distribución CADAPE	02
Jefe de Dpto. Mantenimiento Especializado	01
Total	06 Personas

Fuente: Propia

Además de las técnicas documentales y entrevistas, se pretende utilizar técnicas específicas del área de Sistemas de Protecciones Eléctricas para la determinación de los niveles de cortocircuitos en distintos puntos de las redes de distribución y para el cálculo de la coordinación de protecciones pertenecientes al estudio.



3.5 TÉCNICAS DE ANÁLISIS DE DATOS

Tal como lo refiere Selltiz, Jahode y Otros (1976), *“El propósito del análisis es resumir las observaciones llevadas a cabo de tal forma que proporcionara respuestas a las interrogantes de investigación”*.

La información recabada es analizada de acuerdo a las exigencias de cada fase metodológica, la misma se organizara para dar respuesta a los objetivos planteados en el estudio, conectándolos con las bases teóricas que sustentan la misma, así como con los conocimientos que se disponen con relación al problema estudiado. Igualmente los datos serán analizados a través de un software de coordinación de protecciones de sobrecorriente realizado en el lenguaje de programación MATLAB®, este lenguaje brinda una potencial ventaja, ya que permite la ejecución del software con solo poseer el sistema operativo Windows® así como también una interfaz atractiva y de fácil manejo para los usuarios.

CAPÍTULO IV

DESARROLLO DEL PROYECTO

4.1 INTRODUCCIÓN

En este capítulo se muestran los procedimientos que hacen posible la realización de la coordinación de protecciones eléctricas en la subestación La Yagüara, en todos sus circuitos de distribución de 13,8 kV. Esta coordinación se realiza de dos maneras, la primera de forma tradicional mediante el uso de hojas bilogarítmicas, y la segunda mediante el diseño y aplicación de un software de coordinación de protecciones eléctricas. A fin de garantizar que el software de coordinación de protecciones eléctricas, planteado en este trabajo de grado, sea confiable, ya que se validaran en el capítulo 5, los resultados obtenidos por el software con los calculados de forma manual.

Este software de coordinación de protecciones además de solventar la problemática existente en la Subestación La Yagüara, servirá de herramienta a la Cátedra de Protecciones Eléctricas, en su capítulo de estudio de coordinación de protecciones. Es por ello que se incluye en el desarrollo de este capítulo los relés existentes en el Laboratorio de Protecciones Eléctricas de la Facultad de Ingeniería.

4.2 DESCRIPCIÓN DE LA SUBESTACIÓN LA YAGÜARA

La subestación La Yagüara perteneciente a la Compañía Anónima de Administración y Fomento Eléctrico (CADAFE) filial de la Corporación Eléctrica Nacional (CORPOELEC), está ubicada en el Municipio Libertador sector La Yagüara del Edo. Carabobo. Posee niveles de voltaje de 115 kV, 34,5 kV y 13,8 kV, para cada uno de estos niveles existen distintas configuraciones las cuales se describen a continuación.



4.2.1 NIVEL DE 115 kV

En este nivel de tensión la subestación posee un arreglo de barras de tipo Barra principal y transferencia, con 6 circuitos de salidas, estos circuitos son: Tinaquillo 1, Tinaquillo 2, Arenosa 1, Arenosa 2, Bejuma y un circuito de reserva. También tiene dos circuitos de salida, uno esta destinado para la alimentación de los transformadores asociados a los circuitos de 34,5kV y el otro está destinado para la alimentación de los transformadores asociados a los circuitos de 13,8kV. En la figura 4.1 se muestra el diagrama unifilar de la subestación La Yagüara 115kV.

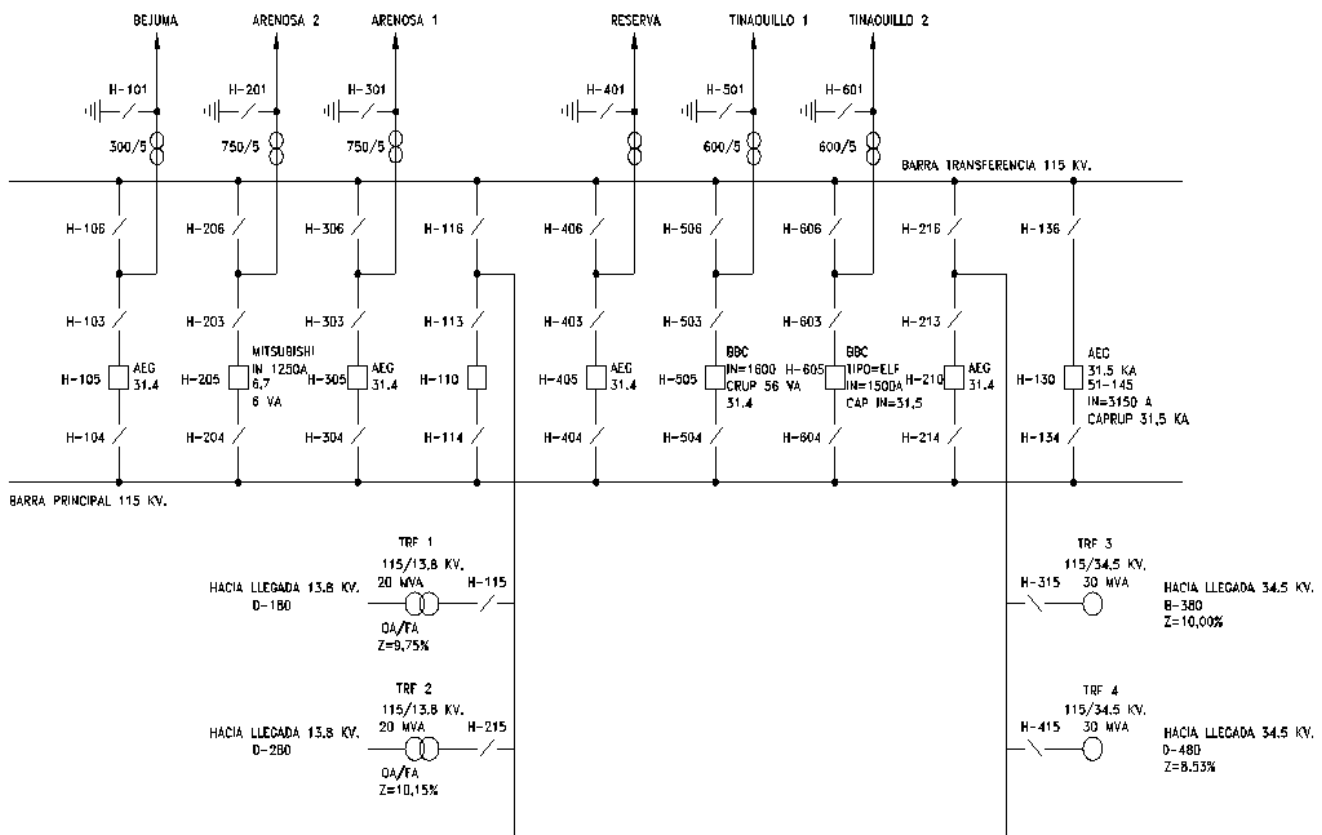


Figura 4.1 Diagrama unifilar Yagüara 115KV.
Fuente: CADAPE. Departamento de Mantenimiento Especializado



Capítulo IV - Desarrollo del proyecto

4.2.2 NIVEL DE 34,5 kV

En este nivel de tensión la subestación posee un arreglo de barras de tipo Barra principal seccionada, tiene 2 transformadores de potencia con una capacidad de 30 MVA cada uno, y tiene 4 circuitos de salidas a subestaciones no atendidas, estos circuitos son: Tocuyito, INOS, Mariposa y un circuito de reserva.

4.2.3 NIVEL DE 13,8 kV

En este nivel de tensión la subestación posee un arreglo de barras de tipo Barra principal seccionada con barra de transferencia, tiene 2 transformadores de potencia con una capacidad de 20 MVA cada uno, y tiene 4 circuitos de salidas, estos circuitos son: Tocuyito 1, Tocuyito 2, Pao y Tinaquillo. En la figura 4.2 se muestra el diagrama unifilar de la subestación LaYagüara 13,8 kV.

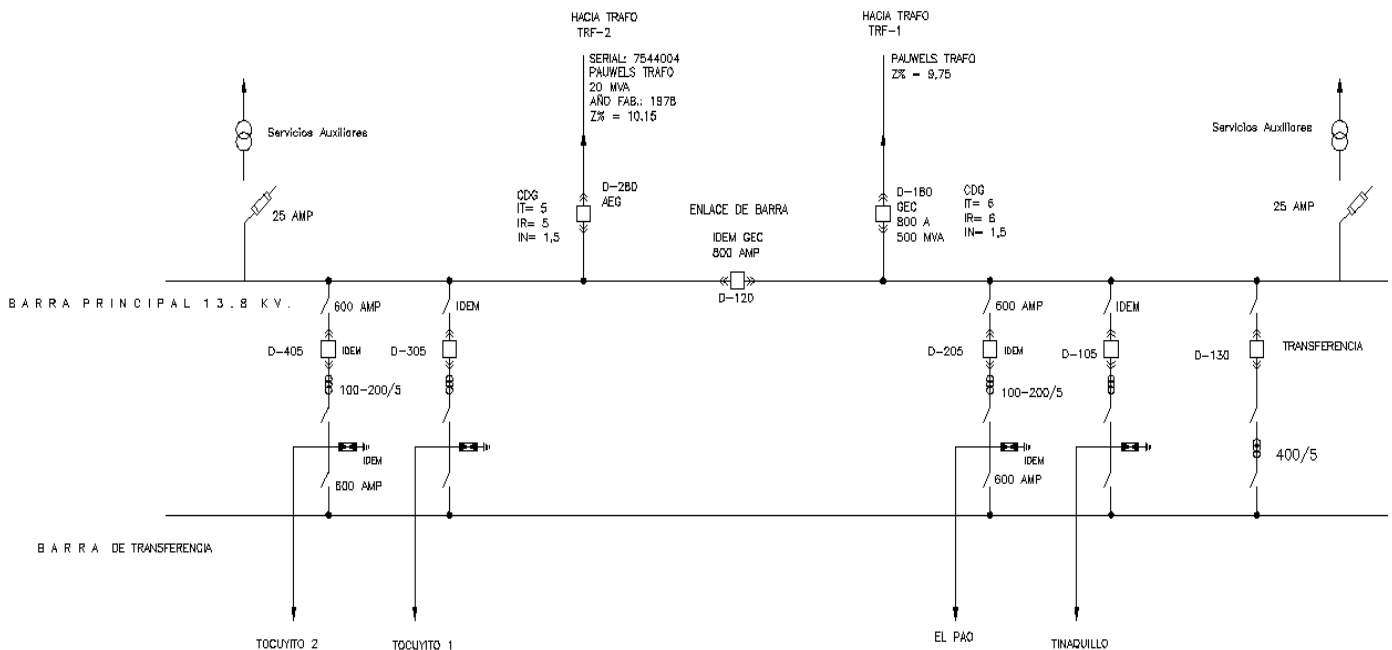


Figura 4.2 Diagrama unifilar Yagüara 13,8 kV.

Fuente: CADAPE. Departamento de Mantenimiento Especializado



4.3 RELÉS DE SOBRECORRIENTE

4.3.1 RÉLES EXISTENTES EN LA SUBESTACIÓN LA YAGÜARA

En la subestación La Yagüara se encuentran instalados 4 tipos de relés destinados a las protecciones de sobre corriente, estos relés son los siguientes:

a) CDG SPEC

En la subestación existen dos relés de este tipo, uno de ellos es utilizado para la protección de la salida de 115 kV asociada a los transformadores de potencia, el otro es usado en la protección principal de 13,8 kV del transformador de potencia TRAF0 1. [16]

El principio de operación de este relé es por inducción, las curvas características de este relé se basan en la norma IEC y se clasifica como tipo Inverso, la ecuación que define su característica Tiempo-Corriente es la siguiente:

$$t_{operación} = DIAL \cdot \left(\frac{0,14}{M^{0,02} - 1} \right) \quad \text{Ecuación 4.1}$$

Este relé dispone de las siguientes opciones de TAPS para su ajuste:

Tabla 4.1 Valores de TAPS Relé CDG SPEC

	Valores de TAPS (A)						
Fase	2,5	3	3,75	5	6	7,5	10
Neutro	1	1,2	1,5	2	2,4	3	4

Fuente: Propia

Este relé dispone de un rango de [0,1 – 1,0] para ajustes de TIME DIALS.

**b) CDG 31**

En la subestación existen dos relés de este tipo, uno de ellos es utilizado para la protección principal de 13,8 kV del transformador de potencia TRAF0 2, y el otro para la protección del acople de barras en 13,8 kV. [14]

El principio de operación de este relé es por inducción, las curvas características de este relé se basan en la norma IEC y se clasifica como tipo Inverso, la ecuación que define su característica Tiempo-Corriente es la siguiente:

$$t_{\text{operación}} = \text{DIAL} \cdot \left(\frac{0,14}{(M^{0,02} - 1)} \right) \quad \text{Ecuación 4.1}$$

Este relé dispone de las siguientes opciones de TAPS para su ajuste:

Tabla 4.2 Valores de TAPS Relé CDG 31

	Valores de TAPS (A)						
Fase	2,5	3,75	5	6,25	7,5	8,75	10
Neutro	1	1,5	2	2,5	3	3,5	4

Fuente: Propia

Este relé dispone de un rango de [0,1 – 1,0] para ajustes de TIME DIALS.

c) CDG 64

En la subestación existe un relé de este tipo el cual está asociado al interruptor de transferencia. El principio de operación de este relé es por inducción, las curvas características de este relé se basan en la norma IEC y se clasifica como tipo Extremadamente Inversa [15]. La ecuación que define su característica Tiempo-Corriente es la siguiente:

$$t_{\text{operación}} = \text{DIAL} \cdot \left(\frac{80}{M^2 - 1} \right) \quad \text{Ecuación 4.2}$$



Este relé dispone de las siguientes opciones de TAPS para su ajuste:

Tabla 4.3 Valores de TAPS Relé CDG 64

Fase	Valores de TAPS (A)						
	2,5	3	3,75	5	6	7,5	10
Neutro	1	1,2	1,5	2	2,4	3	4

Fuente: Propia

Este relé dispone de un rango de [0,1 – 1,0] para ajustes de TIME DIALS.

d) VISIONr

En la subestación existen cuatro relés de este tipo, todos ellos utilizados para la protección de las salidas de 13,8 kV (Tocuyito 1, Tocuyito 2, Tinaquillo y El Pao). Este es un relé de tipo electrónico, posee curvas basadas en las normas IEC (Inversa, Muy Inversa, Extremadamente Inversa) y de Tiempo Definido. [18]

Las ecuaciones que describe la característica Tiempo-Corriente son las siguientes:

Tabla 4.4 Tipos de curvas característica VISIONr

CURVA	ECUACIÓN
Inversa	$t_{operación} = DIAL \cdot \left(\frac{0,14}{M^{0,02} - 1} \right)$
Muy Inversa	$t_{operación} = DIAL \cdot \left(\frac{13,5}{M - 1} \right)$
Extremadamente Inversa	$t_{operación} = DIAL \cdot \left(\frac{80}{M^2 - 1} \right)$

Fuente: Manual de Instrucción VISIONr.

La ecuación del relé para la curva de Tiempo Definido es variable y está sujeta a las necesidades del usuario.



Capítulo IV - Desarrollo del proyecto

Este relé dispone de un rango de [0,10 – 10,00] en pasos de 0,01 para ajustes de TIME DIALS, y dispone de un rango de TAPS expresados en porcentaje de [8% - 2500%] en pasos de 1%, este valor está vinculado con la relación del transformador de corrientes del lado primario.

A continuación se muestra en la figura 4.3 un diagrama unifilar de la Subestación La Yagüara donde se muestra la ubicación de los relés de sobrecorriente, la configuración de barras, y la relación de los TC

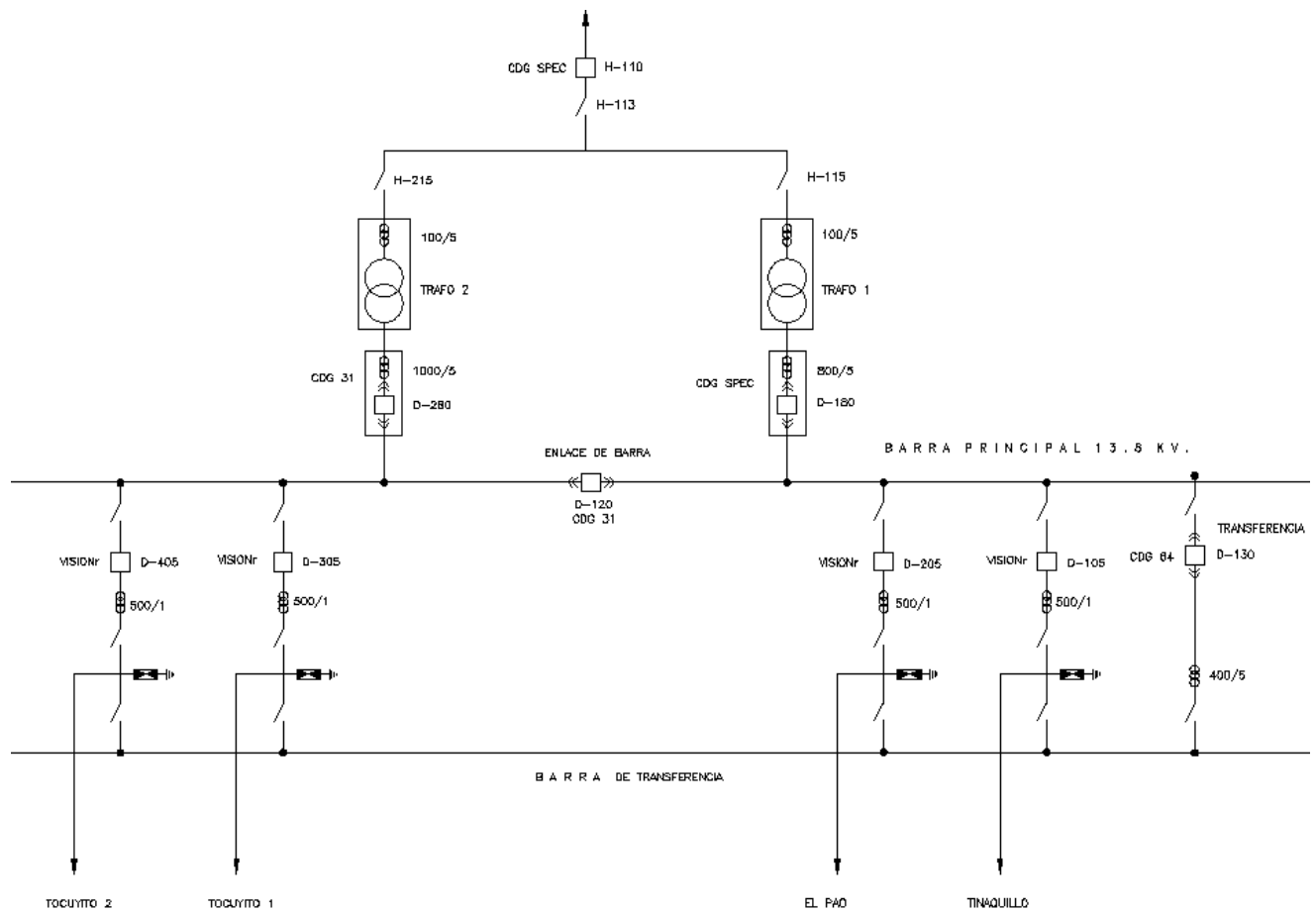


Figura 4.3 Ubicación de los Relés de Sobrecorrientes en la Subestación
Fuente: Propia



4.3.2 RELÉS EXISTENTES EN EL LABORATORIO

a) BASLER BE1-51

Este es un relé de tipo electrónico, las características eléctricas y operativas están determinadas por el modelo y el número de identificación. En la Figura 4.4 se muestra los diferentes tipos números de identificación del relé BASLER BE1-51. [17]

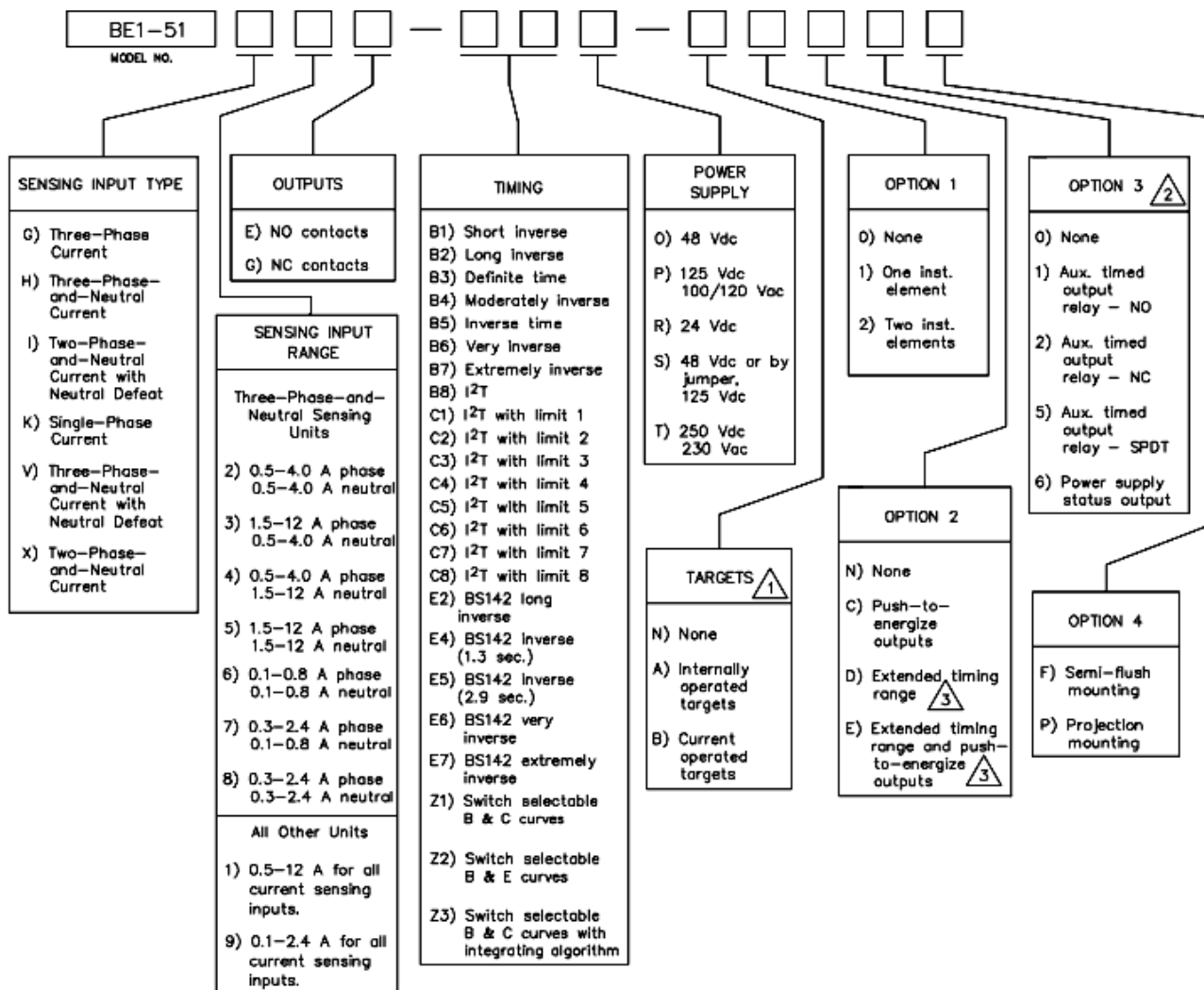


Figura 4.4 Tipos de Números de Identificación del Relé BASLER BE1-51

Fuente: Manual de Instrucción BASLER BE1-51.



Capítulo IV - Desarrollo del proyecto

En el laboratorio el relé BASLER BE1-51 posee identificación X1E -Z2P- A0N0F. Este relé posee un rango de TIME DIAL de [00 - 99] en pasos de 1, y dispone de las siguientes opciones de TAPS para su ajuste, estos dependen del tipo de conexión High o Low:

Tabla 4.5 Valores de TAPS Relé BASLER BE1-51

TAP	A	B	C	D	E	F	G	H	I	J
High	2,25	3	4,50	5,25	6,75	7,50	9	9,75	11,25	12
Low	0,75	1	1,50	1,75	2,25	2,50	3	3,25	3,75	4

Fuente: Propia

Este relé dispone de 13 curvas características Tiempo-Corriente las cuales pueden ser seleccionadas según sea la necesidad a través de un selector de ajuste llamado Timing, estas opciones de curvas pueden verse en la siguiente tabla:



Tabla 4.6 Tipos de curvas característica Tiempo-Corriente BASLER BE1-51

TIMING	TIPO	CURVA	ECUACIÓN
0	B1	Inversa corta	$\text{tooperacion} = (\text{DIAL} + 4) \cdot \left(0,0025 + \frac{0,00000194}{M^{0,0001} - 1} \right)$
1	B2	Inversa larga	$\text{tooperacion} = (\text{DIAL} + 2) \cdot \left(0,015 + \frac{0,008925}{M^{0,02} - 1} \right)$
2	B3	Tiempo definido	$\text{tooperacion} = (\text{DIAL} + 3) \cdot \left(0,02486 + \frac{0,01144}{M^{0,4} - 1} \right)$
3	B4	Moderadamente Inversa	$\text{tooperacion} = (\text{DIAL} + 2) \cdot \left(0,004972 + \frac{0,002288}{M^{0,02} - 1} \right)$
4	B5	Inversa	$\text{tooperacion} = (\text{DIAL} + 2) \cdot \left(0,0276 + \frac{0,336}{M^{1,5} - 1} \right)$
5	B6	Muy Inversa	$\text{tooperacion} = (\text{DIAL} + 2) \cdot \left(0,0165 + \frac{0,33}{M^{1,5} - 1} \right)$
6	B7	Extremadamente Inversa	$\text{tooperacion} = (\text{DIAL} + 2) \cdot \left(0,02 + \frac{1,42}{M^2 - 1} \right)$
7	B8	I ² t	$\text{tooperacion} = (\text{DIAL} + 2) \cdot \left(0,00405 + \frac{3,834}{M^2} \right)$
8	E2	Inversa larga (IEC)	$\text{tooperacion} = (\text{DIAL} + 2) \cdot \left(\frac{3}{M - 1} \right)$
9	E4	Inversa 1.3 seg. (IEC)	$\text{tooperacion} = (\text{DIAL} + 2) \cdot \left(0,008 + \frac{0,0012}{M^{0,02} - 1} \right)$
A	E5	Inversa 2.9 seg. (IEC)	$\text{tooperacion} = (\text{DIAL} + 2) \cdot \left(0,008 + \frac{0,0028}{M^{0,02} - 1} \right)$
B	E6	Muy Inversa (IEC)	$\text{tooperacion} = (\text{DIAL} + 2) \cdot \left(0,026 + \frac{1}{M^2 - 1} \right)$
C	E7	Extremadamente Inversa (IEC)	$\text{tooperacion} = (\text{DIAL} + 2) \cdot \left(0,022 + \frac{1,28}{M^2 - 1} \right)$

Fuente: Propia

b) BASLER BE1-951

Este es un relé de tipo numérico, las características eléctricas y operativas están determinadas por el modelo y el número de identificación. En la figura 4.5 se muestra los diferentes tipos de números de identificación del relé BASLER BE1-951. [17].

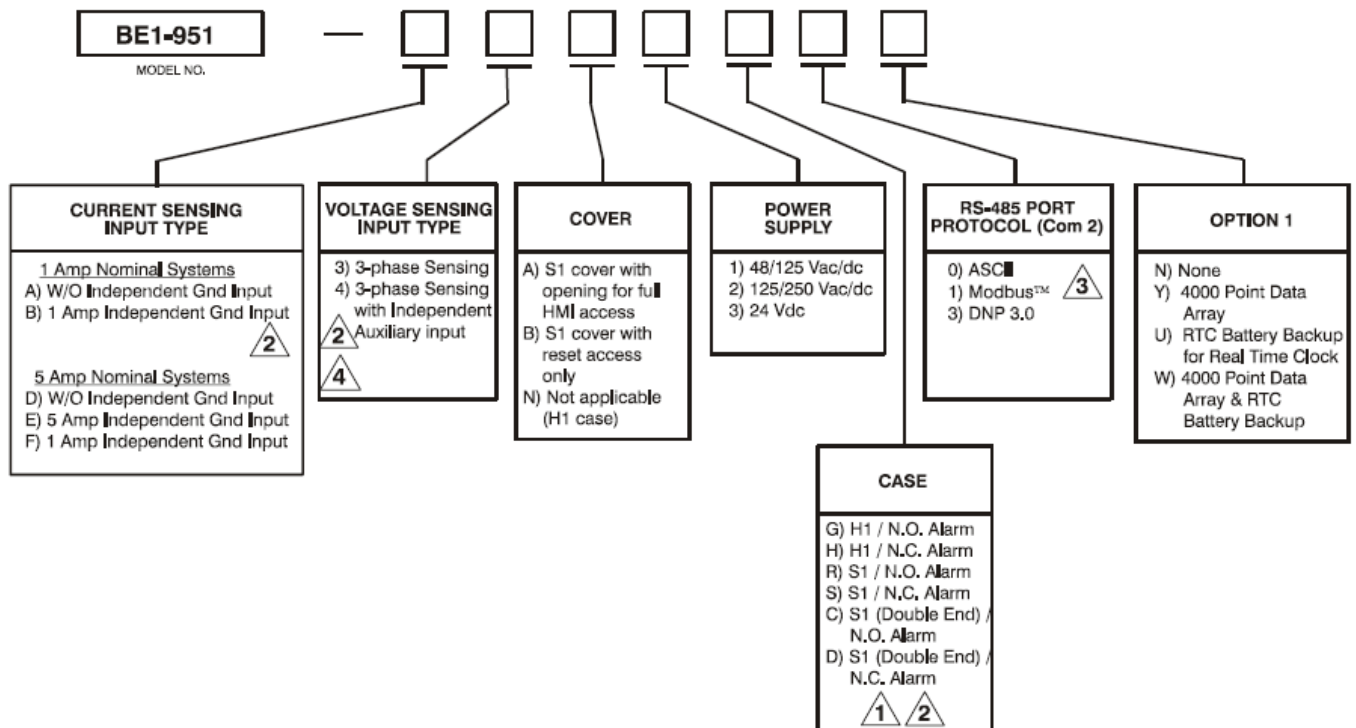


Figura 4.5 Tipos de Números de Identificación del Relé BASLER BE1-951
 Fuente: Manual de Instrucción BASLER BE1-951.

En el laboratorio el relé BASLER BE1-51 posee identificación E3N1H0N. Este relé posee un rango de TIME DIAL de [0,1 – 9,9] en pasos de 0,1, y dispone un rango de Múltiplos de la corriente de arranque de [01 - 40] en pasos de 0,1.

Este relé dispone de 16 curvas características Tiempo-Corriente las cuales pueden ser seleccionadas según sea la necesidad, estas opciones de curvas pueden observarse en la tabla 4.7.



Tabla 4.7 Tipos de curvas característica Tiempo-Corriente BASLER BE1-951

TIPO	CURVA	ECUACIÓN
S1	S1 Inversa corta	$t_{operacion} = \frac{0,2663 \cdot DIAL}{M^{1,2969} - 1} + 0,03393 \cdot DIAL + 0,0280$
S2	S2 Inversa corta	$t_{operacion} = \frac{0,0286 \cdot DIAL}{M^{0,9844} - 1} + 0,02080 \cdot DIAL + 0,0280$
L1	L1 Inversa larga	$t_{operacion} = \frac{5,6143 \cdot DIAL}{M - 1} + 2,18592 \cdot DIAL + 0,0280$
L2	L2 Inversa larga	$t_{operacion} = \frac{2,3955 \cdot DIAL}{M^{0,3125} - 1} + 0,0280$
D	D Tiempo definido	$t_{operacion} = \frac{0,4797 \cdot DIAL}{M^{1,5625} - 1} + 0,21359 \cdot DIAL + 0,0280$
M	M Moderadamente inversa	$t_{operacion} = \frac{0,3022 \cdot DIAL}{M^{0,5} - 1} + 0,12840 \cdot DIAL + 0,0280$
I1	I1 Tiempo inverso	$t_{operacion} = \frac{8,9391 \cdot DIAL}{M^{2,0938} - 1} + 0,17966 \cdot DIAL + 0,0280$
I2	I2 Tiempo inverso	$t_{operacion} = \frac{0,2747 \cdot DIAL}{M^{0,4375} - 1} + 0,10426 \cdot DIAL + 0,0280$
V1	V1 Muy inversa	$t_{operacion} = \frac{5,4687 \cdot DIAL}{M^{2,0469} - 1} + 0,10426 \cdot DIAL + 0,0280$
V2	V2 Muy inversa	$t_{operacion} = \frac{4,4309 \cdot DIAL}{M^{1,9531} - 1} + 0,09910 \cdot DIAL + 0,0280$
E1	E1 Extremadamente inversa	$t_{operacion} = \frac{7,7624 \cdot DIAL}{M^{2,0938} - 1} + 0,02758 \cdot DIAL + 0,0280$
E2	E2 Extremadamente inversa	$t_{operacion} = \frac{4,9883 \cdot DIAL}{M^{2,0469} - 1} + 0,01290 \cdot DIAL + 0,0280$
A	A Inversa estándar	$t_{operacion} = \frac{0,01414 \cdot DIAL}{M^{0,02} - 1} + 0,0280$
B	B Muy Inversa (I ² t)	$t_{operacion} = \frac{1,4636 \cdot DIAL}{M^{1,0469} - 1} + 0,0280$
C	C Extremadamente inversa (I ² t)	$t_{operacion} = \frac{8,2506 \cdot DIAL}{M^{2,0469} - 1} + 0,0280$
G	G Inversa de tiempo largo (I ² t)	$t_{operacion} = \frac{12,1212 \cdot DIAL}{M^{2,0469} - 1} + 0,0280$
F	F Tiempo fijo	$t_{operacion} = DIAL + 0,0280$

Fuente: Propia

**c) RSA-200:**

El principio de operación de este relé es por inducción, las curvas características de este relé se clasifican como tipo Inverso, la ecuación que define su característica Tiempo-Corriente es la siguiente:

$$t_{operación} = \text{DIAL} \cdot \left(\frac{0,005}{(M^{0,02} - 1)} \right) \quad \text{Ecuación 4.3}$$

Este relé dispone de las siguientes opciones de TAPS para su ajuste:

Tabla 4.8 Valores de TAPS Relé RSA-200

	Valores de TAPS (A)						
Fase	3	4	5	6	8	10	12
Neutro	0,8	1	1,2	1,4	1,6	1,8	2

Fuente: Propia

Este relé dispone de un rango de [4 – 20] para ajustes de TIME DIALS

4.4 FUSIBLES TIPO K

Estos fusibles son los utilizados en los circuitos de distribución de la empresa CADAPE, y las series que se han tomado como estándar son los fusibles 20K, 40K y 80K. A continuación se mostrarán los valores máximos de corrientes de falla para los cuales los fusibles tipo K coordinan entre sí. En la figura 4.6 se muestra la coordinación entre fusibles tipo K y en la figura 4.7 se muestran las curvas de operación. [7].

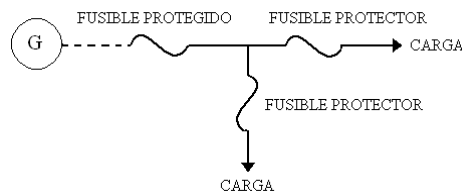


Figura 4.6 Coordinación entre fusibles tipo K
Fuente: CADAPE Unidad de Planificación.



Capítulo IV - Desarrollo del proyecto

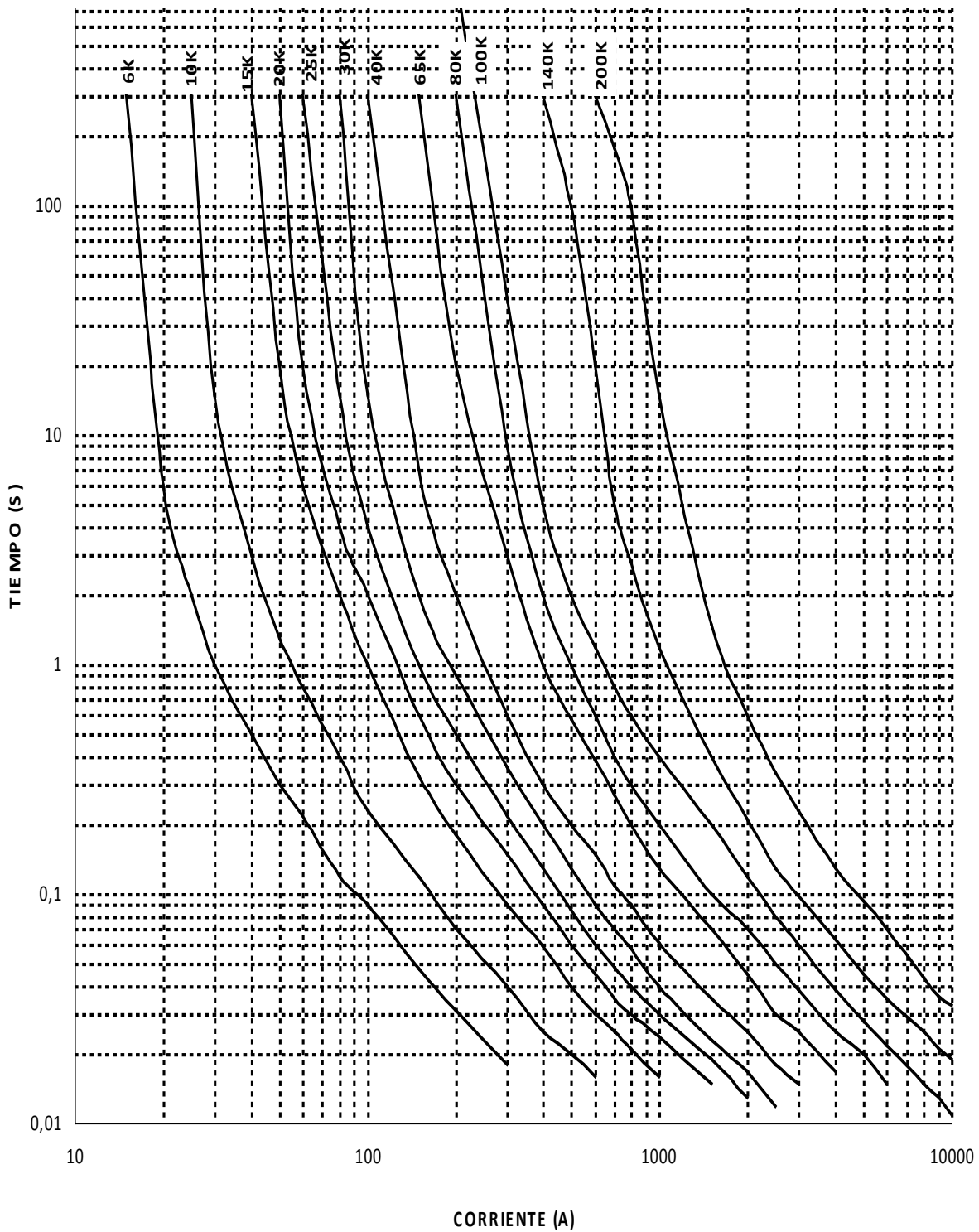


Figura 4.7 Curvas de Operación de máximo despeje en Fusibles tipo K
Fuente: CADAFE. Departamento de Planificación.



4.5 CRITERIOS PARA LA COORDINACIÓN DE PROTECCIONES

- a) Se realizarán 2 estudios de coordinación de protecciones, uno para la protección de fase y otro para la protección del neutro. [6]
- b) La separación mínima entre curvas de operación de los dispositivos de protección será 300 ms en el punto de falla donde se quiere coordinar.
- c) Se realizará el estudio de coordinación de protecciones para la condición de enlace abierto, por ser esta la condición normal de operación de la subestación.
- d) La corriente de arranque para el ajuste de la protección de fase será el menor valor de los tres posibles:
- I nominal de TC x 1,2
 - I nominal del Conductor x 1,2
 - I nominal del Transformador de Potencia x 1,2
- e) La corriente de arranque para el ajuste de la protección del neutro será la corriente máxima que circule por él medida en un periodo de 48 horas, multiplicada por un factor de 1,2. Este periodo de medición no debe incluir lecturas en condiciones de fallas.
- f) Para el cálculo de los DIAL de fase y neutro de los relés asociados a los circuitos de salida en 13,8kV se tomará el valor mayor de corriente de cortocircuito de las dos secciones de la barra principal de 13,8kV, a fin de garantizar que exista el tiempo de margen mínimo entre curvas de operación de los relés. Así mismo para el cálculo del Dial de fase se utilizarán las corrientes de cortocircuito trifásicas con resistencia de contacto de cero ohmios “0 Ω ” y para el cálculo del Dial de neutro se utilizarán las corrientes de cortocircuitos monofásicas con resistencia de contacto de 20 ohmios “20 Ω ”.



- g) Solo se realizará el cálculo de los Instantáneos a los relés de salida y relés principales en 13,8 kV. El instantáneo de cada relé se ajustará a un valor aproximado al 80% de la corriente de cortocircuito con resistencia de contacto de cero ohmios “0 Ω ” ubicada en las cercanías del relé que corresponda a dicho instantáneo. Para el cálculo de los Instantáneos de fase y neutro de los relés asociados a los circuitos de salida en 13,8kV se tomará el valor menor de corriente de cortocircuito de las dos secciones de la barra principal de 13,8kV, a fin de garantizar la operación instantánea de los relés.
- h) Para el ajuste definitivo del DIAL de los relés asociados al interruptor principal de 13,8 kV y 115 kV, se tomará el valor mayor que resulte del cálculo de coordinación de cada circuito.
- i) Las curvas de operación de los fusibles para la coordinación, serán las de máximo despeje, de los tipos 20K, 40K y 80K, por ser los fusibles utilizados por la empresa CADAPE en los circuitos de distribución de la Subestación La Yagüara.
- j) La curva de operación de los relés de salida de cada circuito serán de tipo extremadamente inversa y las de los relés principales de Transformadores 13,8 kV y 115 kV serán de tipo Inversa.
- k) Para los casos que no se logre coordinar las protecciones mediante el procedimiento matemático se procederá a realizar ajustes de forma manual por medio de graficas bilogarítmicas hasta alcanzar una coordinación que cumpla con los criterios ya mencionados.

4.6 CORRIENTES DE CORTOCIRCUITO

Los niveles de cortocircuito trifásico y monofásico de la subestación La Yagüara en la barra de 115 kV, fueron suministrados por la Unidad de Planificación de CADAPE, datos que se muestran en la siguiente tabla:



Capítulo IV - Desarrollo del proyecto

Tabla 4.9 Niveles de cortocircuito de la subestación La Yagüara en la barra de 115 kV

	POTENCIA	CORRIENTE
	MVA	kA
Monofásico	1745,446	8,762905
Trifásico	2506,846	12,58546

Fuente: CADAPE. Departamento de Planificación

Los niveles de cortocircuito mínimos de los circuitos de distribución Tocuyito 1, Tocuyito 2, Pao y Tinaquillo en sus niveles de 13,8 kV, fueron suministrados por la Unidad de Planificación de CADAPE, estos valores fueron calculados simulando una falla en el punto del sistema que presenta mayor caída de tensión, además se asumió una resistencia de contacto igual a cero, los valores se muestran en la siguiente tabla:

Tabla 4.10 Niveles de cortocircuito mínimos de los Circuitos de subestación La Yagüara

Circuito	Icc 3F kA	Icc 2F kA	Icc 1F kA
Tocuyito 1	0,235	0,204	0,161
Tocuyito 2	0,621	0,538	0,377
Pao	0,874	0,757	0,578
Tinaquillo	0,393	0,341	0,262

Fuente: CADAPE. Departamento de Planificación

El nivel máximo de cortocircuito en 13,8 kV se calcula suponiendo una falla en la barra, este valor se obtiene a partir del nivel de cortocircuito en la barra de 115 kV, datos que fueron suministrados por la Gerencia de Operaciones de CADAPE. En la figura 4.8 se muestra el diagrama unifilar de las zonas según niveles de tensión.

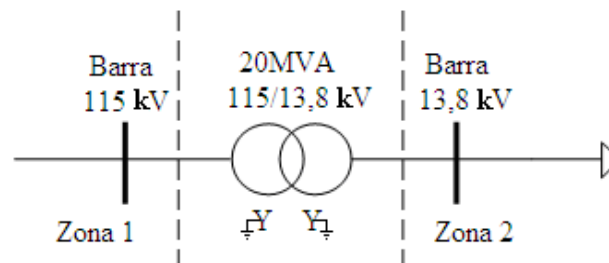


Figura 4.8 Diagrama unifilar de las zonas según niveles de tensión.

Fuente: Propia



Haciendo uso de cálculos en por unidad se tiene:

Valores Base:

$$S_{base_{3F}} = 20 \text{ MVA}$$

$$V_{base1} = 115 \text{ kV}$$

$$V_{base2} = 13,8 \text{ kV}$$

$$I_{base1} = \frac{S_{base}}{\sqrt{3} \cdot V_{base1}} = \frac{20 \text{ MVA}}{\sqrt{3} \cdot 115 \text{ kV}} = 100,4087 \text{ A} \quad \text{Ecuación 4.4}$$

$$I_{base2} = \frac{S_{base}}{\sqrt{3} \cdot V_{base2}} = \frac{20 \text{ MVA}}{\sqrt{3} \cdot 13,8 \text{ kV}} = 836,7395 \text{ A} \quad \text{Ecuación 4.5}$$

$$Z_{base1Y} = \frac{V_{base1}^2}{S_{base_{3F}}} = \frac{(115 \text{ kV})^2}{20 \text{ MVA}} = 661,25 \Omega \quad \text{Ecuación 4.6}$$

$$Z_{base2Y} = \frac{V_{base2}^2}{S_{base_{3F}}} = \frac{(13,8 \text{ kV})^2}{20 \text{ MVA}} = 9,522 \Omega \quad \text{Ecuación 4.7}$$

4.6.1 CÁLCULO DE LA CORRIENTE DE CORTOCIRCUITO TRIFÁSICA EN LA BARRA DE 13,8 kV

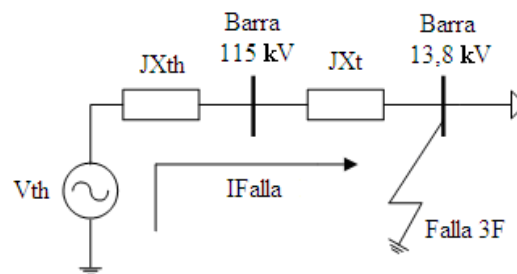


Figura 4.9 Diagrama de impedancias
Fuente: Propia

Donde:

V_{th} : Voltaje equivalente de Thevenin

JX_{th} : Impedancia de Thevenin

JX_t : Impedancia del Transformador de Potencia.

I_{falla} : Corriente de cortocircuito

**Valores en por unidad:**

$$V_{th} = 1 \angle 0^\circ \text{ P.U}$$

$$MVACC_{3F} = \frac{2506,846 \text{ MVA}}{20 \text{ MVA}} = 125,342 \text{ P.U} \quad \text{Ecuación 4.8}$$

$$X_{th} = \frac{V_{pf}}{MVACC_{3F}} = \frac{1 \text{ P.U}}{125,342 \text{ P.U}} = 7,978 \times 10^{-3} \text{ P.U} \quad \text{Ecuación 4.9}$$

$$X_{t1} = \frac{9,75}{100} = 0,0975 \text{ P.U} \quad \text{Ecuación 4.10}$$

$$X_{t2} = \frac{10,15}{100} = 0,1015 \text{ P.U} \quad \text{Ecuación 4.11}$$

El enlace de barra en 13,8 kV normalmente se encuentra abierto, por lo tanto, el cálculo de la corriente de cortocircuito se realizará para esta condición, dando como resultado dos posibles corrientes de falla, una para cada sección de la barra.

Cálculo de la corriente de falla trifásica asociada al Transformador de potencia 1:

$$I_{falla1} = \frac{V_{th}}{jX_{th} + jX_{t1}} = \frac{1 \angle 0^\circ}{j 7,978 \times 10^{-3} + j 0,0975} = 9,48 \angle -90^\circ \text{ P.U} \quad \text{Ecuación 4.12}$$

$$I_{falla1} = I_{falla} \text{ P.U} \times I_{base2} = 7933 \text{ A} \quad \text{Ecuación 4.13}$$

Cálculo de la corriente de falla trifásica asociada al Transformador de potencia 2:

$$I_{falla2} = \frac{V_{th}}{jX_{th} + jX_{t2}} = \frac{1 \angle 0^\circ}{j 7,978 \times 10^{-3} + j 0,1015} = 9,13 \angle -90^\circ \text{ P.U} \quad \text{Ecuación 4.14}$$

$$I_{falla2} = I_{falla} \text{ P.U} \times I_{base2} = 7643 \text{ A} \quad \text{Ecuación 4.15}$$



4.6.2 CÁLCULO DE LA CORRIENTE DE CORTOCIRCUITO TRIFÁSICA EN LOS PUNTOS DONDE SE ENCUENTRA EL PRIMER DISPOSITIVO DE PROTECCIÓN SIGUIENTE AL RELÉ DE SALIDA

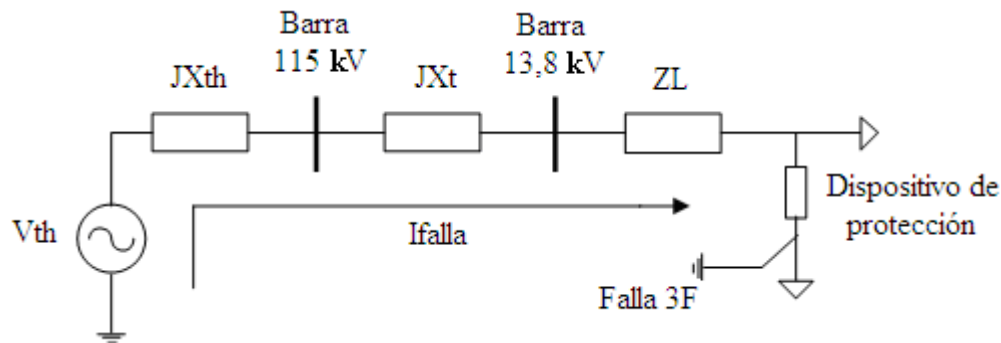


Figura 4.10 Diagrama de impedancias
Fuente: Propia

Donde:

V_{th} : Voltaje equivalente de Thevenin

JX_{th} : Impedancia de Thevenin

JX_t : Impedancia del Transformador de Potencia.

Z_L : Impedancia de la línea

I_{falla} : Corriente de cortocircuito

a) Cálculo de la impedancia de la línea:

El conductor existente en el troncal de todos los circuitos de distribución en 13.8 kV de la subestación La Yagüara, es un conductor desnudo Arvidal 4/0, este conductor posee las siguientes características.

Tabla 4.11 Características del conductor Arvidal 4/0

Calibre	Nro. de hilos	Radio del conductor (mm)	Capacidad (A)	Resistencia a 60 HZ (Ω /Km)	
				25 °C	50 °C
4/0	7	6,6294	380	0,2745	0,3018

Fuente: Reglamento y normas generales para redes de distribución y líneas de alimentación (CADAPE)



Capítulo IV - Desarrollo del proyecto

$$ZL = RL + JXL \quad \text{Ecuación 4.16}$$

$$XL = 0,0754 \cdot \text{Ln} \left(\frac{\text{DMG}}{\text{RMG}} \right) \quad \text{Ecuación 4.17}$$

$$\text{DMG} = \sqrt[3]{(\text{Dab}) \cdot (\text{Dac}) \cdot (\text{Dbc})} \quad \text{Ecuación 4.18}$$

$$\text{RMG} = K \cdot r \quad \text{Ecuación 4.19}$$

Donde:

DMG: Diámetro medio geométrico

RMG: Radio medio geométrico

Dab: Distancia entre conductor de la fase “a” y el conductor de la fase “b”

Dac: Distancia entre conductor de la fase “a” y el conductor de la fase “c”

Dbc: Distancia entre conductor de la fase “b” y el conductor de la fase “c”

K: Constante que depende del número de hilos del conductor

r: Radio del conductor

Para el tramo de estudio las distancias entre conductores se mantienen, y se muestran en la figura 4.11.

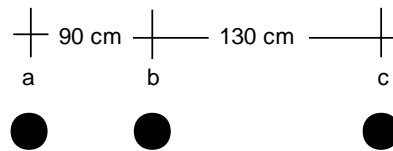


Figura 4.11 Distancia entre conductores
Fuente: Propia

$$\text{DMG} = \sqrt[3]{(90) \cdot (130) \cdot (220)} = 137,047 \text{ cm} \quad \text{Ecuación 4.18}$$



Capítulo IV - Desarrollo del proyecto

Tabla 4.12 Constante K para el cálculo del RMG

Nro. de hilos	K
7	0,726
19	0,758
37	0,768
61	0,772
91	0,774
127	0,776

Fuente: Información Técnica (LATINCASA)

$$\text{RMG} = 0,726 \cdot 0,66294 = 0,4813 \text{ cm} \quad \text{Ecuación 4.19}$$

$$\text{XL} = 0,0754 \cdot \ln\left(\frac{137,047}{0,4813}\right) = 0,426 \Omega/\text{Km} \quad \text{Ecuación 4.17}$$

$$\text{ZL} = (0,2745 + j0,426) \Omega/\text{Km} \quad \text{Ecuación 4.16}$$

Tabla 4.13 Impedancias de las líneas para cada circuito al primer dispositivo de protección

Circuito	Distancia al primer dispositivo de protección (Km)	Resistencia de la línea		Reactancia de la línea	
		(Ω)	p.u.	(Ω)	p.u.
Tinaquillo	1,660	0,456	$4,789 \times 10^{-2}$	0,707	$7,425 \times 10^{-2}$
Pao	0,656	0,180	$1,890 \times 10^{-2}$	0,279	$2,930 \times 10^{-2}$
Tocuyito 1	0,507	0,139	0,015	0,216	$2,268 \times 10^{-2}$
Tocuyito 2	2,347	0,644	$6,763 \times 10^{-2}$	1,000	0,105

Fuente: Propia.

b) Cálculo de la corriente de cortocircuito trifásica al primer dispositivo de protección:

Para el cálculo de la corriente de cortocircuito trifásica al primer dispositivo de protección se procede a utilizar la siguiente ecuación:

$$I_{\text{falla}} = \frac{V_{\text{th}}}{jX_{\text{th}} + jX_{\text{t1}} + Z_{\text{L}}} \quad \text{Ecuación 4.20}$$

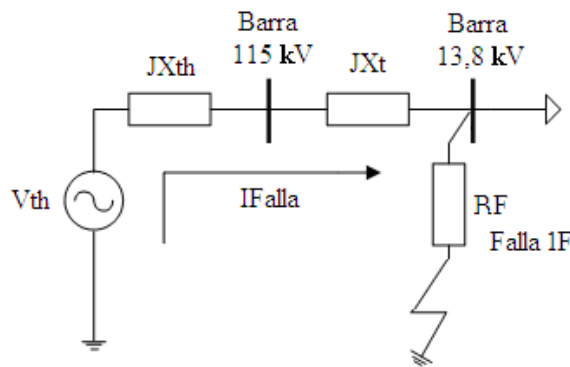


Tabla 4.14 Corriente de cortocircuito trifásico al primer dispositivo de protección

Circuito	Ifalla	
	p.u.	(A)
Tinaquillo	5,376	4497
Pao	7,347	6145
Tocuyito 1	7,750	6482
Tocuyito 2	4,523	3783

Fuente: Propia.

4.6.3 CÁLCULO DE LA CORRIENTE DE CORTOCIRCUITO MONOFÁSICA EN LA BARRA DE 13,8 kV

Figura 4.12 Diagrama de impedancias para falla monofásica
Fuente: Propia

Donde:

Vth: Voltaje equivalente de Thevenin

JXth: Impedancia de Thevenin

JXt: Impedancia del Transformador de Potencia.

ZL: Impedancia de la línea

Ifalla: Corriente de cortocircuito

RF: Resistencia de contacto (Se considera $R_f = 20\Omega$)

**Valores en por unidad:**

$$V_{th} = 1 \angle 0^\circ \text{ P.U}$$

$$R_F = \frac{20}{9,522} = 2,1 \text{ P.U}$$

$$MVACC_{IF} = \frac{1745,446 \text{ MVA}}{20 \text{ MVA}} = 87,27 \text{ P.U} \quad \text{Ecuación 4.21}$$

$$X_{th} = \frac{V_{pf}}{MVACC_{IF}} = \frac{1 \text{ P.U}}{125,342 \text{ P.U}} = 1,145 \times 10^{-2} \text{ P.U} \quad \text{Ecuación 4.22}$$

Haciendo uso de las componentes simétricas se procede al cálculo de las corrientes de cortocircuito monofásica, ver figura 4.13

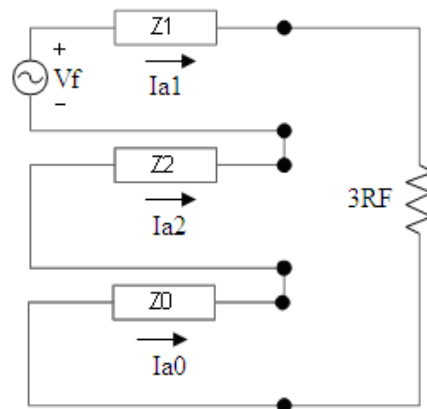


Figura 4.13 Redes de secuencia para una falla monofásica a tierra
Fuente: Propia

Donde:

Vf: Voltaje previo a la falla.

Ia1: Corriente de secuencia positiva.

Ia2: Corriente de secuencia negativa.

Ia0: Corriente de secuencia cero.

Z1: Impedancia de secuencia positiva.

Z2: Impedancia de secuencia negativa.

Z0: Impedancia de secuencia cero.

RF: Resistencia de contacto.



Capítulo IV - Desarrollo del proyecto

$$V_f = 1 \angle 0^\circ \text{ P.U}$$

$$Z_1 = Z_2 = Z_{th} + Z_t \quad \text{Ecuación 4.23}$$

$$Z_0 = 0,5 \cdot Z_{th} + Z_t \quad \text{Ecuación 4.24}$$

$$I_{falla} = \frac{3 \cdot V_f}{Z_1 + Z_2 + Z_0 + 3 \cdot R_f} \quad \text{Ecuación 4.25}$$

Cálculo de la corriente de falla monofásica asociada al Transformador de potencia 1:

$$Z_1 = Z_2 = J0,1089 \text{ p.u.}$$

$$Z_0 = J0,0602 \text{ p.u.}$$

- Para $R_F=2,1$ se obtiene:

$$I_{falla1} = 397,86 \text{ A}$$

- Para $R_F=0$ se obtiene:

$$I_{falla1} = 7820 \text{ A}$$

Cálculo de la corriente de falla monofásica asociada al Transformador de potencia 2:

$$Z_1 = Z_2 = J0,1129 \text{ p.u.}$$

$$Z_0 = J0,1072 \text{ p.u.}$$

- Para $R_F=2,1 \text{ p.u.}$ se obtiene:

$$I_{falla2} = 397,82 \text{ A}$$

- Para $R_F=0$ se obtiene:

$$I_{falla2} = 7538 \text{ A}$$

	Para $R_F=0 \Omega$	Para $R_F=20\Omega$
Ifalla asociada al Transformador de Potencia 1	7820 A	397,86 A
Ifalla asociada al Transformador de Potencia 2	7538 A	397,82 A



4.6.4 CÁLCULO DE LA CORRIENTE DE CORTOCIRCUITO MONOFÁSICA EN LOS PUNTOS DONDE SE ENCUENTRA EL PRIMER DISPOSITIVO DE PROTECCIÓN SIGUIENTE AL RELÉ DE SALIDA

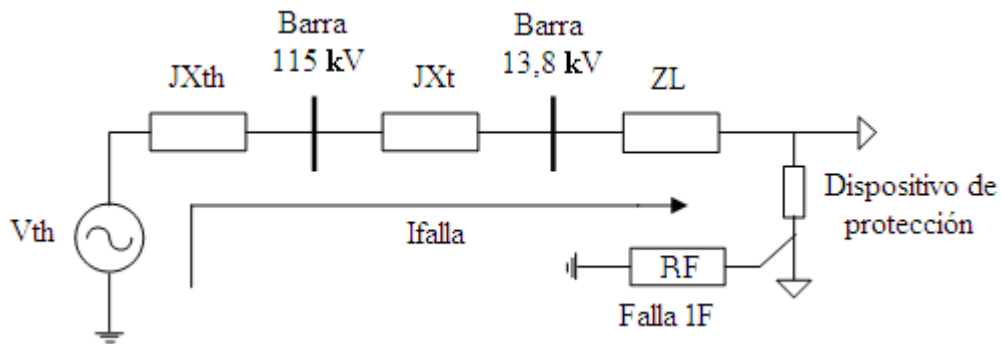


Figura 4.14 Diagrama de impedancias para falla monofásica
Fuente: Propia

$$Z1 = Z2 = Z_{th} + Z_{t1} + Z_L \quad \text{Ecuación 4.26}$$

$$Z0 = 0,5 \cdot Z_{th} + Z_{t1} + 3 \cdot Z_L \quad \text{Ecuación 4.27}$$

$$I_{falla} = \frac{3 \cdot V_f}{Z1 + Z2 + Z0 + 3 \cdot R_f} \quad \text{Ecuación 4.28}$$

Tabla 4.15 Corriente de cortocircuito monofásico al primer dispositivo de protección

Circuito	I _{falla} R _f = 20Ω	
	p.u.	(A)
Tinaquillo	0,4562	381,72
Pao	0,4679	391,51
Tocuyito 1	0,4694	392,85
Tocuyito 2	0,4483	375,12

Fuente: Propia.



4.7 CURVA DE DAÑO Y DE INRUSH DEL TRANSFORMADOR DE POTENCIA

$$I_{\text{nominal TRANSF}} = 836,74 \text{ A} \quad [20]$$

Tabla 4.16 Curva de Daño referida al secundario del Transformador de Potencia

TIEMPO (S)	60	30	10	5	4	3	2
CORRIENTE (A)	3975	5606	9455	11965	13890	16735	20919

Fuente: Propia.

Tabla 4.17 Curva de Inrush referida al secundario del Transformador de Potencia

TIEMPO (S)	0,015	0,1
CORRIENTE (A)	20919	12551

Fuente: Propia.

4.8 COORDINACIÓN DE PROTECCIONES DE SOBRECORRIENTES

El cálculo de los ajustes de las protecciones de sobrecorrientes se divide en dos etapas, la primera dedicada para el cálculo de ajustes de fase y la segunda destinada a los cálculos de ajustes del neutro. Los criterios utilizados para cada una de las etapas son explicados en la sección 4.5.

4.8.1 AJUSTES PARA LA PROTECCIÓN DE FASE

La coordinación de fase estará delimitada por los valores máximos y mínimos de cortocircuito trifásico de cada circuito.



a) CIRCUITO TINAQUILLO

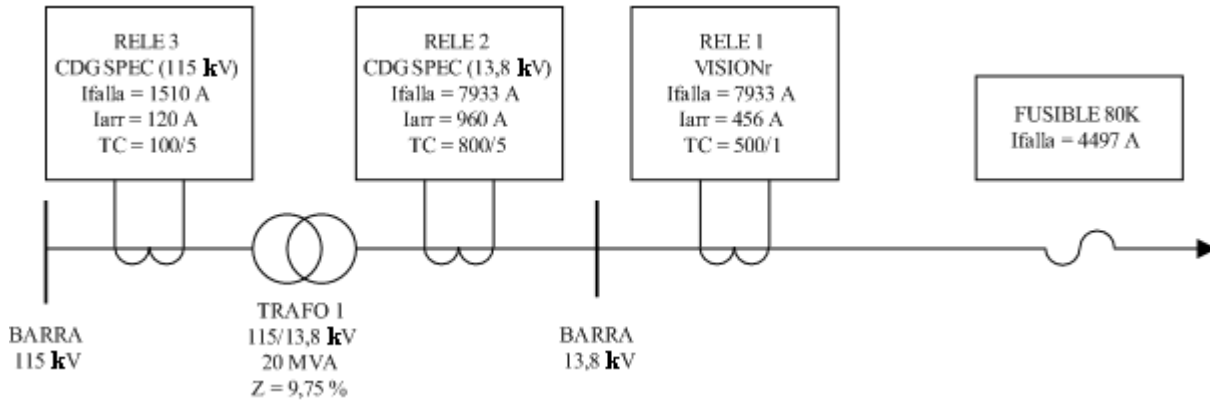


Figura 4.15 Ubicación de los dispositivos de protección de fase del Circuito Tinaquillo
Fuente: Propia

$$I_{max_{CC}} = 12.585 \text{ A}$$

$$I_{min_{CC}} = 393 \text{ A}$$

- **RELÉ VISIONr (Curva Extremadamente Inversa):**

Tabla 4.18 Corrientes consideradas en el cálculo de la Iarranque del relé VISIONr

Equipo	Inominal (A)	Inominal x 1,2 (A)
Conductor Arvidal 4/0	380	456
TC	500	600

Fuente: Propia.

$$I_{arranque} = 456 \text{ A}$$

$$TAP = I_{arranque} \cdot \frac{1}{RTC} = 456 \cdot \frac{1}{500} = 0,912 \text{ A} \quad \text{Ecuación 4.29}$$

$$M = \frac{I_{falla}}{I_{arranque}} = \frac{4497}{456} = 9,861 \quad \text{Ecuación 4.30}$$

$$t_{operación} = t_{fusible\ 80K} + t_{margen} = 0,021 + 0,3 = 0,321 \text{ s} \quad \text{Ecuación 4.31}$$

$$DIAL = t_{operación} \cdot \frac{(M^2 - 1)}{80} = 0,39 \quad \text{Ecuación 4.32}$$



- **RELÉ CDG SPEC en 13,8 KV (Curva Inversa):**

Tabla 4.19 Corrientes consideradas en el cálculo de la Iarranque del relé CDG SPEC (13,8 kV)

Equipo	Inominal (A)	Inominal x 1,2 (A)
TC	800	960
Transformador de Potencia	836,74	1004

Fuente: Propia.

Iarranque = 960 A

$$TAP = Iarranque \cdot \frac{1}{RTC} = 960 \cdot \frac{5}{800} = 6 \text{ A} \quad \text{Ecuación 4.33}$$

$$M = \frac{Ifalla}{Iarranque} = \frac{7933}{960} = 8,263 \quad \text{Ecuación 4.34}$$

$$t_{VISIONr} = DIAL \cdot \frac{80}{(M^2 - 1)} = 0,39 \cdot \frac{80}{8,263^2 - 1} = 0,464 \text{ s} \quad \text{Ecuación 4.35}$$

$$t_{operación} = t_{VISIONr} + t_{margen} = 0,464 + 0,3 = 0,764 \text{ s} \quad \text{Ecuación 4.36}$$

$$DIAL = t_{operación} \cdot \frac{(M^{0,02} - 1)}{0,14} = 0,24 \quad \text{Ecuación 4.37}$$

- **RELÉ CDG SPEC en 115 KV (Curva Inversa):**

Tabla 4.20 Corrientes consideradas en el cálculo de la Iarranque del relé CDG SPEC (115 kV)

Equipo	Inominal (A)	Inominal x 1,2 (A)
TC	100	120
Transformador de Potencia	100,4	120,5

Fuente: Propia.

Iarranque = 120 A

$$TAP = Iarranque \cdot \frac{1}{RTC} = 120 \cdot \frac{5}{100} = 6 \text{ A} \quad \text{Ecuación 4.38}$$

$$M = \frac{Ifalla}{Iarranque} = \frac{951,96}{120} = 7,933 \quad \text{Ecuación 4.39}$$

$$t_{CDG\ SPEC\ (13,8\ KV)} = DIAL \cdot \frac{0,14}{(M^{0,02} - 1)} = 0,24 \cdot \frac{0,14}{7,933^{0,02} - 1} = 0,795 \text{ s} \quad \text{Ecuación 4.40}$$



Capítulo IV - Desarrollo del proyecto

$$t_{\text{operación}} = t_{\text{CDG SPEC (13,8 KV)}} + t_{\text{margen}} = 0,795 + 0,3 = 1,095 \text{ s} \quad \text{Ecuación 4.41}$$

$$\text{DIAL} = t_{\text{operación}} \cdot \frac{(M^{0,02} - 1)}{0,14} = 0,33 \quad \text{Ecuación 4.42}$$

Tabla 4.21 Ajustes de los Relés (Circuito Tinaquillo)

Relé	TAP	DIAL
VISIONr	91 %	0,39
CDG SPEC (13,8 KV)	6	0,24
CDG SPEC (115 KV)	6	0,33

Fuente: Propia.

El cálculo de los ajustes para los demás circuitos es similar al del circuito anterior, por lo tanto, sólo se mostrará el diagrama de ubicación de los dispositivos de protección y una tabla resumen de los resultados de sus ajustes correspondientes a cada circuito.

b) CIRCUITO PAO

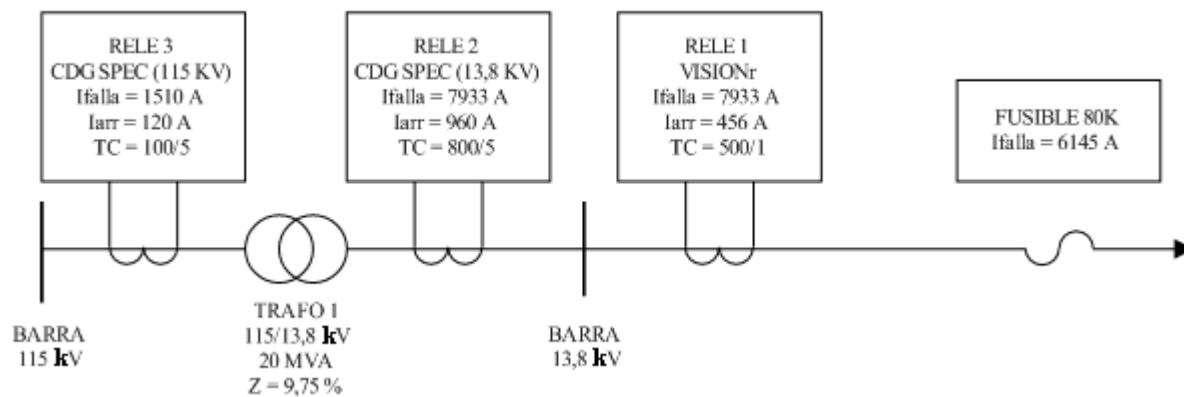


Figura 4.16 Ubicación de los dispositivos de protección de fase del Circuito Pao

Fuente: Propia

$$I_{\text{max}_{\text{CC}}} = 12.585 \text{ A}$$

$$I_{\text{min}_{\text{CC}}} = 874 \text{ A}$$



Tabla 4.22 Ajustes de los Relés (Circuito Pao)

Relé	TAP	DIAL
VISIONr	91 %	0,65
CDG SPEC (13,8 KV)	6	0,4
CDG SPEC (115 KV)	6	0,44

Fuente: Propia.

c) CIRCUITO TOCUYITO 1

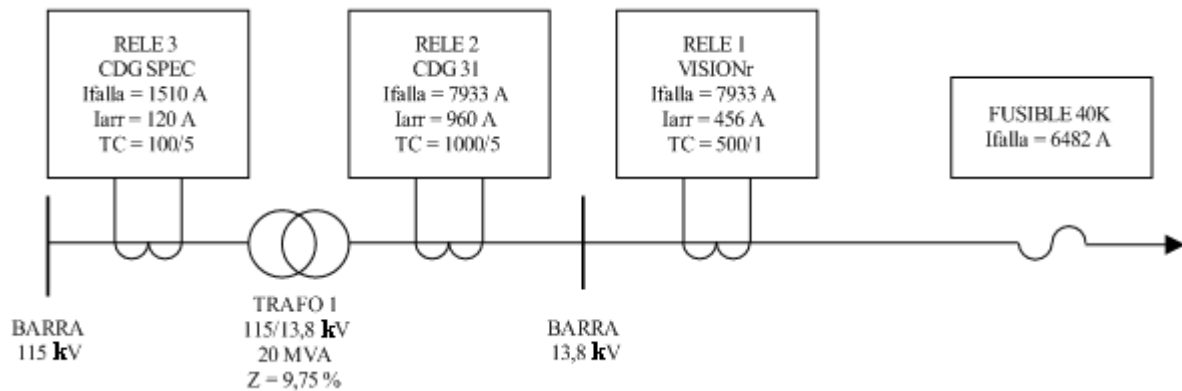


Figura 4.17 Ubicación de los dispositivos de protección de fase del Circuito Tocuyito 1
Fuente: Propia

$$I_{max_{CC}} = 12.585 \text{ A}$$

$$I_{min_{CC}} = 235 \text{ A}$$

Tabla 4.23 Ajustes de los Relés (Circuito Tocuyito 1)

Relé	TAP	DIAL
VISIONr	91 %	0,75
CDG 31	5	0,40
CDG SPEC	6	0,5

Fuente: Propia.



d) CIRCUITO TOCUYITO 2

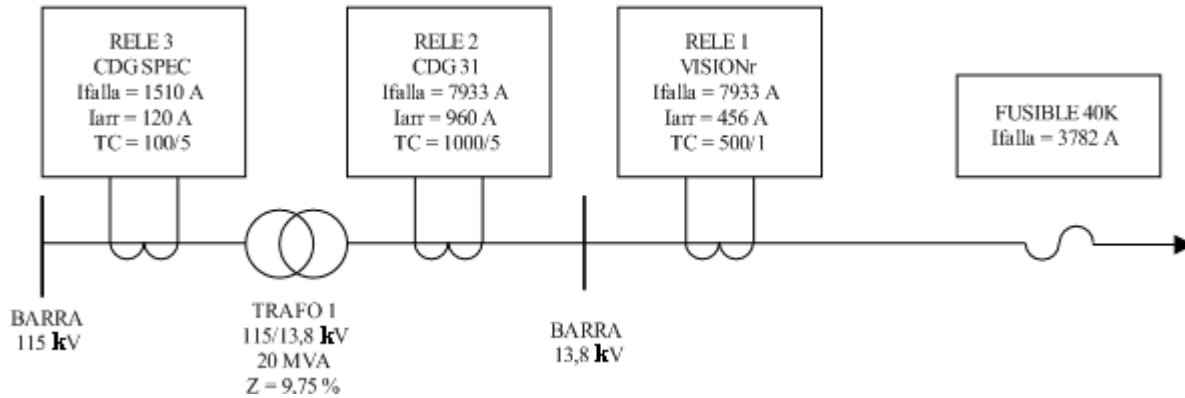


Figura 4.18 Ubicación de los dispositivos de protección de fase del Circuito Tocuyito 2
Fuente: Propia

$I_{max} = 12.585 \text{ A}$

$I_{min} = 621 \text{ A}$

Tabla 4.24 Ajustes de los Relés (Circuito Tocuyito 2)

Relé	TAP	DIAL
VISIONr	91 %	0,26
CDG 31	5	0,19
CDG SPEC	6	0,28

Fuente: Propia.

Tabla 4.25 Comparación entre los ajustes de fase propuestos y los existentes en la Subestación

Circuito	Relé	TAP Propuesto	DIAL Propuesto	TAP en S/E	DIAL en S/E
Tinaquillo	VISIONr	91 %	0,39	90%	0,1
	CDG SPEC (13,8KV)	6	0,40	6	0,2
	CDG SPEC (115KV)	6	0,50	5	0,3
Pao	VISIONr	91%	0,65	90%	0,1
	CDG SPEC (13,8KV)	6	0,40	6	0,2
	CDG SPEC (115KV)	6	0,50	5	0,3
Tocuyito 1	VISIONr	91 %	0,75	80%	0,1
	CDG 31	5	0,40	5	0,2
	CDG SPEC	6	0,50	5	0,3
Tocuyito 2	VISIONr	91 %	0,26	80%	0,1
	CDG 31	5	0,40	5	0,2
	CDG SPEC	6	0,50	5	0,3

Fuente: Propia.

4.8.2 AJUSTES PARA LA PROTECCIÓN DE NEUTRO

La coordinación de neutro estará delimitada con los valores máximos y mínimos de cortocircuito monofásico de cada circuito.

a) CIRCUITO TINAQUILLO

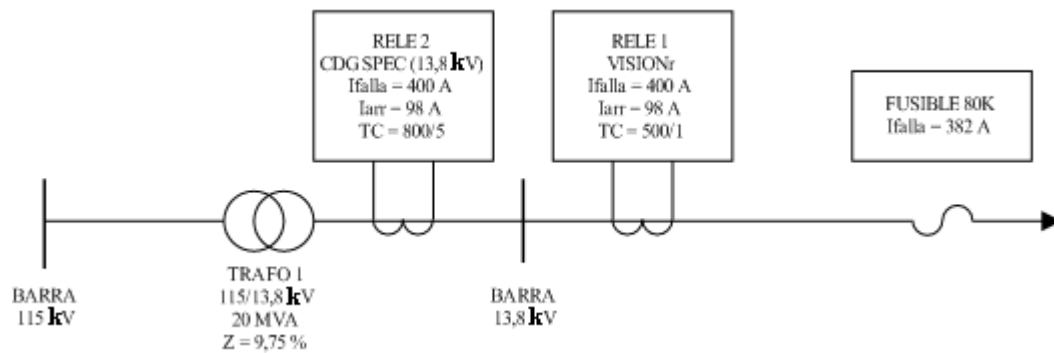


Figura 4.19 Ubicación de los dispositivos de protección de neutro del Circuito Tinaquillo
Fuente: Propia

$$I_{max} = 8763 \text{ A}$$

$$I_{min} = 262 \text{ A}$$

$$I_{neutro_{max}} = 81,85 \text{ A}$$

$$I_{arranque} = 1,2 \cdot I_{neutro_{max}} \quad \text{Ecuación 4.43}$$

$$I_{arranque} = 98 \text{ A}$$

- **RELÉ VISIONr (Curva Extremadamente Inversa):**

$$TAP = I_{arranque} \cdot \frac{1}{RTC} = 98 \cdot \frac{1}{500} = 0,196 \text{ A} \quad \text{Ecuación 4.44}$$

$$M = \frac{I_{falla}}{I_{arranque}} = \frac{382}{98} = 3,9 \quad \text{Ecuación 4.45}$$

$$t_{operación} = t_{fusible 80K} + t_{margen} = 5,66 + 0,3 = 5,96 \text{ s} \quad \text{Ecuación 4.46}$$

$$DIAL = t_{operación} \cdot \frac{(M^2 - 1)}{80} = 1,05 \quad \text{Ecuación 4.47}$$



- **RELÉ CDG SPEC en 13,8 KV (Curva Inversa):**

$$TAP = I_{arranque} \cdot \frac{1}{RTC} = 98 \cdot \frac{5}{800} = 0,61 \text{ A} \quad \text{Ecuación 4.48}$$

$$M = \frac{I_{falla}}{I_{arranque}} = \frac{400}{98} = 4,08 \quad \text{Ecuación 4.49}$$

$$t_{VISIONr} = DIAL \cdot \frac{80}{(M^2 - 1)} = 1,05 \cdot \frac{80}{3,9^2 - 1} = 5,36 \text{ s} \quad \text{Ecuación 4.50}$$

$$t_{operación} = t_{VISIONr} + t_{margen} = 5,36 + 0,3 = 5,66 \text{ s} \quad \text{Ecuación 4.51}$$

$$DIAL = t_{operación} \cdot \frac{(M^{0,02} - 1)}{0,14} = 1,15 \quad \text{Ecuación 4.52}$$

Tabla 4.26 Ajustes de Neutro de los Relés (Circuito Tinaquillo)

Relé	TAP	DIAL
VISIONr	20 %	1,05
CDG SPEC (13,8 KV)	1	1

Fuente: Propia

El cálculo de los ajustes para los demás circuitos es similar al del circuito anterior, por lo tanto, sólo se mostrará el diagrama de ubicación de los dispositivos de protección y una tabla resumen de los resultados de sus ajustes correspondientes a cada circuito.

b) CIRCUITO PAO

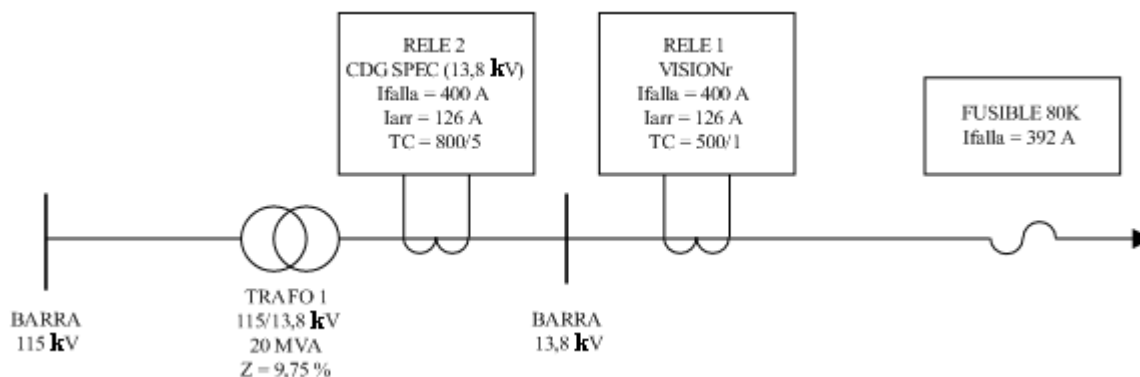


Figura 4.20 Ubicación de los dispositivos de protección de neutro del Circuito Pao

Fuente: Propia



$$I_{\max} = 8763 \text{ A}$$

$$I_{\min} = 392 \text{ A}$$

$$I_{\text{neutro}}_{\max} = 105 \text{ A}$$

$$I_{\text{arranque}} = 1,2 \cdot I_{\text{neutro}}_{\max}$$

Ecuación 4.53

$$I_{\text{arranque}} = 126 \text{ A}$$

Tabla 4.27 Ajustes de Neutro de los Relés (Circuito Pao)

Relé	TAP	DIAL
VISIONr	25 %	0,63
CDG SPEC (13,8 kV)	1	0,9

Fuente: Propia

c) CIRCUITO TOCUYITO 1

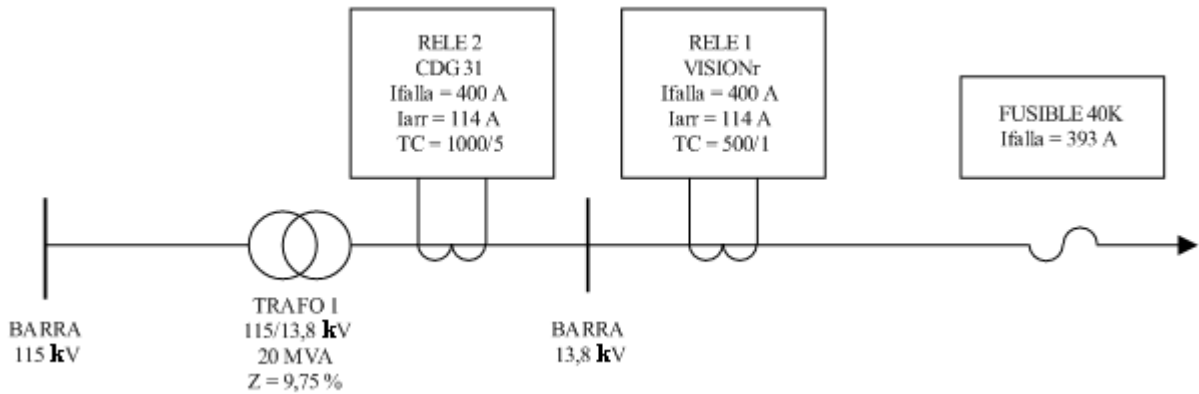


Figura 4.21 Ubicación de los dispositivos de protección de neutro del Circuito Tocuyito 1

Fuente: Propia

$$I_{\max} = 8763 \text{ A}$$

$$I_{\min} = 161 \text{ A}$$

$$I_{\text{neutro}}_{\max} = 95 \text{ A}$$

$$I_{\text{arranque}} = 1,2 \cdot I_{\text{neutro}}_{\max}$$

Ecuación 4.53

$$I_{\text{arranque}} = 114 \text{ A}$$



Tabla 4.28 Ajustes de Neutro de los Relés (Circuito Tocuyito 1)

Relé	TAP	DIAL
VISIONr	23 %	0,1
CDG 31	1	0,2

Fuente: Propia

d) CIRCUITO TOCUYITO 2

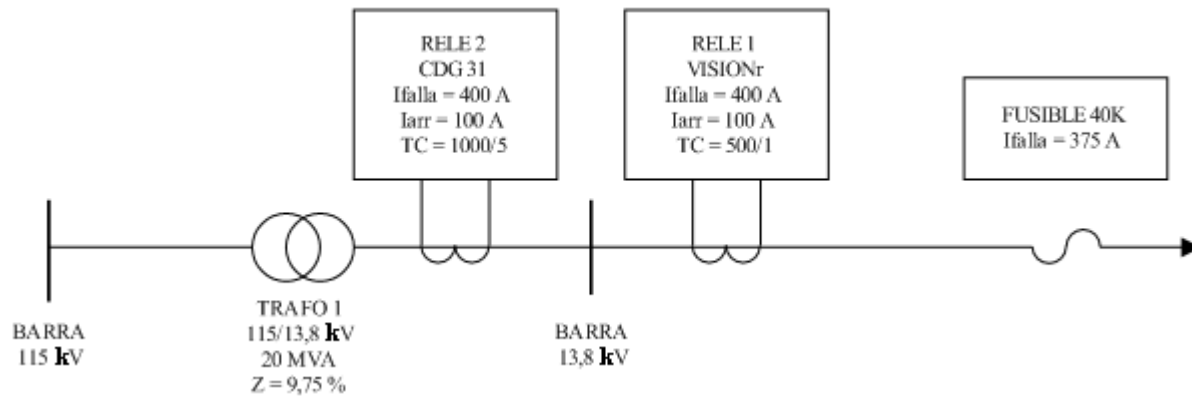


Figura 4.22 Ubicación de los dispositivos de protección de neutro del Circuito Tocuyito 2

Fuente: Propia

$$I_{\max} = 8763 \text{ A}$$

$$I_{\min} = 375 \text{ A}$$

$$I_{\text{neutro}_{\max}} = 83 \text{ A}$$

$$I_{\text{arranque}} = 1,2 \cdot I_{\text{neutro}_{\max}}$$

Ecuación 4.53

$$I_{\text{arranque}} = 100 \text{ A}$$

Tabla 4.29 Ajustes de Neutro de los Relés (Circuito Tocuyito 2)

Relé	TAP	DIAL
VISIONr	20 %	0,1
CDG 31	1	0,2

Fuente: Propia

Para los valores de ajustes calculados anteriormente para la protección de neutro, no se alcanza obtener una coordinación de protecciones que cumpla con los criterios suministrados por la



Capítulo IV - Desarrollo del proyecto

empresa CADAFE. Para satisfacer los criterios se procede a realizar los ajustes de forma gráfica, obteniendo los siguientes ajustes mostrados en la Tabla 4.30:

Tabla 4.30 Ajustes de Neutro para los relés de la subestación

Circuito	Relé	TAP	DIAL	TAP	DIAL
		Propuesto	Propuesto	en S/E	en S/E
Tinaquillo	VISIONr	30%	1,5	20%	0,8
	CDG SPEC (13,8kV)	1	1	1,5	0,5
Pao	VISIONr	25%	3	20%	0,8
	CDG SPEC (13,8kV)	1	1	1,5	0,5
Tocuyito 1	VISIONr	25%	0,6	16%	0,8
	CDG 31 (13,8kV)	1	0,3	1,5	0,3
Tocuyito 2	VISIONr	25%	0,6	16%	0,8
	CDG 31 (13,8kV)	1	0,3	1,5	0,3

Fuente: Propia.

4.8.3 AJUSTES DE INSTANTÁNEOS

El valor de instantáneo correspondiente a cada relé se indica en la tabla 4.31 en la columna “Inst”, que resulta de dividir la columna “80% Ifalla” entre la columna “Iarr”.

$$Inst = \frac{80\% \text{ Ifalla}}{Iarr} \tag{Ecuación 4.54}$$

Tabla 4.31 Ajustes de Instantáneo

Circuito	Relé	FASE			NEUTRO		
		80% Ifalla	Iarr	Inst	80% Ifalla	Iarr	Inst
Tinaquillo	VISIONr	6114	456	13	6028	98	61
	CDG SPEC (13,8kV)	6114	960	6	6028	98	61
Pao	VISIONr	6114	456	13	6028	126	48
	CDG SPEC (13,8kV)	6114	960	6	6028	126	48
Tocuyito 1	VISIONr	6114	456	13	6028	114	53
	CDG 31 (13,8kV)	6114	960	6	6028	114	53
Tocuyito 2	VISIONr	6114	456	13	6028	100	60
	CDG 31 (13,8kV)	6114	960	6	6028	100	60

Fuente: Propia.

4.8.4 GRAFICAS DE COORDINACIÓN PROPUESTAS

a) CIRCUITO TINAQUILLO

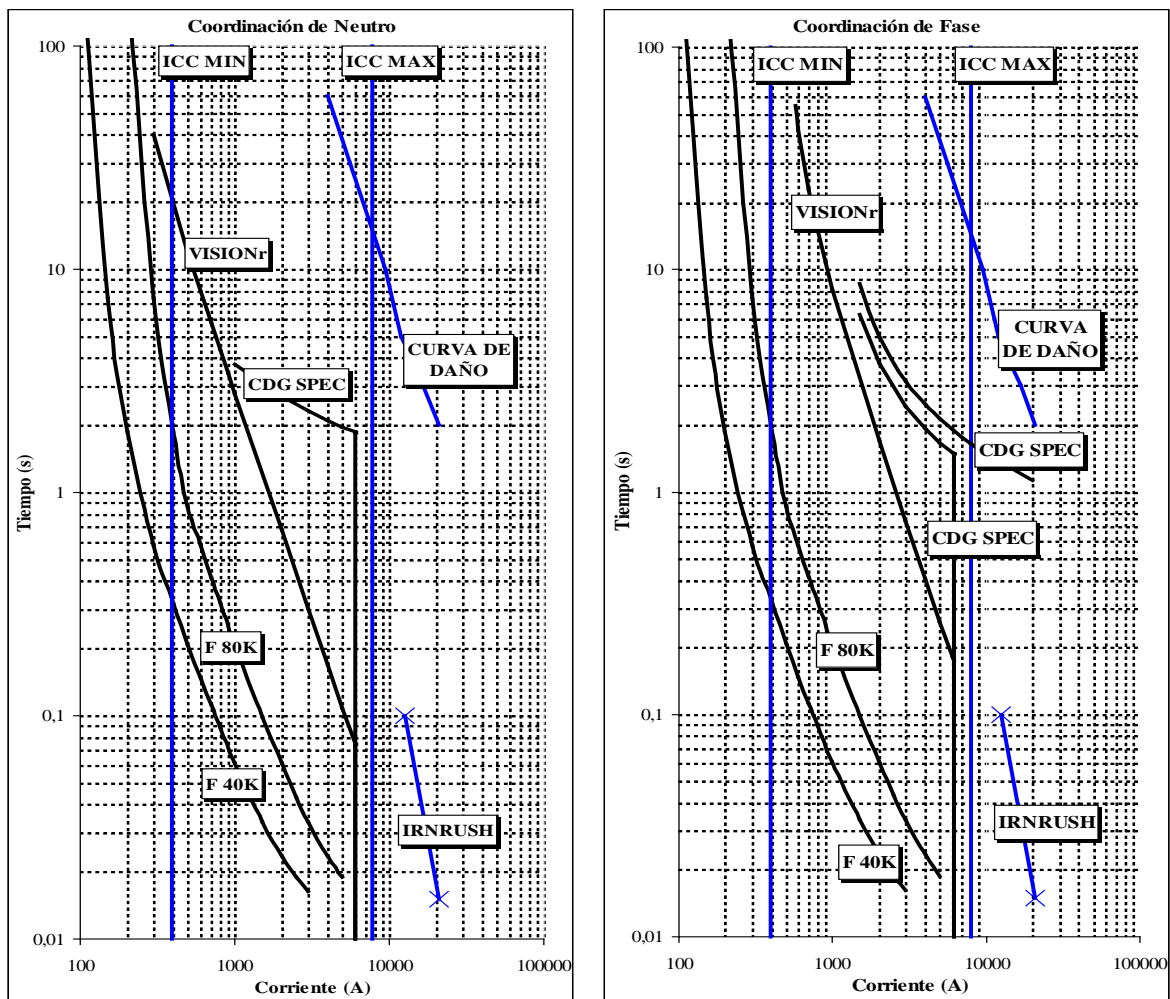


Figura 4.23 Coordinación de Protecciones (Circuito Tinaquillo)

Fuente: Propia

De acuerdo a las graficas de coordinación propuesta del circuito Tinaquillo, mostradas en la figura 4.23, se puede observar que en la coordinación de fase no es posible despejar fallas con valores cercanos a la corriente mínima de cortocircuito (ICC MIN) con los relés existentes, por lo que es necesario realizar un estudio de coordinación incluyendo reconector.



b) CIRCUITO PAO

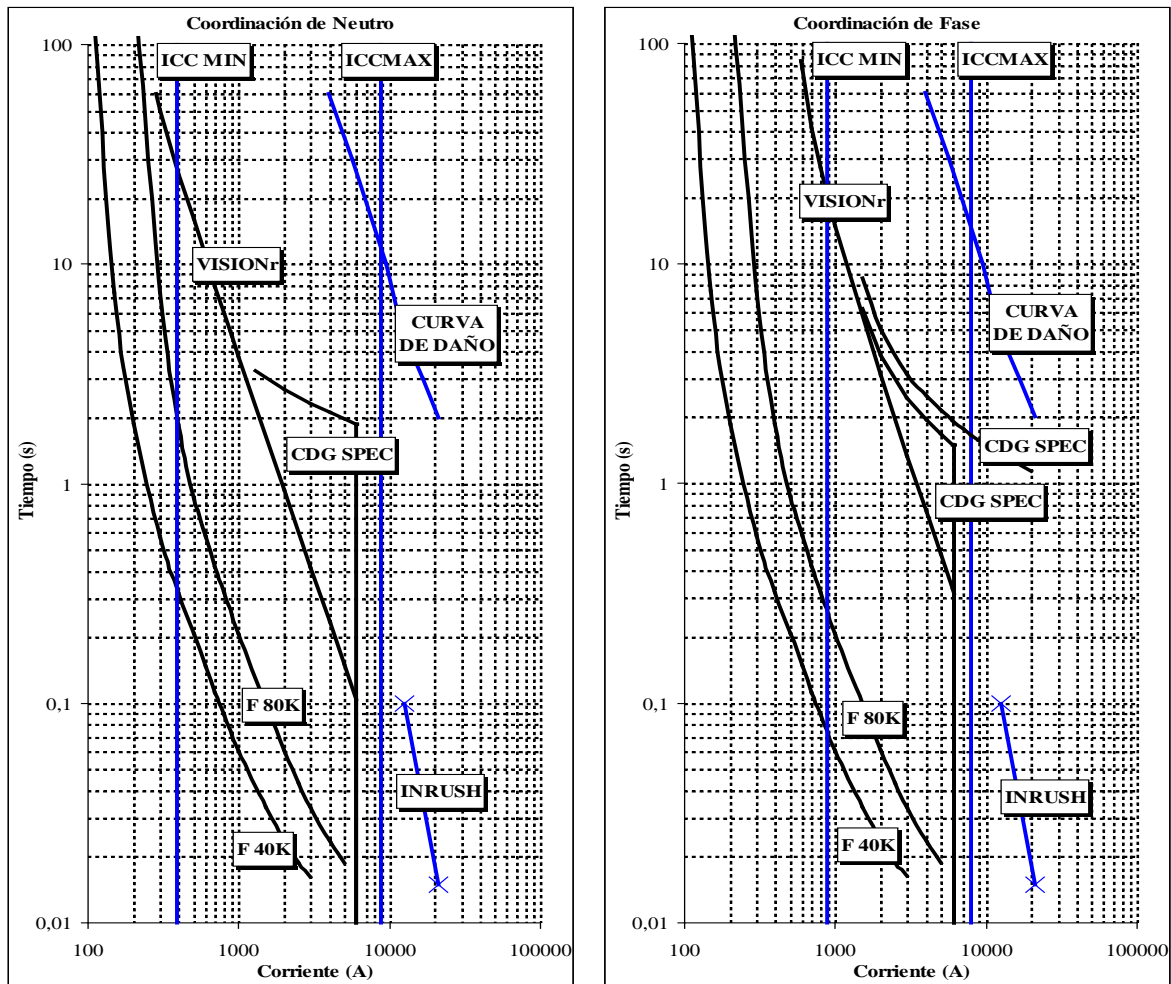


Figura 4.24 Coordinación de Protecciones (Circuito Pao)

Fuente: Propia

De acuerdo a las graficas de coordinación propuesta del circuito Pao, mostradas en la figura 4.24, se puede observar que en la coordinación de neutro y fase cumplen con los criterios mínimos de coordinación, por lo que se recomienda ajustar los valores de TAP y DIAL mostrados en las tablas 4.30 y 4.25 respectivamente.

c) CIRCUITO TOCUYITO 1

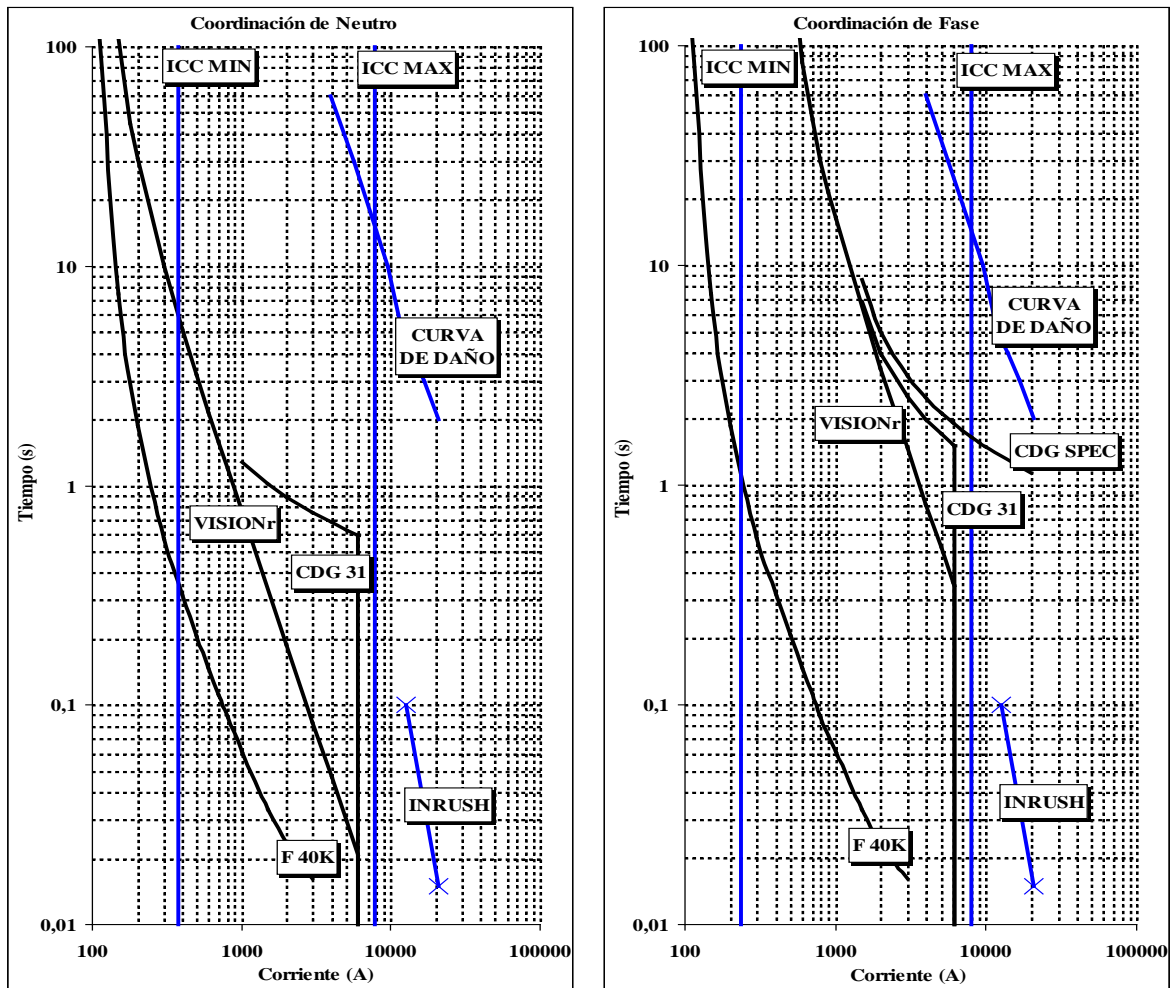


Figura 4.25 Coordinación de Protecciones (Circuito Tocuyito 1)

Fuente: Propia

De acuerdo a las graficas de coordinación propuesta del circuito Tocuyito 1, mostradas en la figura 4.25, se puede observar que en la coordinación de fase no es posible despejar fallas con valores cercanos a la corriente mínima de cortocircuito (ICC MIN) con los relés existentes, por lo que es necesario realizar un estudio de coordinación incluyendo reconector.

d) CIRCUITO TOCUYITO 2

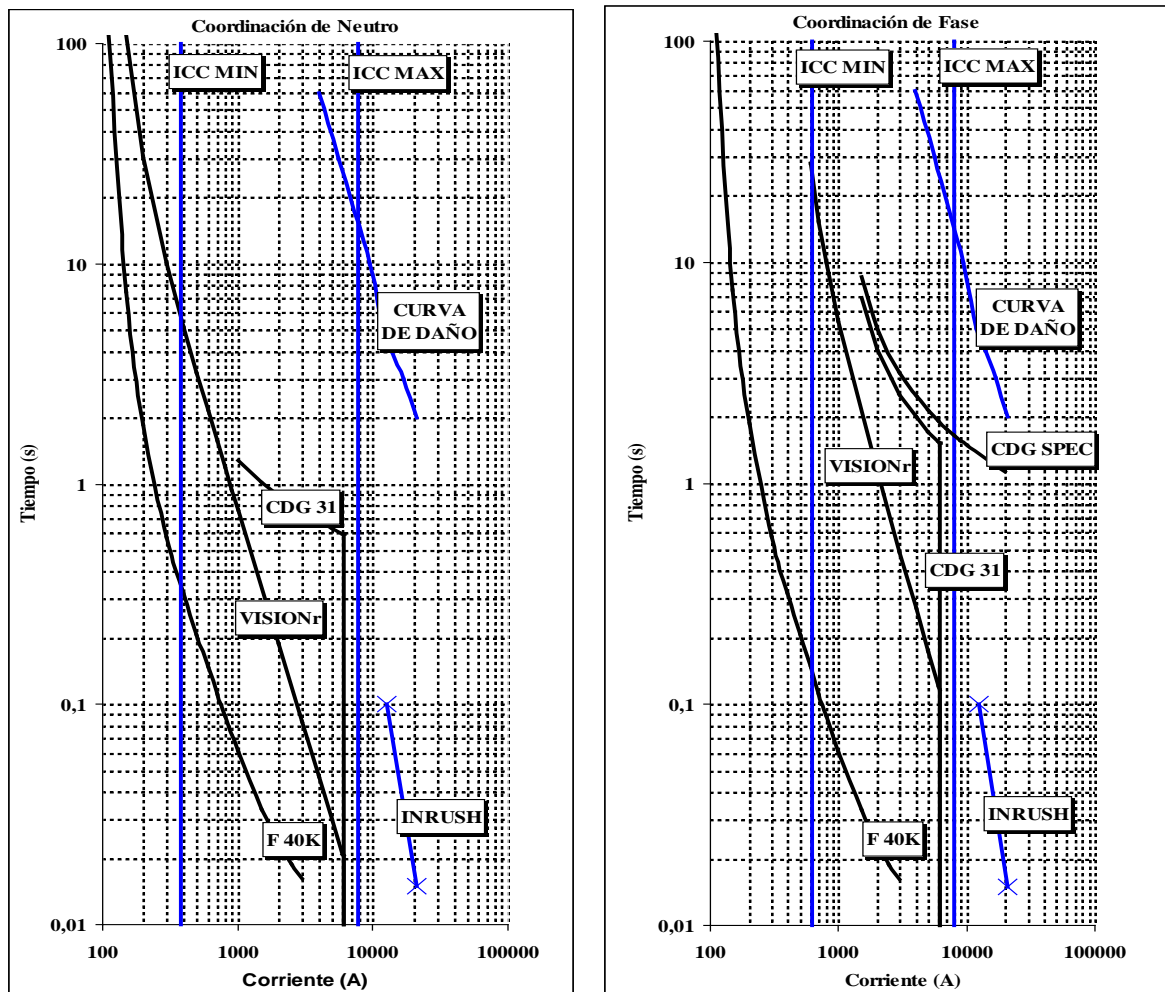


Figura 4.26 Coordinación de Protecciones (Circuito Tocuyito 2)

Fuente: Propia

De acuerdo a las graficas de coordinación propuesta del circuito Tocuyito 2, mostradas en la figura 4.26, se puede observar que en la coordinación de neutro y fase cumplen con los criterios mínimos de coordinación, por lo que se recomienda ajustar los valores de TAP y DIAL mostrados en las tablas 4.30 y 4.25 respectivamente.



4.9 SOFTWARE DE COORDINACIÓN DE PROTECCIONES ELÉCTRICAS DE SOBRECORRIENTE (SOCPES)

El nombre SOCPES significa Software de Coordinación de Protecciones Eléctricas de Sobrecorriente, SOCPES es una aplicación que permite coordinar las protecciones eléctricas de sobrecorriente en sistemas radiales de distribución de una manera muy sencilla y rápida, calculando los ajustes de Relés de sobrecorriente de acuerdo a criterios establecidos por el usuario.

SOCPEs presenta múltiples ventajas, ya que puede ser ejecutado en cualquier computadora que contenga ambiente WINDOWS XP ó WINDOWS VISTA, ofrece una base de datos de Relés existentes en subestaciones de la empresa CADAPE, en el laboratorio de Protecciones Eléctricas de la Facultad de Ingeniería de la Universidad de Carabobo y todos los relés basados en las Normas IEC ó ANSI. Además de contar con una base de datos de fusibles tipo K utilizados por la empresa CADAPE en la Subestación La Yagüara.

SOCPEs brinda una solución de Coordinación de Protecciones con solo introducir los datos básicos del sistema a coordinar, dando la posibilidad de reajustar la coordinación según las necesidades particulares del usuario. Esta solución da al usuario una visión de los ajustes que deben tener los relés de sobrecorrientes para lograr una coordinación que cumpla con los requerimientos mínimos exigidos por el usuario. El logo de identificación del software es el que se muestra en la figura 4.27.



Figura 4.27 Logo de identificación del software (SOCPEs)

Fuente: Propia



4.9.1 DISEÑO DEL ALGORITMO E INTERFAZ DE SOCPES

a) Algoritmo de SOCPES

Figura 4.28 Algoritmo del Software de Coordinación de Protecciones de Sobrecorriente
Fuente: Propia



Capítulo IV - Desarrollo del proyecto

b) Interfaz de SOCPES

La interfaz del software de coordinación de protecciones está comprendida por dos módulos. El Módulo 1 tiene como finalidad adquirir las variables de entrada necesarias para el cálculo de las variables de salidas (TAP y DIAL). Las variables de entrada son suministradas en sus totalidades por el usuario, estas son introducidas o seleccionadas según sea el caso. En la figura 4.29 se pueden visualizar las variables de entrada y salida, las de entrada representadas por casillas de color blanco y las de salida por casillas de color gris. Para que el software muestre los valores calculados de TAP y DIAL, se debe dar un clic en el botón “Coordinar”, luego de presionar este botón, estará disponible para ser accionado el botón “Ver Graficas”

Figura 4.29 Interfaz Calculo de Ajustes (Módulo 1)

Fuente: Propia

El Módulo 2 está destinado a mostrar de forma gráfica la coordinación de protecciones de acuerdo a los ajustes realizados en el Modulo 1 (Calculo de Ajustes), una vez presionado el botón



Capítulo IV - Desarrollo del proyecto

“Ver Gráficas” ubicado en el Módulo 1, aparecerá el Módulo 2 (Gráfica de Coordinación). En este módulo se pueden modificar los ajustes previamente calculados en el Módulo 1, seleccionando los TAP y DIAL disponibles para cada tipo de relé, además se puede habilitar el instantáneo de cada relé, introduciendo un valor numérico en la casilla “Inst”, para poder visualizar de forma gráfica los cambios en la coordinación, se debe pulsar el botón “Actualizar Gráfica”.

También existe la opción de imprimir la ventana del Módulo 2, guardar la gráfica de coordinación de protecciones, visualizar las curvas de tiempos de margen, la curva de daño del Transformador de Potencia, la curva de Inrush, la corriente mínima y máxima del sistema de distribución a coordinar. En la figura 4.30 se muestra la interfaz gráfica (Módulo 2).

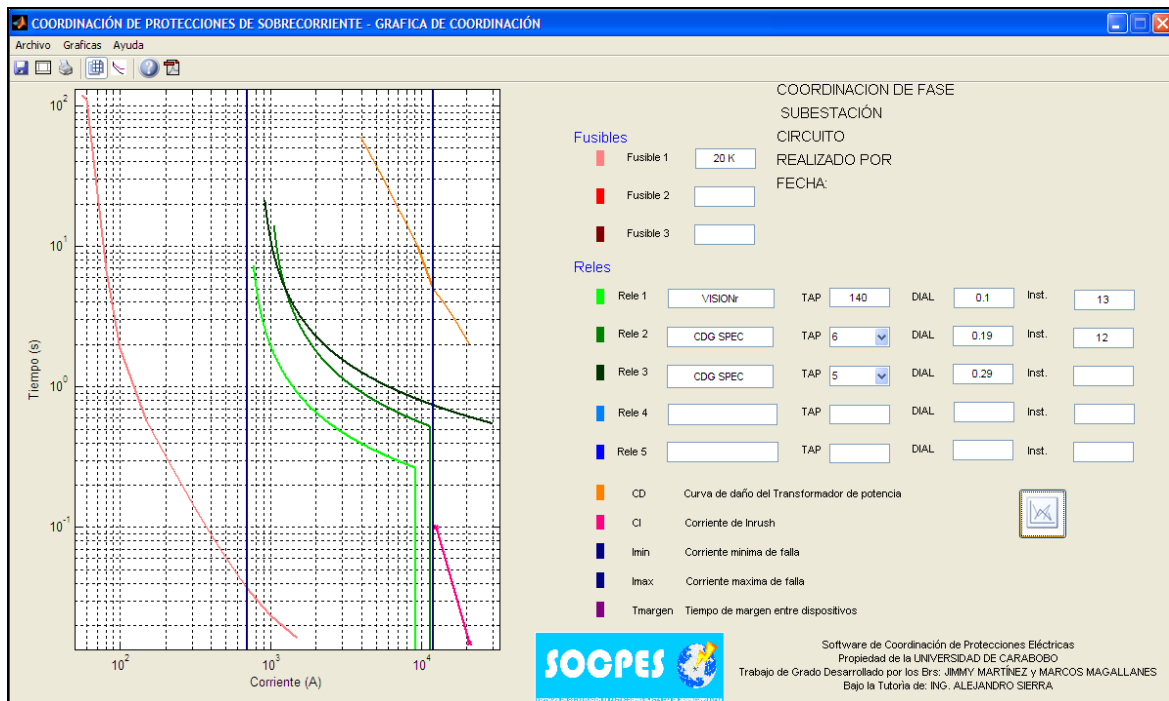


Figura 4.30 Interfaz Gráfica de Coordinación (Módulo 2)

Fuente: Propia



4.9.2 PROGRAMACIÓN DE SOCPES

El lenguaje seleccionado para el desarrollo del algoritmo del software de coordinación de protecciones eléctricas de sobrecorrientes SOCPES fue MATLAB®, versión 7.6.0 (R2008a), debido a la posibilidad de desarrollar aplicaciones complejas en tiempos cortos, creación de interfaces de usuario (GUI).

MATLAB® integra los requisitos claves de un sistema de computación técnico, cálculo numérico, gráficos, herramientas para aplicaciones específicas y capacidad de ejecución en múltiples plataformas.

SOCPEs fue creado mediante la aplicación de (GUI), que significa INTERFAZ GRÁFICA DE USUARIO EN MATLAB®, GUI es un entorno de programación visual disponible en MATLAB® para realizar y ejecutar programas que necesiten ingreso continuo de datos. Una aplicación GUI consta de dos archivos: *.m* y *.fig*. El archivo *.m* es el que contiene el código con las correspondencias de los botones de control de la interfaz y el archivo *.fig* contiene los elementos gráficos.

Para la programación de SOCPES fue necesario el desarrollo de dos aplicaciones de GUI, una para cada ventana del programa, es decir, existen dos archivos tipo M y dos tipo FIG, llamados *calculo.m*, *calculo.fig*, *grafica.m* y *grafica.fig*, donde los dos primeros archivos están asociados a la primera ventana del programa, y los otros dos a la segunda ventana. El archivo *calculo.m* consta de 5.572 líneas de programación, mientras que *grafica.m* consta de 4.194 líneas de programación.

CAPÍTULO V

ANÁLISIS DE RESULTADOS

5.1 APLICACIÓN DE SOCPES EN LOS CIRCUITOS DE DISTRIBUCIÓN EN 13,8 KV DE LA SUBESTACIÓN LA YAGÜARA

A continuación se mostrarán los resultados obtenidos por SOCPES, para cada uno de los circuitos de estudio. Una vez obtenidos todos los valores de ajuste, calculados por el software, se procederá a la comparación de resultados, los obtenidos de forma manual con los obtenidos por el software. A fin de validar los cálculos realizados por el software.

5.1.1 APLICACIÓN DE SOCPES EN EL CIRCUITO TINAQUILLO

En las figuras 5.1 y 5.2, se muestra la ejecución del software (SOCPES) para la coordinación de fase en el circuito Tinaquillo.

COORDINACIÓN DE PROTECCIONES DE SOBRECORRIENTE PARA REDES DE DISTRIBUCIÓN TIPO RADIAL

Empresa: CADAPE
 Subestacion: LA YAGÜARA
 Circuito: TINAQUILLO
 Realizado por: BRS. JIMMY MARTINEZ Y MARCOS MAGALLANES
 Fecha: 26-02-2009

Datos del Sistema

Capacidad del transformador de potencia: 20 MVA
 Voltaje de Línea del Primario del Transformador: 115 KV
 Voltaje de Línea del Secundario del Transformador: 13.8 KV
 I_{min} Falla: 393 A I_{max} Falla: 12583 A

Tipo de Coordinación
 Fase
 Neutro

Dispositivos de Protección

Cantidad de Fusibles: 1
 Cantidad de Relés (Lado Secundario Transf. Potencia): 2
 Cantidad de Relés (Lado Primario Transf. Potencia): 1

Fusible 1: Tipo 80K, Corriente de Falla 4497 A
Fusible 2: Tipo 20K, Corriente de Falla [] A
Fusible 3: Tipo 20K, Corriente de Falla [] A

Rele 1: Tipo VISIONr, Curva Extremadama..., Ifalla 7933 A, I_{arranque} 456 A, RTC 500 / 1, T_{margin} 0.3 S, TAP 91, DIAL 0.39
Rele 2: Tipo CDG SPEC, Curva Inversa, Ifalla 7933 A, I_{arranque} 960 A, RTC 800 / 5, T_{margin} 0.3 S, TAP 6, DIAL 0.24
Rele 3: Tipo CDG SPEC, Curva Inversa, Ifalla 1510 A, I_{arranque} 120 A, RTC 100 / 5, T_{margin} 0.3 S, TAP 6, DIAL 0.33

Buttons: Coordinar, Ver Gráficas

Figura 5.1 Ejecución de SOCPES en el Circuito Tinaquillo (Fase) Módulo 1

Fuente: Propia

Capítulo V – Análisis de Resultados

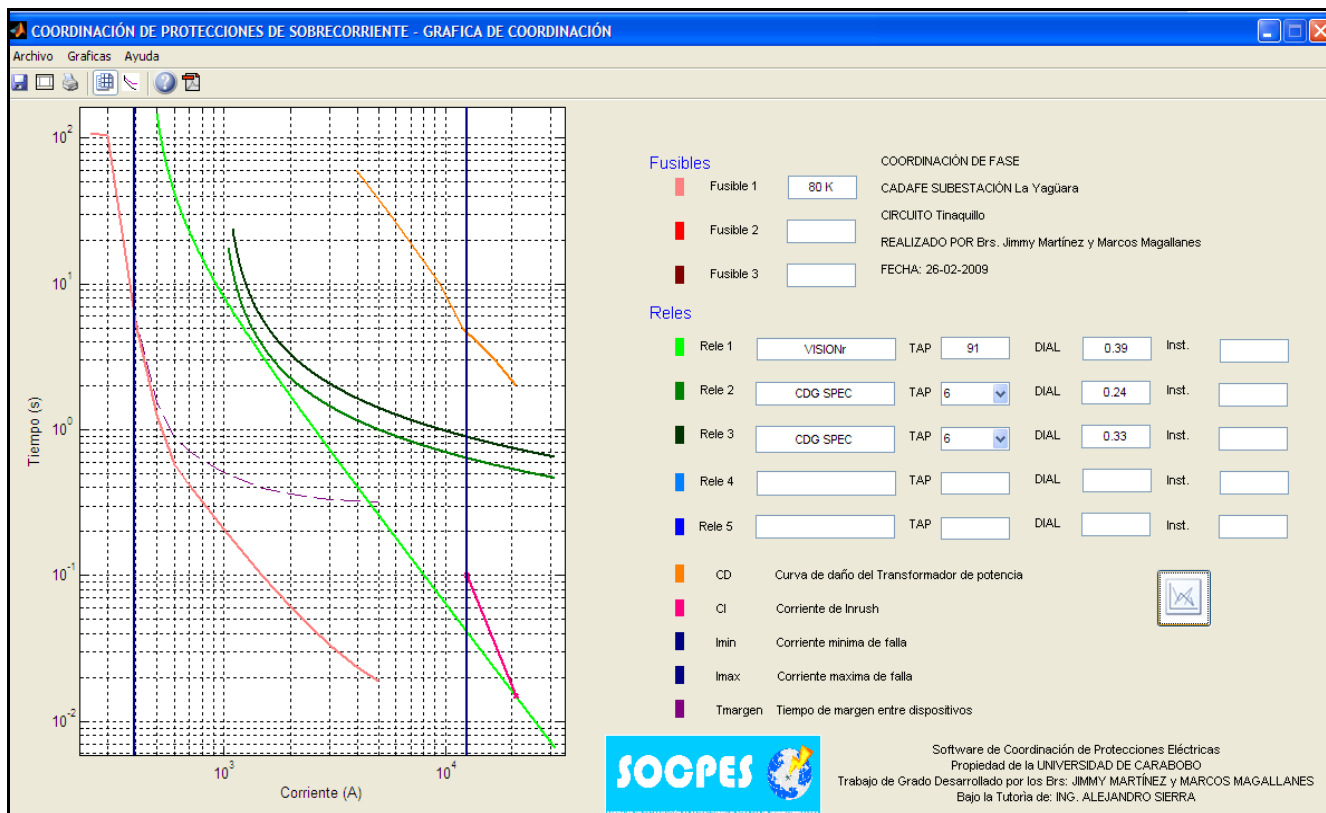


Figura 5.2 Ejecución de SOCPES en el Circuito Tinaquillo (Fase) Módulo 2
Fuente: Propia

Tabla 5.1 Comparación de resultados de cálculos de ajustes de Fase (Circuito Tinaquillo)

Relé	MANUAL		SOCPES	
	TAP	DIAL	TAP	DIAL
VISIONr	91 %	0,39	91 %	0,39
CDG SPEC (13,8 KV)	6	0,24	6	0,24
CDG SPEC (115 KV)	6	0,33	6	0,33

Fuente: Propia.

En las figuras 5.3 y 5.4, se muestra la ejecución del software (SOCPES) para la coordinación de neutro en el circuito Tinaquillo. En las casillas de TAP y DIAL se pueden visualizar los resultados obtenidos.



Capítulo V – Análisis de Resultados

COORDINACIÓN DE PROTECCIONES DE SOBRECORRIENTE PARA REDES DE DISTRIBUCIÓN TIPO RADIAL

Empresa: CADAFE
Subestación: LA YAGUARA
Circuito: TINAQUILLO
Realizado por: BRS. JIMMY MARTINEZ Y MARCOS MAGALLANES
Fecha: 26-02-2009

Datos del Sistema

Capacidad del transformador de potencia: 20 MVA
Voltaje de Línea del Primario del Transformador: 115 KV
Voltaje de Línea del Secundario del Transformador: 13.8 KV
Imin Falla: 262 A
Imax Falla: 8763 A

Dispositivos de Protección

Tipo de Coordinación: Fase Neutro

Cantidad de Fusibles: 1
Cantidad de Relés (Lado Secundario Transf. Potencia): 2
Cantidad de Relés (Lado Primario Transf. Potencia): Ninguno

Fusible 1: Tipo 80K, Corriente de Falla 382 A
Fusible 2: Tipo 20K, Corriente de Falla A
Fusible 3: Tipo 20K, Corriente de Falla A

Rele 1: Tipo VISIONr, Curva Extremadam..., Ifalla 400 A, Iarranque 98 A, RTC 500 / 1, Tmargen 0.3 S, TAP 20, DIAL 1.06
Rele 2: Tipo CDG SPEC, Curva Inversa, Ifalla 400 A, Iarranque 98 A, RTC 800 / 5, Tmargen 0.3 S, TAP 1, DIAL 1

Coordinar
Ver Gráficas

Figura 5.3 Ejecución de SOCPES en el Circuito Tinaquillo (Neutro) Módulo 1
Fuente: Propia

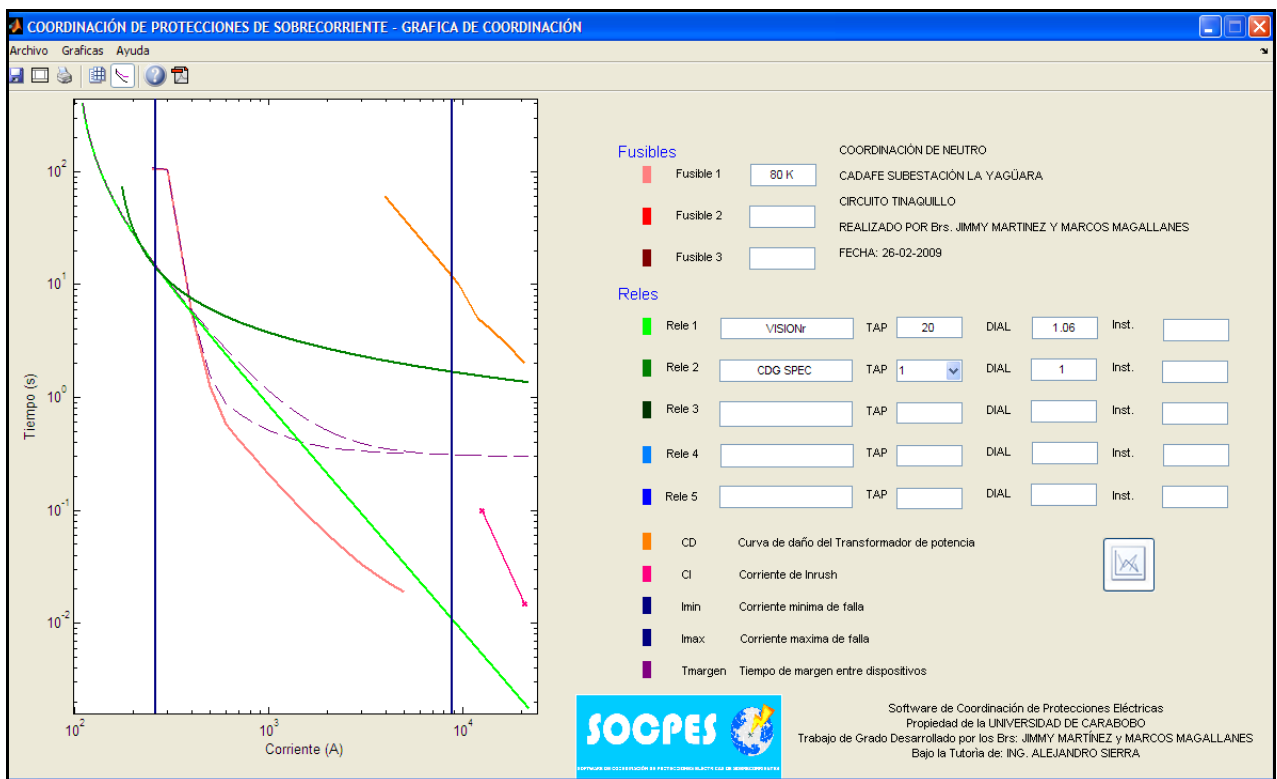


Figura 5.4 Ejecución de SOCPES en el Circuito Tinaquillo (Neutro) Módulo 2
Fuente: Propia



Capítulo V – Análisis de Resultados

Tabla 5.2 Comparación de resultados de cálculos de ajustes de Neutro (Circuito Tinaquillo)

Relé	MANUAL		SOCPES	
	TAP	DIAL	TAP	DIAL
VISIONr	20 %	1,06	20 %	1,06
CDG SPEC (13,8 KV)	1	1	1	1

Fuente: Propia.

Los resultados obtenidos por el software SOCPES para el circuito Tinaquillo en la coordinación de fase y neutro son idénticos a los calculados de forma manual, demostrando que SOCPES, arroja resultados reales y precisos, de acuerdo a los criterios establecidos para la coordinación de protecciones. De forma similar se realizó para los demás circuitos, obteniendo los mismos resultados calculados de forma manual, esto puede visualizarse en la tabla 5.3 y 5.4 donde se muestra la comparación entre los resultados de cálculos de ajustes de Fase y Neutro para todos los circuitos de estudio.

Tabla 5.3 Comparación entre resultados manuales y los aportados por SOCPES
(Ajustes de Fase)

Circuito	Relé	MANUAL		SOCPES	
		TAP	DIAL	TAP	DIAL
Tinaquillo	VISIONr	91 %	0,39	91 %	0,39
	CDG SPEC (13,8KV)	6	0,24	6	0,24
	CDG SPEC (115KV)	6	0,33	6	0,33
Pao	VISIONr	91 %	0,71	91 %	0,71
	CDG SPEC (13,8KV)	6	0,35	6	0,35
	CDG SPEC (115KV)	6	0,44	6	0,44
Tocuyito 1	VISIONr	91 %	0,78	91 %	0,78
	CDG 31	5	0,40	5	0,40
	CDG SPEC	6	0,50	6	0,50
Tocuyito 2	VISIONr	91 %	0,78	91 %	0,78
	CDG 31	5	0,40	5	0,40
	CDG SPEC	6	0,49	6	0,49

Fuente: Propia.



Tabla 5.4 Comparación entre resultados manuales y los aportados por SOCPES (Ajustes de Neutro)

Circuito	Relé	MANUAL		SOCPES	
		TAP	DIAL	TAP	DIAL
Tinaquillo	VISIONr	20 %	1,05	20 %	1,05
	CDG SPEC (13,8KV)	1	1	1	1
Pao	VISIONr	25 %	0,63	25 %	0,63
	CDG SPEC (13,8KV)	1	0,9	1	0,9
Tocuyito 1	VISIONr	23 %	0,1	23 %	0,1
	CDG 31 (13,8KV)	1	0,2	1	0,2
Tocuyito 2	VISIONr	20 %	0,1	20 %	0,1
	CDG 31 (13,8KV)	1	0,2	1	0,2

Fuente: Propia.

5.1.2 AJUSTES DE DISPOSITIVOS DE PROTECCIÓN INCLUYENDO RECONECTADOR

De acuerdo a los niveles mínimos de cortocircuito trifásico de los circuitos en estudio, se observa que los relés de salida de los circuitos Tinaquillo y Tocuyito 1, no logran despejar dichos niveles de fallas, ya que la corriente de cortocircuito trifásica en el punto más alejado de la fuente es menor que la corriente de arranque del relé de salida asociado a cada circuito, ver tabla 5.5

Tabla 5.5 Comparación entre corrientes de falla y de arranque

CIRCUITO	CORRIENTE DE FALLA MÍNIMA (A)	CORRIENTE DE ARRANQUE (A)
TINAQUILLO	393	456
PAO	874	456
TOCUYITO 1	235	456
TOCUYITO 2	621	456

Fuente: Propia.

Donde:

- **Corriente Mínima:** Corriente de falla trifásica en amperios, ubicada en el punto mas alejado del circuito (punto de mayor caída de tensión).
- **Corriente de Arranque:** Corriente en amperios que determina el comienzo de operación del relé de salida asociado al circuito.



Para los circuitos Tinaquillo y Tocuyito 1, se procede a recalcular la coordinación de protecciones, incluyendo reconectador, mediante la utilización de SOCPES.

a) Premisas para Coordinación de Protecciones de los circuitos Tinaquillo y Tocuyito 1, utilizando reconectador

- Los ajustes de TAP de los relés asociados a dichos circuitos, permanecerán con los mismos valores calculados en el Capítulo IV.
- Sólo se describirá el tipo de curva, la cantidad máxima de aperturas y reconexiones, así como característica de operación tiempo-corriente de cada reconectador.
- Los reconectores serán simulados en SOCPES utilizando el relé tipo IEC, con una curva del tipo Extremadamente Inversa.
- Los reconectores estarán ubicados en los troncales de cada circuito, en el punto donde sea aproximadamente la mitad de la capacidad total instalada.

b) Características de los circuitos Tinaquillo y Tocuyito 1:

La tabla 5.6 muestra los valores necesarios para la ubicación y ajuste de los reconectores en los circuitos de estudio.

Tabla 5.6 Características de los circuitos en estudio

	TINAQUILLO	TOCUYITO 1
KVA TOTAL	9.930	18.685
IMIN3F (A)	393	235
IMIN1F (A)	262	161

Fuente: Diagramas Unifilares de CADAPE.

Donde:

- **KVA TOTAL:** Capacidad total instalada en KVA, en las redes de distribución.
- **IMIN3F:** Corriente mínima de cortocircuito trifásica.
- **IMIN1F:** Corriente mínima de cortocircuito monofásica.

**c) Ubicación de los reconectores:**

La ubicación ideal del reconector para este caso de estudio, es donde el circuito posea la mitad de la capacidad total instalada, a fin de, minimizar en un 50% la cantidad de cargas sin suministro de energía, al ocurrir una falla en las cercanías del punto mínimo de falla, así como mejorar la sensibilidad, confiabilidad, selectividad del sistema de protecciones. Sin embargo, la ubicación del reconector también esta sujeta a la topología de la red de distribución, por lo que el valor de la mitad de la capacidad total instalada por circuito es una sólo una referencia.

Tabla 5.7 Recorrido de los circuitos en estudio

	TINAQUILLO	TOCUYITO 1
KVA REFERENCIA	4965	9343
KVA OBTENIDO	4978	12636
DISTANCIA (Km)	6,52	6,92

Fuente: Diagramas Unifilares de CADAPE.

Donde:

- **KVA REFERENCIA:** Mitad de la capacidad total instalada
- **KVA OBTENIDO:** Capacidad obtenida en el recorrido del diagrama unifilar
- **DISTANCIA (Km):** Distancia total entre reconector y Subestación

Los KVA obtenidos en el recorrido del diagrama unifilar del circuito Tocuyito 1, presenta una diferencia de 3293 KVA, en relación a los KVA de referencia, esto debido a la topología de la red de distribución.

d) Calculo de la impedancia de línea en el punto del reconector:

Haciendo uso de la Ecuación 4.16 y la distancia mostrada en la tabla 5.17, se obtienen las impedancias de la línea para cada circuito, las cuales se muestran en la Tabla 5.8



Tabla 5.8 Impedancias de las líneas en el punto del reconector

Circuito	Distancia (Km)	Resistencia de la línea		Reactancia de la línea	
		(Ω)	p.u.	(Ω)	p.u.
Tinaquillo	6,52	1,789	0,188	2,777	0,292
Tocuyito 1	6,92	1,899	0,199	2,948	0,309

Fuente: Propia.

e) Cálculo de la corriente de cortocircuito trifásica en el punto del reconector:

Haciendo uso de la Ecuación 4.20 y las distancias mostradas en la tabla 5.8, se obtienen las corrientes de cortocircuito trifásicas en el punto del reconector para cada circuito, las cuales son mostradas en la Tabla 5.9

Tabla 5.9 Corriente de cortocircuito trifásico en el punto del reconector

Circuito	Ifalla	
	p.u.	(A)
Tinaquillo	2,27	1904,265
Tocuyito 1	2,17	1816,948

Fuente: Propia.

f) Cálculo de la corriente de cortocircuito monofásica en el punto del reconector:

Haciendo uso de la Ecuación 4.35 y las distancias mostradas en la tabla 5.8, se obtienen las corrientes de cortocircuito monofásicas en el punto del reconector para cada circuito, las cuales son mostradas en la Tabla 5.10

Tabla 5.10 Corriente de cortocircuito monofásico en el punto del reconector

Circuito	Ifalla	
	p.u.	(A)
Tinaquillo	0,40	336,77
Tocuyito 1	0,39	333,46

Fuente: Propia.

**g) Cálculo de las corrientes de arranque de los reconectores:**

- Cálculo de la corriente de arranque de fase:

Para realizar este cálculo es necesaria la utilización de las siguientes ecuaciones.

$$IC = \frac{KVA}{\sqrt{3} \cdot KV} \cdot FD \quad \text{Ecuación 5.1}$$

$$Iarr = 1,2 \cdot IC \quad \text{Ecuación 5.2}$$

Donde:

IC: Corriente de carga

KVA: Capacidad (KVA OBTENIDO)

KV: Voltaje de línea en KV (13,8)

FD: Factor de Demanda (0,4)

Iarr: Corriente de Arranque.

Tabla 5.11 Corriente de carga y de arranque para coordinación de fase

Circuito	IC (A)	Iarr (A)
Tinaquillo	83,31	100
Tocuyito 1	211,46	254

Fuente: Propia.

OBSERVACIÓN: El valor de corriente de arranque del circuito Tocuyito 1 mostrado en la tabla 5.11, supera el valor mínimo de falla de dicho circuito, por lo tanto el valor de corriente de arranque será la corriente mínima de falla. A fin de garantizar el despeje de todas las fallas posibles.



- Cálculo de la corriente de arranque de neutro:

El cálculo de la corriente máxima viene dado por la siguiente ecuación:

$$I_{nmax} = I_C \cdot D$$

Ecuación 5.3

Donde:

IC: Corriente de carga

D: Máximo Porcentaje de Desbalance de Corrientes (60%)

Tabla 5.12 Corriente de carga y de arranque para coordinación de neutro

Circuito	IC (A)	Iarr (A)
Tinaquillo	83,31	50
Tocuyito 1	211,46	127

Fuente: Propia.

h) Datos para la coordinación con reconectador:

A continuación se describirán las características de operación del Reconectador:

- Cantidad de Aperturas: 3
- Cantidad de Reconexiones: 2
- 1er Tiempo Muerto: 1 s
- 2do Tiempo Muerto: 55 s
- Tipo: IEC
- Curva de operación: Extremadamente Inversa
- Transformadores de Corriente: 300/5
- Instantáneos: Habilitados

i) Coordinación de protecciones de Fase:

• **CIRCUITO TINAQUILLO**

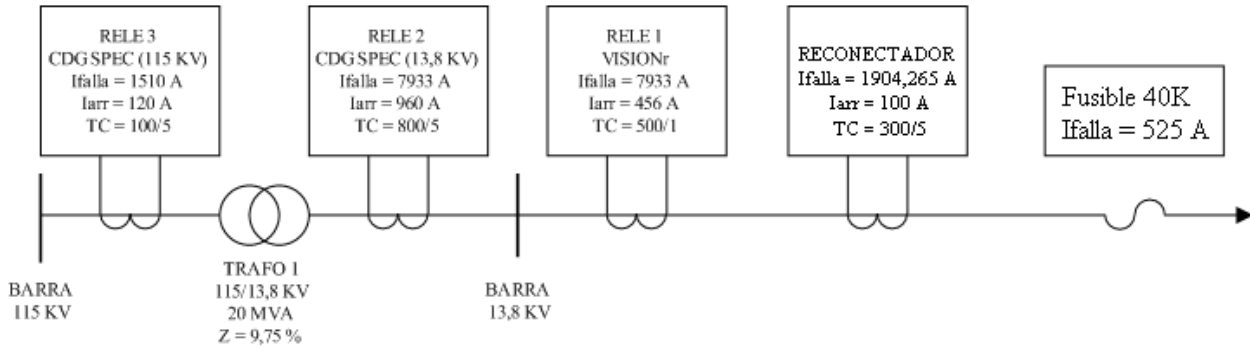


Figura 5.5 Ubicación de los dispositivos de protección de fase del Circuito Tinaquillo
Fuente: Propia

$$I_{max_{CC}} = 12.585 \text{ A}$$

$$I_{min_{CC}} = 393 \text{ A}$$

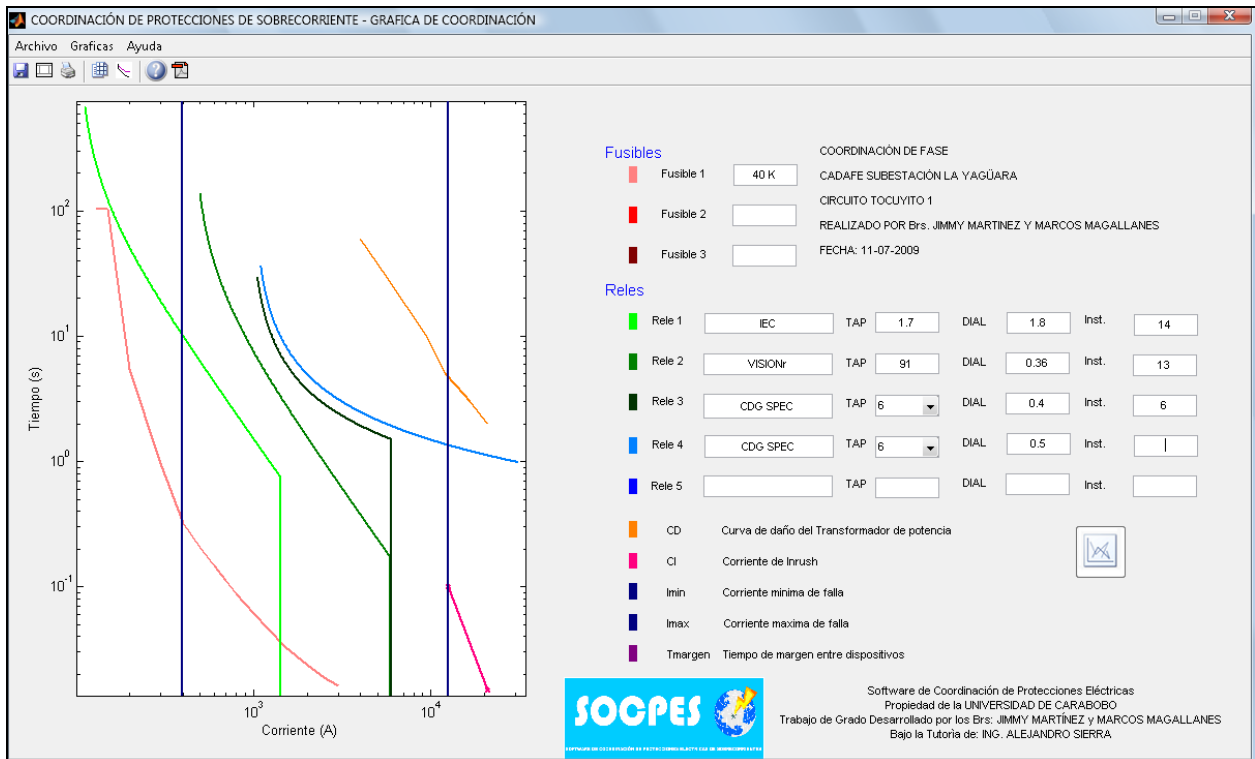


Figura 5.6 Ejecución de SOCPES en el Circuito Tinaquillo (Fase) con reconectador
Fuente: Propia

• **CIRCUITO TOCUYITO 1**

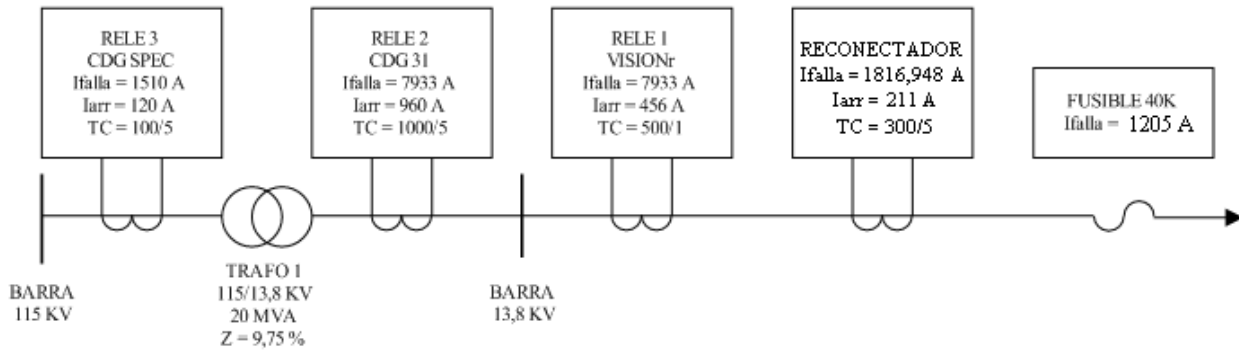


Figura 5.7 Ubicación de los dispositivos de protección de fase del Circuito Tocuyito 1
Fuente: Propia

$I_{max_{CC}} = 12.585 \text{ A}$

$I_{min_{CC}} = 235 \text{ A}$

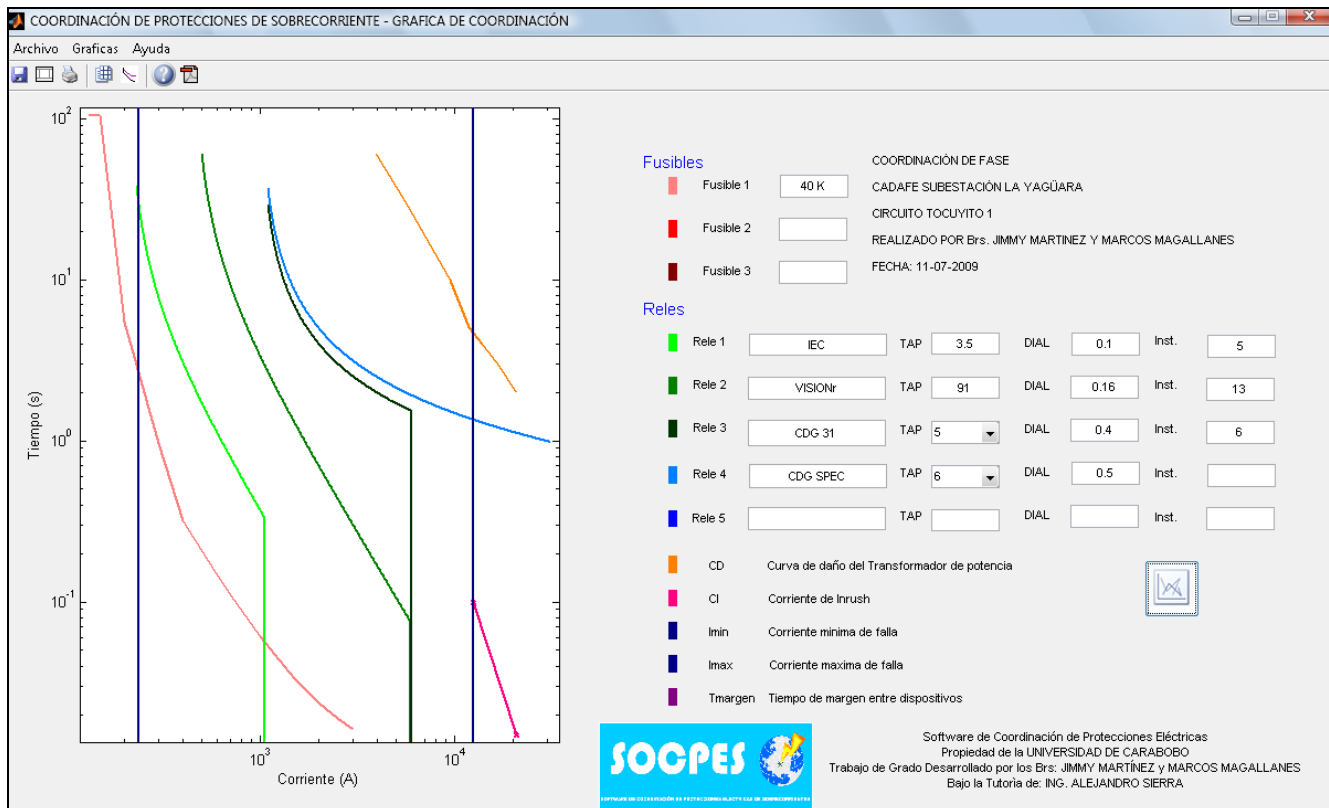


Figura 5.8 Ejecución de SOCPES en el Circuito Tocuyito 1 (Fase) con reconectador
Fuente: Propia

j) Coordinación de protecciones de Neutro:

• CIRCUITO TINAQUILLO

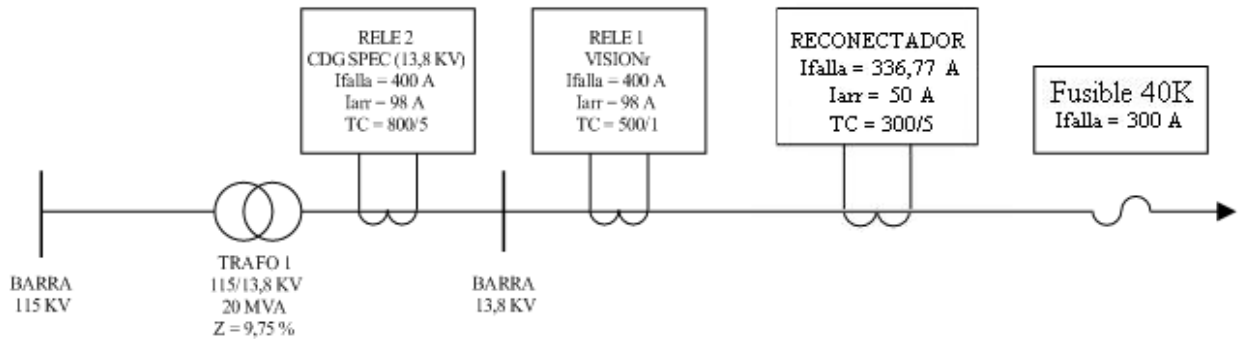


Figura 5.9 Ubicación de los dispositivos de protección de neutro del Circuito Tinquillo
Fuente: Propia

$I_{max_{CC}} = 8763 \text{ A}$

$I_{min_{CC}} = 262 \text{ A}$

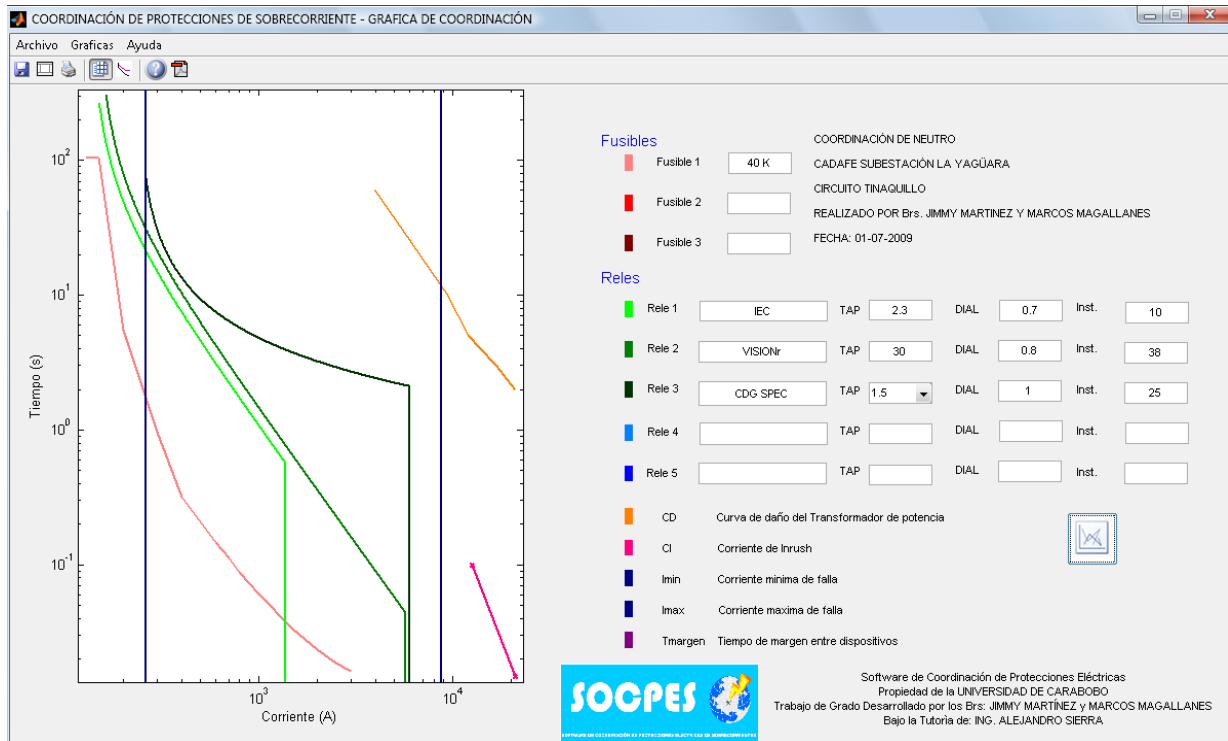


Figura 5.10 Ejecución de SOCPES en el Circuito Tinquillo (Fase) con reconectador
Fuente: Propia

• **CIRCUITO TOCUYITO 1**

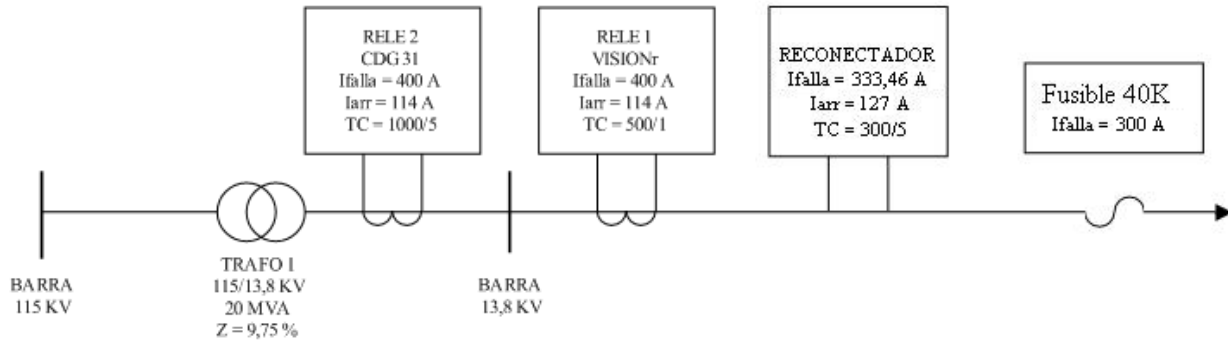


Figura 5.11 Ubicación de los dispositivos de protección de neutro del Circuito Tocuyito 1
Fuente: Propia

$I_{max} = 8763 \text{ A}$

$I_{min} = 161 \text{ A}$

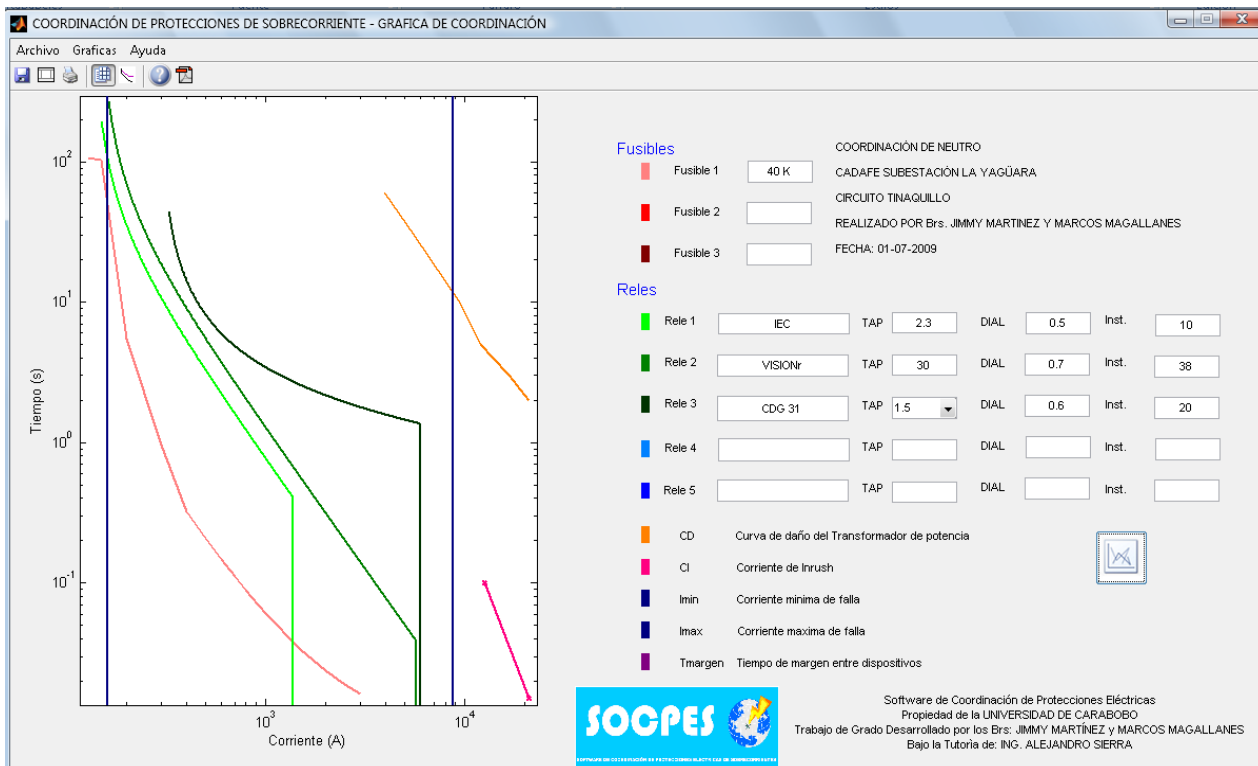


Figura 5.12 Ejecución de SOCPES en el Circuito Tocuyito 1 (Neutro) con reconectador
Fuente: Propia

CAPITULO VI
CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES

6.1 CONCLUSIONES

- Es indispensable realizar cálculos de corrientes de cortocircuitos, conocer el sistema de estudio (equipos de protección, elementos del sistema, diagramas, etc.) y establecer criterios precisos para llevar a cabo una coordinación de protecciones.
- De acuerdo a la coordinación de protecciones realizada de forma manual, se observó que en los circuitos Tinaquillo y Tocuyito 1, existen valores de corrientes de falla que no pueden ser despejados con los equipos de protección existentes en la actualidad, pudiéndose producir daños en equipos, incendios, daños a los usuarios, etc. Estos valores de corrientes de fallas están ubicadas en su mayoría en los puntos más alejados de la subestación. Además se observaron diferencias entre los Ajustes de Fase y Neutro propuestos con los existentes en la Subestación,, siendo estas las diferencias:

Tabla 6.1 Diferencias entre ajustes de Fase:

Circuito	Relé	TAP Propuesto	DIAL Propuesto	TAP en S/E	DIAL en S/E
Tinaquillo	VISIONr	91 %	0,39	90%	0,1
	CDG SPEC (13,8KV)	6	0,40	6	0,2
	CDG SPEC (115KV)	6	0,50	5	0,3
Pao	VISIONr	91%	0,65	90%	0,1
	CDG SPEC (13,8KV)	6	0,40	6	0,2
	CDG SPEC (115KV)	6	0,50	5	0,3
Tocuyito 1	VISIONr	91 %	0,75	80%	0,1
	CDG 31	5	0,40	5	0,2
	CDG SPEC	6	0,50	5	0,3
Tocuyito 2	VISIONr	91 %	0,26	80%	0,1
	CDG 31	5	0,40	5	0,2
	CDG SPEC	6	0,50	5	0,3

Fuente: Propia

*Capítulo VI – Conclusiones y Recomendaciones*

Tabla 6.2 Diferencias entre ajustes de Neutro:

Circuito	Relé	TAP Propuesto	DIAL Propuesto	TAP en S/E	DIAL en S/E
Tinaquillo	VISIONr	30%	1,5	20%	0,8
	CDG SPEC (13,8KV)	1	1	1,5	0,5
Pao	VISIONr	25%	3	20%	0,8
	CDG SPEC (13,8KV)	1	1	1,5	0,5
Tocuyito 1	VISIONr	25%	0,6	16%	0,8
	CDG 31 (13,8KV)	1	0,3	1,5	0,3
Tocuyito 2	VISIONr	25%	0,6	16%	0,8
	CDG 31 (13,8KV)	1	0,3	1,5	0,3

Fuente: Propia

- Los criterios necesarios para la elaboración del diseño del algoritmo e interfaz del software de coordinación de protecciones son definidos a partir del cálculo de coordinación de forma manual.
- Los resultados suministrados por el software de coordinación SOCPES no presentaron desviaciones respecto a los calculados de forma manual, indicando un alto grado de confiabilidad. Al mismo tiempo minimiza la posibilidad de cometer errores y el tiempo empleado para la coordinación de protecciones de sobrecorrientes, siendo este tiempo aproximadamente 10 veces menor al tiempo empleado si se realiza de forma manual.
- Es posible la realización de una práctica de coordinación de protecciones de sobrecorrientes en el Laboratorio de Protecciones Eléctricas de la Universidad de Carabobo utilizando SOCPES.

**6.2 RECOMENDACIONES**

- Aplicar SOCPES para la coordinación de protecciones de sobrecorrientes en circuitos de distribución tipo radial.
- Utilizar reconectores en los circuitos Tinaquillo y Tocuyito 1, según características de operación y ubicación mencionadas en el Capítulo V.
- De no utilizar reconectores, ajustar los valores TAP y DIAL existentes en los relés de la Subestación la Yagüara a los siguientes valores:

Tabla 6.3 Ajustes de fase recomendados sin reconector

Circuito	Relé	TAP	DIAL
Tinaquillo	VISIONr	91 %	0,39
	CDG SPEC (13,8KV)	6	0,40
	CDG SPEC (115KV)	6	0,50
Pao	VISIONr	91%	0,65
	CDG SPEC (13,8KV)	6	0,40
	CDG SPEC (115KV)	6	0,50
Tocuyito 1	VISIONr	91 %	0,75
	CDG 31	5	0,40
	CDG SPEC	6	0,50
Tocuyito 2	VISIONr	91 %	0,26
	CDG 31	5	0,40
	CDG SPEC	6	0,50

Fuente: Propia

Tabla 6.4 Ajustes de neutro recomendados sin reconector:

Circuito	Relé	TAP	DIAL
Tinaquillo	VISIONr	30%	1,5
	CDG SPEC (13,8kV)	1	1
Pao	VISIONr	25%	3
	CDG SPEC (13,8kV)	1	1
Tocuyito 1	VISIONr	25%	0,6
	CDG 31 (13,8kV)	1	0,3
Tocuyito 2	VISIONr	25%	0,6
	CDG 31 (13,8kV)	1	0,3

Fuente: Propia



Capítulo VI – Conclusiones y Recomendaciones

- De utilizar reconectores, ajustar los valores TAP y DIAL existentes en los relés de la Subestación la Yagüara a los siguientes valores:

Tabla 6.5 Ajustes de fase recomendados con reconector:

Circuito	Relé	TAP	DIAL
Tinaquillo	VISIONr	91 %	0,36
	CDG SPEC (13,8KV)	6	0,40
	CDG SPEC (115KV)	6	0,50
Tocuyito 1	VISIONr	91 %	0,16
	CDG 31	5	0,40
	CDG SPEC	6	0,50

Fuente: Propia

Tabla 6.6 Ajustes de neutro recomendados con reconector:

Circuito	Relé	TAP	DIAL
Tinaquillo	VISIONr	30%	0,8
	CDG SPEC (13,8KV)	1,5	1
Tocuyito 1	VISIONr	30%	0,7
	CDG 31 (13,8KV)	1,5	0,6

Fuente: Propia

- Realizar una práctica de coordinación de protecciones de sobrecorrientes en el Laboratorio de Protecciones Eléctricas de la Universidad de Carabobo utilizando SOCPES.

BIBLIOGRAFÍA

[1] Arreglo de Barras de las Subestaciones, disponible en http://jaimevp.tripod.com/Electricidad/Esquema_Barras_en_SE.HTM

[2] BARRAGÁN, D. (2007). *Manual de interfaz gráfica de usuario en Matlab*, Universidad Técnica Particular de Loja .Ecuador.

[3] Cálculo de las corrientes de cortocircuito, disponible en: http://iie.fing.edu.uy/ense/asign/iiee/Documentos/Teorico/Calculo_de_las_corrientes_de_cortocircuito.pdf

[4] CASADO, M, “Manual Básico de MATLAB”; Servicios Informáticos U.C.M

[5] Coa Sixto; Sierra Alejandro; “Guía de prácticas para el laboratorio de protecciones eléctricas”. Tesis de Grado de la Universidad de Carabobo. 2003.

[6] Criterios de coordinación de protecciones en redes de distribución, utilizados por la empresa CADAFE.

[7] Curvas de máximo despeje para Fusibles tipo K, suministradas por la empresa CADAFE

[8] Enríquez, Gilberto; "Fundamentos de Instalaciones Eléctricas de Mediana y Alta Tensión", 2^{da} edición, México, editorial Limusa, 2000.

[9] García Javier, Rodríguez José, Vidal Jesús; “Aprenda Matlab 7.0 como si estuviera en primero”. España. Universidad Politécnica de Madrid. 2005.

[10] González M; Jiménez C; “Normas para la Elaboración y Presentación del Trabajo Especial de Grado en la Escuela de Ingeniería Eléctrica. Universidad de Carabobo.



Bibliografía

[11] Hernández Roberto; Fernández Carlos; Pilar Lucio: Metodología de la Investigación, México; segunda edición, editorial McGraw-Hill; 1991.

[12] Lárez Agustín; “Evaluación de la calidad del servicio eléctrico, a través del procesamiento de datos, mediante un sistema de información confiable, para controlar los indicadores de calidad de energía eléctrica (voltaje, flicker y armónicas) en C.A. Electricidad de Valencia”. Tesis de Maestría de la Universidad de Carabobo. 2005.

[13] LUKOSTCHUK, A. (2000). “Fallas en sistemas de potencia”. Trabajo no publicado de la Universidad de Carabobo.

[14] Manual del Relé de Sobrecorriente CDG 31, English Electric.

[15] Manual del Relé de Sobrecorriente CDG 64, English Electric.

[16] Manual del Relé de Sobrecorriente CDG SPEC, English Electric.

[17] Manual de Relé de Sobrecorriente electrónico BE1-51 y BE1-951, disponibles en WWW.BASLER.COM

[18] Manual del Relé de Sobrecorriente VISIONr, FKI.

[19] Metz Benoît, Dumes Frédéric, Thomasset Georges; Cuaderno Técnico n° 158 Schneider Electric; “Cálculo de corrientes de cortocircuito”. Francia. 1.999

[20] Naveira Francisco; “Guía de la Asignatura Sistemas de Distribución”. Venezuela. Universidad de Carabobo.

[21] Normas de calidad del servicio de distribución de electricidad en Venezuela, disponible en www.enelbar.com.ve



Bibliografía

- [22] Palacios Antonio; “Protección de Sistemas de Potencia”. Universidad de Carabobo.2000
- [23] Puche Luís; “Subestaciones Eléctricas Aspectos Básicos”, Venezuela, Universidad de Carabobo. Edición 2006.
- [24] Ravindranath Chander; "Power System Protection and Switchgear", 1ª edición, México, editorial Limusa; 1980
- [25] Registro y control de Interrupciones Región 6 (Carabobo – Yaracuy), Zona Carabobo, suministrado por CADAPE.
- [26] Software de Coordinación PowerPlot™. Disponible en: <http://www.cai-engr.com>
- [27] Villarroel Manuel; “Guía de la Asignatura Protecciones de Sistemas Eléctricos”, Chile, Universidad de la Frontera, 2008
- [28] Zapata Carlos; “Coordinación de relés de sobrecorriente en sistemas radiales utilizando programación lineal”, Colombia, Universidad Tecnológica de Pereira

ANEXO A MANUAL DE USUARIO

El nombre SOCPES significa Software de Coordinación de Protecciones Eléctricas de Sobrecorriente, SOCPES es una aplicación que permite coordinar las protecciones eléctricas de sobrecorriente en sistemas radiales de distribución de una manera muy sencilla y rápida, calculando los ajustes de Relés de sobrecorriente de acuerdo a criterios establecidos por el usuario.

SOCPEs presenta múltiples ventajas, ya que, puede ser ejecutado en cualquier PC que contenga ambiente WINDOWS XP ó superior sin la necesidad de ser instalado, ofrece una base de datos de Relés existentes en subestaciones de la empresa CADAFE, en el laboratorio de Protecciones Eléctricas de la Facultad de Ingeniería de la Universidad de Carabobo y todos los relés basados en las Normas IEC ó ANSI. Además de contar con una base de datos de fusibles tipo K estandarizados por la empresa CADAFE.

SOCPEs brinda una solución de Coordinación de Protecciones con solo introducir los datos básicos del sistema a coordinar, dando la posibilidad de reajustar la coordinación según las necesidades particulares del usuario. Esta solución da al usuario una visión aproximada de los ajustes que deben tener los relés para lograr una coordinación que cumpla con los requerimientos del usuario.

MÓDULOS

La interfaz del software de coordinación de protecciones está comprendida por dos módulos, el primero tiene como finalidad adquirir las variables de entrada necesarias para el cálculo de las variables de salidas (TAP y DIAL). Las variables de entrada son suministradas en sus totalidades por el usuario, estas son introducidas o seleccionadas según sea el caso. En la figura que se



Anexo A – Manual de Usuario

muestra a continuación se pueden visualizar las variables de entrada y salida, las de entrada representadas por casillas de color blanco y las de salida por casillas de color gris.

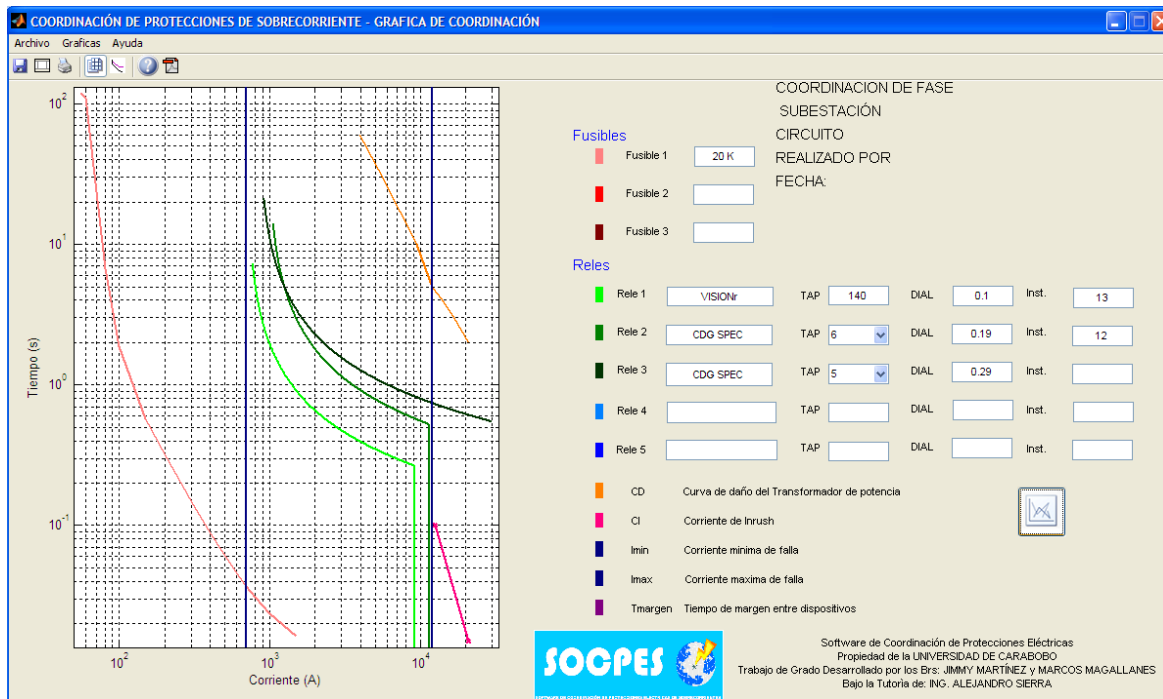
The screenshot shows the 'COORDINACION DE PROTECCIONES DE SOBRECORRIENTE PARA REDES DE DISTRIBUCIÓN TIPO RADIAL' software interface. The window title is 'COORDINACION DE PROTECCIONES DE SOBRECORRIENTE PARA REDES DE DISTRIBUCIÓN TIPO RADIAL'. The interface is divided into several sections:

- Empresa:** Fields for 'Subestacion', 'Circuito', 'Realizado por', and 'Fecha'.
- Datos del Sistema:** Fields for 'Capacidad del transformador de potencia' (MVA), 'Voltaje de Línea del Primario del Transformador' (KV), 'Voltaje de Línea del Secundario del Transformador' (KV), 'Imin Falla' (A), and 'Imax Falla' (A).
- Dispositivos de Protección:** Includes 'Tipo de Coordinación' (Fase, Neutro), 'Cantidad de Fusibles' (3), 'Cantidad de Relés (Lado Secundario Transf. Potencia)' (4), and 'Cantidad de Relés (Lado Primario Transf. Potencia)' (1).
- Fusible 1, 2, 3:** Each has a 'Tipo' dropdown (20K) and 'Corriente de Falla' (A) field.
- Relé 1, 2, 3, 4, 5:** Each has a 'Tipo' dropdown (Seleccione), 'Curva' dropdown (Varia con Tipo), and fields for 'I falla', 'I arranque', 'RTC', and 'Tmargen'.
- Buttons:** 'Coordinar' and 'Ver Gráficas'.
- Diagrama:** A vertical schematic on the right showing a transformer 'Transformador de Potencia' at the top, followed by relays R5, R4, R3, R2, R1, and fuses F3, F2, F1 at the bottom.

El segundo modulo está destinado a mostrar de forma gráfica la coordinación de protecciones de acuerdo a los ajustes realizado en el modulo 1 (Calculo de Ajustes), una vez presionado el botón **COORDINAR** (Modulo 1), este segundo modulo (Grafica de Coordinación) tiene la posibilidad de modificar los ajustes previamente calculados en el modulo de Cálculo de Ajustes y visualizar de forma gráfica los cambios en la coordinación, también tiene la opción de imprimir y guardar la grafica de coordinación de protecciones.



Anexo A – Manual de Usuario



MODULO 1

Identificación de la Hoja de Coordinación:

- En el campo **Empresa:** introducir el nombre de la empresa.
- En el campo **Subestación:** introducir el nombre de la subestación.
- En el campo **Circuito:** introducir el nombre del circuito que se desea coordinar.
- En el campo **Realizado por:** introducir el nombre de la persona que realiza la coordinación (usuario).
- En el campo **Fecha:** introducir la fecha que se realiza la coordinación.

Empresa	<input type="text"/>
Subestacion	<input type="text"/>
Circuito	<input type="text"/>
Realizado por	<input type="text"/>
Fecha	<input type="text"/>

**Tipo de Coordinación:**

Seleccionar el tipo de coordinación que se desea realizar (Fase ó Neutro).

Formulario de selección de Tipo de Coordinación. El título es "Tipo de Coordinación". Hay dos opciones de radio: "Fase" (seleccionada) y "Neutro".

Dispositivos de Protección:

- En el campo **Cantidad de Fusibles**, seleccionar la cantidad de fusibles.
- En el campo **Cantidad de Relés (Lado Secundario Transf. Potencia)**, seleccionar la cantidad de relés ubicados en el lado secundario del Transformador de potencia.
- En el campo **Cantidad de Relés (Lado Primario Transf. Potencia)**, seleccionar la cantidad de relés ubicados en el lado primario del Transformador de potencia.

Formulario de configuración de Dispositivos de Protección. El título es "Dispositivos de Protección". Hay tres campos de selección:

Cantidad de Fusibles	3
Cantidad de Relés (Lado Secundario Transf. Potencia)	4
Cantidad de Relés (Lado Primario Transf. Potencia)	1

Datos del sistema:

- En el campo **Capacidad del Transformador de Potencia**, introducir en (MVA) el valor de la capacidad del Transformador de Potencia.
- En el campo **Voltaje de Línea Primario del transformador**, introducir en (KV) el valor del voltaje de línea del lado primario del Transformador de Potencia.
- En el campo **Voltaje de Línea Secundario del transformador**, introducir en (KV) el valor del voltaje de línea del lado secundario del Transformador de Potencia.



Anexo A – Manual de Usuario

- En el campo **Iminfalla**, introducir en (A) el valor de la corriente de cortocircuito mínima del sistema. Para el caso de coordinación de Fase utilizar la corriente mínima de cortocircuito trifásica y para el caso de coordinación de Neutro utilizar la corriente mínima de cortocircuito monofásica.
- En el campo **Imaxfalla**, introducir en (A) el valor de la corriente de cortocircuito máxima del sistema. Para el caso de coordinación de Fase utilizar la corriente máxima de cortocircuito trifásica y para el caso de coordinación de Neutro utilizar la corriente máxima de cortocircuito monofásica.

Datos del Sistema

Capacidad del transformador de potencia MVA

Voltaje de Linea del Primario del Transformador KV

Voltaje de Linea del Secundario del Transformador KV

Imin Falla A Imax Falla A

Fusibles:

Los fusibles estarán habilitados según la cantidad de fusibles seleccionada. Para el caso de haber seleccionado más de un fusible se debe considerar la ubicación de los mismos, **Fusible 1** estará aguas abajo de **Fusible 2** y **Fusible 2** estará aguas abajo de **Fusible 3**.

- En el campo **Tipo**, seleccionar el tipo de fusible.
- En el campo **Corriente de Falla**, introducir en Amperios (A) el valor correspondiente a la corriente de cortocircuito trifásica ó monofásica según sea el caso, ubicada en el punto donde se encuentra el fusible.

Fusible 1 Fusible 2 Fusible 3

Tipo 20K Corriente de Falla A Tipo 20K Corriente de Falla A Tipo 20K Corriente de Falla A



Anexo A – Manual de Usuario

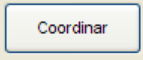
Réles:

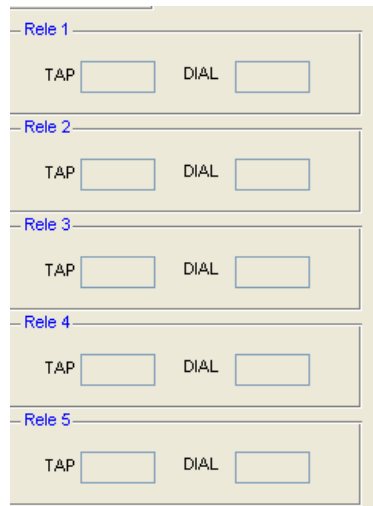
Los Relés estarán habilitados según la cantidad de relés seleccionada. Para el caso de haber seleccionado más de un réle se debe considerar la ubicación de los mismos, **R1** estará aguas abajo de **Rele 2**, **Rele 2** estará aguas abajo de **Rele 3** y así sucesivamente.

- En el campo **Tipo**, seleccionar el tipo de relé.
- En el campo **Curva**, seleccionar el tipo de curva característica del relé.
- En el campo **Ifalla**, introducir en Amperios (A) el valor correspondiente a la corriente de cortocircuito trifásica ó monofásica según sea el caso, ubicada en el punto donde se encuentra el relé.
- En el campo **Iarranque**, introducir en Amperios (A) el valor correspondiente de la corriente de arranque.
- En el campo **RTC**, introducir en Amperios (A) el valor de corriente del primario y secundario del transformador de corriente TC asociado al relé.
- En el campo **Tmargen**, introducir en segundos (S) el valor de tiempo de margen.

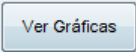
Rele 1																
Tipo	Seleccione	Curva	Varia con Tipo	Ifalla		A	Iarranque		A	RTC		/		Tmargen		S
Rele 2																
Tipo	Seleccione	Curva	Varia con Tipo	Ifalla		A	Iarranque		A	RTC		/		Tmargen		S
Rele 3																
Tipo	Seleccione	Curva	Varia con Tipo	Ifalla		A	Iarranque		A	RTC		/		Tmargen		S
Rele 4																
Tipo	Seleccione	Curva	Varia con Tipo	Ifalla		A	Iarranque		A	RTC		/		Tmargen		S
Rele 5																
Tipo	Seleccione	Curva	Varia con Tipo	Ifalla		A	Iarranque		A	RTC		/		Tmargen		S

**Ajustes:**

Al presionar el botón  se mostrarán los valores de TAP y DIAL calculados por el software, estos campos no podrán ser modificados por el usuario.



Formulario de configuración de relés con cinco secciones, cada una etiquetada como 'Rele 1' a 'Rele 5'. Cada sección contiene dos campos de entrada etiquetados como 'TAP' y 'DIAL'.

Al presionar el botón  el software habilitará el **MODULO 2**, modulo donde se mostrará la gráfica de coordinación.

MODULO 2

En este modulo se muestra la gráfica de coordinación utilizando los ajustes calculados en el modulo 1, estos ajustes pueden ser modificados por el usuario según sea su necesidad, además se tiene la opción de habilitar para cada relé un valor de instantáneo, siendo este un múltiplo de su corriente de arranque.



Anexo A – Manual de Usuario

Reles

Rele 1	VISIONr	TAP 140	DIAL 0.1	Inst. 13
Rele 2	CDG SPEC	TAP 6	DIAL 0.19	Inst. 12
Rele 3	CDG SPEC	TAP 5	DIAL 0.29	Inst.
Rele 4		TAP	DIAL	Inst.
Rele 5		TAP	DIAL	Inst.


CD Curva de daño del Transformador de potencia

CI Corriente de Inrush





Imin Corriente minima de falla

Imax Corriente maxima de falla

Tmargen Tiempo de margen entre dispositivos



Botones:

- El botón , permite visualizar los ejes primarios y secundarios de la gráfica de coordinación.
- El botón , permite visualizar las curvas del tiempo de margen (Tmargen) para cada relé.
- El botón , permite imprimir la ventana del modulo 2.
- El botón , permite guardar en formato JPG ó xxx la ventana del modulo 2.