

UNIVERSIDAD DE EL SALVADOR
FACULTAD DE INGENIERIA Y ARQUITECTURA
ESCUELA DE INGENIERIA ELÉCTRICA



**Diseño e implementación de una herramienta
informática para la coordinación de protecciones
en circuitos de distribución y subtransmisión en
El Salvador.**

PRESENTADO POR:
SALVADOR RENÉ MÁRQUEZ RODRÍGUEZ

PARA OPTAR AL TITULO DE:
INGENIERO ELECTRICISTA

CIUDAD UNIVERSITARIA, JUNIO DE 2012

UNIVERSIDAD DE EL SALVADOR

RECTOR :

ING. MARIO ROBERTO NIETO LOVO

SECRETARIA GENERAL :

DRA. ANA LETICIA ZA VALETA DE AMAYA

FACULTAD DE INGENIERÍA Y ARQUITECTURA

DECANO :

ING. FRANCISCO ANTONIO ALARCÓN SANDOVAL

SECRETARIO :

ING. JULIO ALBERTO PORTILLO

ESCUELA DE INGENIERIA ELÉCTRICA

DIRECTOR :

ING. JOSÉ WILBER CALDERÓN URRUTIA

UNIVERSIDAD DE EL SALVADOR
FACULTAD DE INGENIERIA Y ARQUITECTURA
ESCUELA DE INGENIERIA ELÉCTRICA

Trabajo de Graduación previo a la opción al Grado de:

INGENIERO ELECTRICISTA

Título :

**Diseño e implementación de una herramienta
informática para la coordinación de protecciones
en circuitos de distribución y subtransmisión en
El Salvador.**

Presentado por :

SALVADOR RENÉ MÁRQUEZ RODRÍGUEZ

Trabajo de Graduación Aprobado por :

Docente Director :
ING. JORGE ALBERTO ZETINO CHICAS

San Salvador, Junio de 2012

Trabajo de Graduación Aprobado por:

Docente Director :

ING. JORGE ALBERTO ZETINO CHICAS

AGRADECIMIENTOS

A DIOS:

Por haberme dado la sabiduría y la fortaleza para que fuera posible alcanzar este triunfo.

A MI MADRE MARTA RODRÍGUEZ DE MÁRQUEZ:

Por su cariño, su apoyo, su dedicación y empeño por ayudarme a ser una persona mejor cada día. Por tanto esfuerzo para que yo alcanzara este triunfo.

A MI PADRE RENÉ INOCENTE MÁRQUEZ:

Por su apoyo incondicional, por toda la ayuda que me ha brindado para salir adelante.

A MI HERMANA XIOMARA LILIANA MÁRQUEZ RODRÍGUEZ:

Por su cariño tan especial, sus consejos y su apoyo de todo tipo para alcanzar mis metas.

A MI HERMANA MARTA GUADALUPE MÁRQUEZ RODRÍGUEZ:

Por su cariño y apoyo.

A MIS ASESORES Y COLABORADORES EN EL PROYECTO DE TESIS:

Por todo el tiempo invertido en guiarme y ayudarme en la realización de este proyecto, el Ing. Jorge Zetino, el Ing. Numa Pompilio Jimenéz, el Ing. Vladimir Alvarado y el Ing. Hugo Colato.

A TODOS MIS FAMILIARES Y AMIGOS:

Que de una u otra manera estuvieron pendientes a lo largo de este proceso, brindado su apoyo incondicional.

Salvador René Márquez Rodríguez

PREFACIO

La protección de los sistemas eléctricos de distribución en el país es una necesidad que va adquiriendo cada vez mayor importancia, en particular lo referente al tema de la confiabilidad, es decir, la falta de suministro de energía trae no sólo problemas a las distribuidoras por multas sino que también afecta a los consumidores y en una sociedad dependiente de este valioso recurso trae pérdidas monetarias. A pesar de existir abundante bibliografía sobre Protecciones de Sistemas Eléctricos, la coordinación de protecciones es un tema que muy poca relevancia se le ha dado y el desconocimiento de la misma afecta directamente a la calidad de servicio.

La coordinación de protecciones consiste en elegir adecuadamente las protecciones y seleccionar las características de los equipos para que trabajen de forma coordinada para que actúen como se desee. Los recursos informáticos adecuados muy pocas veces están al alcance de los clientes por ser estos demasiado costosos y por tal motivo el acceso a un estudio de coordinación es limitado a las distribuidoras grandes que pueden comprar un software y sin un software es muy difícil llevar a cabo una adecuada coordinación de protecciones, por consiguiente este proyecto de graduación desarrolla esta herramienta informática.

RESUMEN DEL TRABAJO

Este documento presenta el desarrollo del diseño e implementación de una herramienta informática para la coordinación de protecciones en circuitos de subtransmisión y distribución en El Salvador.

En el capítulo I se muestra la teoría básica concerniente a las corrientes de fallas y de las fallas comunes en los sistemas de distribución de nuestro país.

El capítulo II está orientado al estudio de los equipos de protección y equipos a proteger más comunes en los sistemas de distribución.

El capítulo III contiene los conceptos de coordinación de protecciones, los problemas que enfrentan las redes actuales en cuanto a coordinación y los criterios que se establecen a partir de los cuales se llevan a cabo los estudios de coordinación.

El capítulo IV se realizó el diseño e implementación del software, se creó un manual del usuario y se realizaron comparaciones del software creado con un software comercial existente.

Finalmente el capítulo V se realizó un estudio somero de coordinación para la acometida de Agronomía del campus central de la Universidad de El Salvador utilizando la herramienta informática desarrollada en este proyecto de graduación.

TABLA DE CONTENIDOS

CONTENIDOS	PÁGINA
OBJETIVOS.....	1
Objetivo General.....	1
Objetivos Específicos	1
CAPÍTULO I.....	2
FALLAS EN LOS SISTEMAS DE DISTRIBUCIÓN.....	2
Introducción	2
1.1 CORRIENTES DE FALLA	2
1.1.1 Fuentes de corto circuito	3
1.1.1.1 Generadores	3
1.1.1.2 Motores Síncronos	3
1.1.1.3 Motores Inductivos	3
1.1.2 Clasificación de las corrientes de falla	4
1.1.2.1 Fallas simétricas.....	4
1.1.2.2 Fallas asimétricas.....	4
1.1.3 Método Aproximado para el cálculo de las corrientes de falla	5
1.1.3.1 No se conoce la corriente de falla en ningún punto.....	5
1.1.3.2 Se conoce la corriente de falla en punto.....	8

1.2 FALLAS COMUNES EN LOS SISTEMAS DE DISTRIBUCIÓN.....	9
1.2.1 Fallas debido a Ramas Caídas	9
1.2.2 Contacto de Animales	10
1.2.3 Objetos Extraños.....	11
1.2.4 Fallas en el Aislamiento	12
1.2.5 Errores Humanos.....	13
1.2.6 Vandalismo	13
1.2.7 Líneas Rotas	13
1.2.8 Fallas de alta impedancia.	14
CAPÍTULO 2.....	16
EQUIPOS COMUNES EN SISTEMAS DE DISTRIBUCIÓN	16
Introducción	16
2.1 TRANSFORMADOR	16
2.1.1 Valores preferidos de Potencias:.....	18
2.1.2 Categorías	18
2.1.3 Curva de daño	19
2.2 CONDUCTORES.....	23
2.2.1 Ampacidades de los conductores	23
2.3 RELEVADORES	24
2.3.1 Tipo de curva.....	27
2.3.2 Pickup.....	29
2.3.3 Instantáneo	29
2.3.4 Time Dial o Time Multiplier	29
2.3.5 INTERRUPTOR DE POTENCIA	29
2.3.6 RECLOSER.....	30

2.4 FUSIBLES	32
CAPÍTULO 3.....	35
Introducción	35
3.1 COORDINACIÓN DE PROTECCIONES.....	35
CAPÍTULO 4.....	37
SOFTWARE PARA COORDINACIÓN DE PROTECCIONES (SPCP)	37
Introducción	37
4.1 REQUERIMIENTOS	37
4.1.1 Requerimientos del software.....	37
4.1.2 Requerimientos del usuario.....	38
4.2 CARACTERÍSTICAS DE LOS EQUIPOS.....	39
4.2.1 Características de los transformadores.....	39
4.2.2 Características de los fusibles.	39
4.2.3 Características de los relevadores de protección.....	40
4.3 DISEÑO DEL PROGRAMA	40
4.3.1 Lógica General del Programa	40
4.3.2 Capa de Base de Datos.....	42
4.3.3 Capa de Presentación.....	43
4.3.4 Capa de Negocio	49
4.3.5 Capa de dominio.....	51
4.3.6 Capa de Persistencia	51

4.4	GUÍA DEL USUARIO PARA SPCP V1.0	52
4.4.1	Menú Archivo	53
4.4.2	Menú Equipos	54
4.4.2.1	Submenú Transformadores	54
4.4.2.2	Submenú Relevadores	55
4.4.2.3	Submenú Fusibles	56
4.4.3.1	Submenú Agregar Nueva Curva	58
4.4.3.2	Submenú Borrar Curva:	61
4.4.3	Botones de las Protecciones Modeladas	62
4.4.4	Parámetros para modificación de la zona de dibujo	63
4.5	COMPARACIÓN DEL SOFTWARE CON SOFTWARE COMERCIAL EXISTENTE	64
CAPÍTULO V		67
ESTUDIO SOMERO DE UN CASO DE COORDINACIÓN DE PROTECCIONES		67
Introducción		67
CONCLUSIONES		81
RECOMENDACIONES		82
BIBLIOGRAFÍA		83

ANEXOS	84
ANEXO A: TABLAS PARA CÁLCULO DE CORRIENTE DE FALLA UTILIZANDO EL MÉTODO DE PUNTO-PUNTO	85
ANEXO B: ESPECIFICACIONES TÉCNICAS PARA ALGUNOS CONDUCTORES DE MEDIA TENSIÓN COMUNES.....	87
ANEXO C: PROGRAMACIÓN UTILIZANDO EL MÉTODO DE DISEÑO POR CAPAS	92

ÍNDICES DE TABLAS

TABLA	PÁGINA
<i>Tabla 1: Algunas impedancias comunes en función del tiempo desde que surge la falla</i>	<i>15</i>
<i>Tabla 2: Valores preferidos de potencias</i>	<i>18</i>
<i>Tabla 3: Categorías de transformadores</i>	<i>18</i>
<i>Tabla 4: Ampacidades para conductor AAC.....</i>	<i>23</i>
<i>Tabla 5: Constantes para las curvas ANSI</i>	<i>27</i>
<i>Tabla 6: Constantes para las curvas IEC.....</i>	<i>28</i>
<i>Tabla 7: Puntos que definen la curva de daño de un transformador categoría I y IV</i>	<i>39</i>
<i>Tabla 8: Coordinación para Transformadores con Fusibles</i>	<i>69</i>

ÍNDICES DE IMÁGENES

IMAGEN	PÁGINA
<i>Imagen 1: Ejemplo de riesgo de los árboles y de cómo remediarlo a través de la poda.</i>	10
<i>Imagen 2: Pájaro que muere electrocutado al tocar las líneas de distribución</i>	11
<i>Imagen 3: Transformador de Potencia</i>	16

ÍNDICES DE FIGURAS

FIGURA	PÁGINA
<i>Figura 1: Cálculo de falla reflejada al secundario a partir del valor de la falla en el lado primario</i>	8
<i>Figura 2: Curva de daño para transformadores categoría I</i>	19
<i>Figura 3: Curva de daño para transformadores categoría II</i>	20
<i>Figura 4: Curva de daño para transformadores categoría III</i>	21
<i>Figura 5: Curva de daño para transformadores categoría IV</i>	22
<i>Figura 6: Ejemplo de Curva de un Relevador</i>	28
<i>Figura 7: Curvas comunes de tiempo rápido y lento</i>	31
<i>Figura 8: Curvas que definen el funcionamiento de un fusible</i>	33
<i>Figura 9: Curvas de tiempo mínimo de fusión para fusibles tipo T</i>	33
<i>Figura 10: Curvas de tiempo máximo de extinción de arco para fusibles tipo T</i>	34
<i>Figura 11: Lógica general del programa</i>	40
<i>Figura 12: Diagrama de Clases</i>	41
<i>Figura 13: Diagrama de Base de Datos</i>	42
<i>Figura 14: Interfaz de la Clase Coordinación</i>	43
<i>Figura 15: Lógica de relación de la clase principal con las demás clases</i>	44

<i>Figura 16: Lógica de la clase Coordinacion para trazar y modificar equipos en el estudio de coordinación.</i>	45
<i>Figura 17: Lógica de la clase VentanaBotones.</i>	46
<i>Figura 18: Lógica de la clase VentanaActualizarRE</i>	47
<i>Figura 19: Lógica de la clase VentanaActualizarFE</i>	48
<i>Figura 20: Lógica de la clase Grafico</i>	50
<i>Figura 21: Ventana Principal de SPCP v1.0</i>	52
<i>Figura 22: Menú Archivo</i>	53
<i>Figura 23: Ventana de Menu Guardar a imagen</i>	53
<i>Figura 24: Menú Equipos</i>	54
<i>Figura 25: Submenu Transformadores</i>	54
<i>Figura 26: Ventana Transformadores</i>	55
<i>Figura 27: Submenú Relevadores</i>	55
<i>Figura 28: Ventana Relevadores</i>	56
<i>Figura 29: Submenú Fusibles</i>	57
<i>Figura 30: Ventana Fusibles</i>	57
<i>Figura 31: Menú Actualizar Curvas</i>	58
<i>Figura 32: Submenú Agregar Nueva Curva</i>	58
<i>Figura 33: Ventana Fusible</i>	59
<i>Figura 34: Ventana Relevador</i>	60
<i>Figura 35: Submenú Borrar Curva</i>	61
<i>Figura 36: Ventana Borrar Fusible</i>	61
<i>Figura 37: Ventana Borrar Fusible</i>	62
<i>Figura 38: Ventana Botones</i>	62
<i>Figura 39: Parámetros para modificación de la zona de dibujo</i>	63
<i>Figura 40: Comparación de Curvas para Transformador y Fusible</i>	65
<i>Figura 41: Comparación de Curvas para Relevador</i>	66
<i>Figura 42: Circuito de Media Tensión de la Acometida de Agronomía</i>	68
<i>Figura 43: Coordinación para Transformadores 112.5 KVA 3φ con fusible 6K</i>	70
<i>Figura 44: Coordinación para Transformador 100 KVA 1φ con fusible 10T</i>	71
<i>Figura 45: Coordinación para Transformadores 300 KVA 3φ con fusible 10T</i>	72
<i>Figura 46: Coordinación para Transformador 75 KVA 1φ con fusible 6T</i>	73
<i>Figura 47: Coordinación para Transformador 37.5 KVA 1φ con fusible 6K</i>	74
<i>Figura 48: Coordinación para Transformador 50 KVA 1φ con fusible 6K</i>	75
<i>Figura 49: Coordinación para Transformador 25 KVA 1φ con fusible 3K</i>	76
<i>Figura 50: Coordinación para Transformadores 225 KVA 3φ con fusible 6T</i>	77
<i>Figura 51: Coordinación para Transformadores 501 KVA 3φ con fusible 15T</i>	78
<i>Figura 52: Coordinación de Subramales con Ramal Principal</i>	79

OBJETIVOS

Objetivo General

Elaborar una herramienta informática que ayude en el diseño de estudios de coordinación de protecciones en circuitos de distribución y subtransmisión, orientado a la materia “Protección de redes de distribución para media tensión”.

Objetivos Específicos

- Aportar a la materia “Protección de redes de distribución para media tensión” una herramienta que ayude en el diseño de estudios de coordinación de protecciones.
- Crear y diseñar una herramienta basado en las curvas características de los equipos de protección más comunes en las redes de distribución y subtransmisión.
- Elaborar un programa informático multiplataforma usando el lenguaje de programación JAVA.

CAPÍTULO I

FALLAS EN LOS SISTEMAS DE DISTRIBUCIÓN

Introducción

En este capítulo se revisó la teoría básica de las corrientes de fallas, las definiciones necesarias, su cálculo aproximado y las fuentes que alimentan las corrientes de falla. Además se estudiaron los tipos de fallas que se dan en los circuitos de nuestro país para poder seleccionar las protecciones adecuadas posteriormente.

1.1 CORRIENTES DE FALLA

Una falla o corto circuito, en un sistema de distribución eléctrico, es un evento no deseado y no planeado donde el sistema o una parte del mismo quedan fuera de línea temporal o permanentemente; debe entenderse como temporal una falla de muy corta duración como una descarga atmosférica, una rama sobre las líneas, una ardilla que toca los alimentadores, un ave que aterriza o cortocircuita las líneas y en resumen cualquier evento en el que la infraestructura, cables o equipos sufran un daño que no sea transitorio.

La mayoría de fallas, en los sistemas de distribución de nuestro país, son de origen transitorio, si se contará con una adecuada coordinación, estas fallas podrían despejarse sin necesidad de un mantenimiento correctivo, más sin embargo cuando ocurren estas fallas la línea queda fuera e inclusive llega a afectar zonas que no tendrían que ver con las fallas. Como no se le da la importancia adecuada a los estudios sobre coordinación de protecciones tenemos sistemas eléctricos poco confiables.

Cuando ocurre un corto circuito sucede lo siguiente:

- En la zona donde se produce, existe un arqueo y quema de lo cercano al arco.
- Las corrientes de falla fluyen desde cada fuente hasta el corto circuito.
- Todas las partes del sistema por donde pasa la corriente de cortocircuito se ven sometidos a esfuerzos térmicos y mecánicos que depende de la intensidad de la corriente que fluye y de la duración de la misma.
- Una caída de voltaje en todas las partes del circuito que es mayor entre más cerca se encuentre al punto donde ocurre el corto circuito.

1.1.1 Fuentes de corto circuito

Existen tres fuentes primarias de las que surgen las corrientes de falla cuando existe un cortocircuito:

1.1.1.1 Generadores

Estos son la fuente inherente en todo corto circuito, la cantidad de corriente de cortocircuito de los mismos está definida por la potencia que puedan producir y la impedancia que exista hasta el origen del cortocircuito.

1.1.1.2 Motores Síncronos

Estos motores son muy parecidos a los generadores, tienen un campo excitado con corriente directa y un estator donde fluye corriente alterna. Cuando ocurre un corto circuito la inercia del motor provoca que este no deje de moverse provocando que el motor se comporte como generador unos varios ciclos inyectando corriente de cortocircuito que depende de la impedancia al punto del corto.

1.1.1.3 Motores Inductivos

Los motores inductivos son una fuente de cortocircuito parecida a los motores síncronos con la principal diferencia que no tienen un flujo de corriente directa en el campo, en vez de eso tienen un flujo de corriente alterna que frente a un corto circuito no puede cambiar abruptamente lo que provoca que junto con la inercia del motor éste actúa como una fuente varios ciclos; la cantidad de corriente de corto circuito del mismo depende de la impedancia del motor y de la impedancia al punto del corto, al igual que en los casos anteriores, la impedancia del motor es aproximadamente la misma que cuando trabaja normalmente, por tal motivo, la corriente de corto circuito inicial se aproxima en gran medida a la corriente de arranque a rotor bloqueado.

1.1.2 Clasificación de las corrientes de falla

Las fallas en los sistemas trifásicos se pueden clasificar en:

1.1.2.1 Fallas simétricas

Las fallas simétricas consisten en fallas en las que existe un desfase entre cada fase igual a 120° , esto ocurre en las fallas trifásicas.

Generalmente, las fallas simétricas (fallas trifásicas) comprenden el valor máximo de las corrientes de falla, sin embargo hay excepciones donde las fallas monofásicas pueden ser mayores que las trifásicas, esto sucede cerca de las subestaciones o cerca de las fuentes de corto circuito.

1.1.2.2 Fallas asimétricas

En las fallas asimétricas por el contrario existe desfase diferente a 120° , comprende dentro de estas fallas las fallas monofásicas a tierra, bifásicas y bifásicas a tierra.

Uno de los métodos para el cálculo de las corrientes de fallas es el método de las componentes simétricas, este método consiste en utilizar un modelo simétrico para calcular las corrientes de fallas asimétricas, descomponiendo las componentes en secuencias positiva, negativa y cero. Sin embargo este método no se utilizará para el cálculo teórico de las corrientes de falla debido a que no se necesita un valor tan exacto para el cálculo de las corrientes teóricas hecho a mano, quien será el encargado de dar los valores de las corrientes de falla será el software.

1.1.3 Método Aproximado para el cálculo de las corrientes de falla

Para determinar la corriente de falla en cualquier punto del sistema, primero se dibuja el circuito mostrando todas las fuentes de corriente de corto circuito que participan en la falla, además todas las impedancias participantes.

Debe entenderse que la corriente de cortocircuito es calculada sin considerar que exista algún elemento limitador de corriente en el circuito. De existir algún elemento limitador este se considerará como una barra de cobre para calcular la corriente máxima de cortocircuito, esto es necesario para poder conocer el funcionamiento del sistema y del elemento limitador.

En este método se puede asumir un bus infinito o considerar un límite para la corriente de falla primaria.

Si no se tiene un valor de corriente de falla máxima para el punto donde se quiere calcular la falla se utilizará el método para corrientes máximas, el cual se muestra a continuación:

1.1.3.1 No se conoce la corriente de falla en ningún punto.

Paso 1

Determinar la corriente a carga completa del transformador de potencia, como se muestra a continuación:

$$\begin{array}{l} \textbf{Transformador } 3\emptyset \\ \text{(Ecuación 1.1)} \end{array} \quad I_{Carga} = \frac{KVA \times 1000}{V_{L-L} \times 1.732}$$

$$\begin{array}{l} \textbf{Transformador } 1\emptyset \\ \text{(Ecuación 1.2)} \end{array} \quad I_{Carga} = \frac{KVA \times 1000}{V_{L-L}}$$

Paso 2

Encontrar el factor de multiplicación del transformador. Para calcular este valor es necesario obtener la impedancia del transformador %Z a partir del parámetro de placa¹, con esto se podrá calcular las corrientes de falla en el secundario del transformador.

Los transformadores con el estándar UL 1561² de 25KVA o superiores tienen una tolerancia de impedancia de $\pm 10\%$. Si la tolerancia es cercana al valor mínimo que establece este estándar %Z debe de multiplicarse por un factor de 1.1 si es el valor máximo se multiplicará por 0.9.

Los transformadores construidos con el estándar ANSI C57³ tienen una tolerancia de $\pm 7\%$.

Después de tener en cuenta estas consideraciones el factor de multiplicación del transformador se calcula así:

$$\mathbf{Multiplicador} = \frac{100}{\%Z_{transformador}}$$

(Ecuación 1.3)

Paso 3

Determinar la corriente de corto circuito:

$$\mathbf{I_{s.c.}} = \mathbf{I_{carga}} \times \mathbf{Multiplicador}$$

(Ecuación 1.4)

Paso 4

Calcular el factor “fac” .:

$$\mathbf{Falla 3\phi} \quad \mathbf{fac} = \frac{0.528 \times L \times I_{3\phi}}{C \times n \times V_{L-L}}$$

(Ecuación 1.5)

¹ Si no se cuenta con el valor de placa se deberá poner el valor de la tabla 1 del ANEXO según corresponda.

² El estándar UL 1561 trata de las características comunes para transformadores de media tensión, sobre la construcción, pruebas y parámetros mínimos que estos deben cumplir.

³ Este grupo de estándares define las características y consideraciones para transformadores según la normativa americana.

Falla Línea a Línea $fac = \frac{0.61 \times L \times I_{LL}}{C \times n \times V_{L-L}}$
(Ecuación 1.6)

Falla Línea a Tierra $fac = \frac{0.61 \times L \times I_{LN}}{C \times n \times V_{L-N}}$
(Ecuación 1.7)

Donde:

- L = Distancia en metros del conductor a la falla.
- C = Constante de la Tabla 4 para conductores y Tabla 5 para Barras de Cobre del ANEXO A.
- n = Número de conductores por fase.
- I = Corriente de cortocircuito en Amperios disponible en el punto inicial del circuito.

Paso 5

Calcular el multiplicador “M”⁴.

$$M = \frac{1}{1+fac}$$

(Ecuación 1.8)

Paso 6

Calcular la corriente de corto circuito RMS en el punto de la falla. Agregar las contribuciones de motores, si se considera necesario, a la corriente de corto circuito⁵.

$$I_{S.C.RMS} = I_{S.C.} \times M$$

(Ecuación 1.9)

⁴ También se puede tomar este factor de la Tabla 2 del Anexo A

⁵ Para agregar esta fuente de cortocircuito a la corriente total se puede hacer una aproximación para incluir esta contribución multiplicando por 4 la corriente nominal del motor (Puede ser de 4 a 6 veces la corriente nominal del motor).

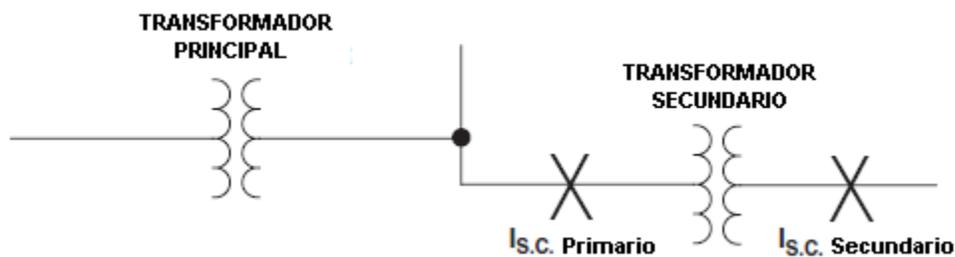


Figura 1: Cálculo de falla reflejada al secundario a partir del valor de la falla en el lado primario

Sin embargo en los sistemas de distribución, sí se conoce el nivel de falla en los terminales del transformador de potencia de cada subestación por tanto es necesario incluir los siguientes pasos para el cálculo del nivel de falla, para así tener el valor correcto al lado secundario del transformador de potencia y demás puntos de interés:

1.1.3.2 Se conoce la corriente de falla en punto.

Paso A

Calcular el factor “fac” (con la $I_{S.C.Primaria}$ conocida):

Transformador 3Ø $fac = \frac{I_{S.C.3ØPrimaria} \times V_{primario} \times 1.73 \times \%Z}{100,000 \times KVA_{transformador}}$
(Ecuación 1.10)

Transformador 1Ø $fac = \frac{I_{S.C.1ØPrimaria} \times V_{primario} \times \%Z}{100,000 \times KVA_{transformador}}$
(Ecuación 1.11)

Paso B

Calcular el multiplicador “M”

$M = \frac{1}{1+fac}$
(Ecuación 1.12)

Paso C

Calcular la corriente de cortocircuito en el secundario del transformador.

$I_{S.C.Secundario} = \frac{V_{primario}}{V_{secundario}} \times M \times I_{S.C.Primaria}$
(Ecuación 1.13)

Nota: Si se conoce el nivel de falla en el mismo lado donde se quiere conocer la corriente de falla el método empezará en el paso 4.

El método mostrado anteriormente es muy sencillo pero tedioso a la hora de sacar las corrientes de fallas de circuitos demasiado ramificados, por lo tanto no es práctico y es necesario el uso de software.

Los niveles de fallas calculados sirven para establecer las corrientes de fallas máximas en todos los puntos de interés del circuito, esto para tener en cuenta en las especificaciones de aisladores, protecciones y equipos. Es de gran importancia tener en cuenta estos valores por que mediante ellos se llevará a cabo gran parte de la coordinación de protecciones.

1.2 FALLAS COMUNES EN LOS SISTEMAS DE DISTRIBUCIÓN

Algunas de las fallas mencionadas a continuación se originan a partir de otras fallas por lo tanto es bueno mencionar que, en nuestro país generalmente cuando ocurre una falla está viene acompañada de otros problemas y no simplemente una falla aislada: Entre las fallas más comunes tenemos:

1.2.1 Fallas debido a Ramas Caídas

Estas fallas consisten en ramas que debido a algún fenómeno climático caen sobre el tendido eléctrico, en la época de viento y de lluvia suele ser una causa común de problemas en las redes de distribución, las fallas de este tipo pueden ser monofásicas, bifásicas o trifásicas; esto depende del tamaño y la posición de la rama que caiga sobre el tendido eléctrico.



Imagen 1: Ejemplo de riesgo de los árboles y de cómo remediarlo a través de la poda.

Surgen debido a:

- Falta de Poda.
- Problemas de diseño en el tendido eléctrico, referente a ubicar el sistema eléctrico sobre puntos donde existen árboles de gran tamaño.

Posibles soluciones:

- Poda.
- Ubicar los tendidos eléctricos sobre calles en lugar de zonas con árboles.
- Electrificación subterránea.

1.2.2 Contacto de Animales

Los animales como hormigas, ardillas y aves exponen al circuito eléctrico ya que ocupan los cables, las estructuras e inclusive los equipos que existan en la red. Generalmente las fallas de este tipo suelen ser monofásicas o bifásicas.



Imagen 2: Pájaro que muere electrocutado al tocar las líneas de distribución

Surgen debido a:

- Cercanía de postes a estructuras de igual tamaño accesibles a las ardillas.
- Estructuras donde el crucero es plano y facilita que aves se posen sobre estos lugares.
- Temporada de anidación.
- Existencia de huecos por el uso de conectores que no son los adecuados donde se faciliten los nidos para las hormigas.

Posibles soluciones:

- Uso de dispositivos anti-fauna en las estructuras.
- Ubicar algún elemento de bloqueo en cualquier cable que baje al suelo en vez.
- Adecuada poda.
- Electrificación subterránea.

1.2.3 Objetos Extraños

Este es otra falla causada por el viento donde un objeto con cierta conductividad cae sobre el tendido eléctrico. Es común cuando el país atraviesa temporadas de vientos fuertes debido a tormentas o por la misma época de vientos. Las fallas van desde monofásicas a trifásicas dependiendo del tamaño y de la forma del objeto que causa la falla.

Surgen debido a:

- Viento.
- Problemas de escombros cerca de las líneas de distribución.
- Láminas metálicas.

Posibles soluciones:

- Electrificación subterránea.

1.2.4 Fallas en el Aislamiento

Estas fallas surgen como producto de otras fallas o debido a que existen aisladores que ya sobrepasaron su vida útil.

Surgen debido a:

- Aisladores dañados por cortocircuitos.
- Pérdida de aislamiento por capas de tierra que se convierte en lodo con las lluvias.
- Utilización de una política correctiva en vez de preventiva en los sistemas de distribución.
- Falta de prueba de lotes de aisladores por falta de equipo en el país.
- Lluvia ácida.
- Tormentas electromagnéticas.

Posibles soluciones:

- Introducir una política preventiva en los sistemas de distribución.
- Cambiar los aisladores cuando ya hayan cumplido su vida útil.
- Revisión de aisladores cercanos a cortocircuitos donde las corrientes de falla fueron elevadas.
- Inversión en el equipo para pruebas de alta tensión de la Universidad de El Salvador para pruebas de lotes de aisladores.
- Electrificación subterránea.

En nuestro país existe una política de mantenimiento correctivo en vez de preventivo, muy pocas veces un aislador es cambiado antes que falle, aunque ya haya pasado su vida útil.

1.2.5 Errores Humanos

En ocasiones se puede dar el caso de accidentes de diferentes tipos que van desde alguna mala operación por parte de la empresa distribuidora hasta eventos de toques de línea o accidentes que dañen la red y expongan la vida de los involucrados. Estas fallas son muy poco comunes.

1.2.6 Vandalismo

Esto ocurre mayormente en zonas rurales y en líneas donde todavía son de cobre, como en ocasiones no solo las líneas sino equipos e inclusive saqueo de subestaciones esto puede traer falta de servicio en las zonas por períodos muy largos. Para combatir este problema una solución que podría aminorar esta práctica sería utilizar solo aluminio en las líneas de distribución.

1.2.7 Líneas Rotas

Estas son frecuentes y suceden por caídas de conductores debido a fallas mecánicas o eléctricas en los conductores. Son extremadamente peligrosas y exponen la vida de las personas que pueden sufrir choques eléctricos o golpes graves debido al peso del conductor. Este tipo de falla provoca fallas de alta impedancia y las fallas de alta impedancia a su vez pueden causar fallas de líneas rotas.

Surgen debido a:

- Pérdida de ampacidad en cables que anteriormente se vieron expuestos a corrientes de cortocircuito altas.
- Cables de menor ampacidad que la ampacidad de las protecciones.
- Falla de las protecciones para despejar una sobrecorriente o cortocircuito.
- Falla mecánica del cable, que puede ocurrir por excesiva tensión a la que se puede ver sometido por carga de objetos sobre la línea, caída de postes o algún evento que provoque una sobretensión mecánica en el cable.

1.2.8 Fallas de alta impedancia.

El tema de las corrientes de falla es un tema que poco se ha abordado en nuestro país, como se dijo anteriormente estas surgen a raíz de una línea rota que además cae sobre una superficie que ofrece gran resistencia a tierra.

En el sistema de distribución actual esto es un problema realmente grave debido a lo siguiente:

- ❖ La falta de protecciones en zonas claves donde es un riesgo el problema de las fallas de alta impedancia.
- ❖ La elevada resistencia eléctrica que presentan la mayoría de zonas donde los conductores podrían aterrizar.
- ❖ No se cuenta con equipo que pueda distinguir este tipo de fallas.
- ❖ La falta de mantenimiento en aisladores.

Cuando ocurre una falla a tierra y está es de alta impedancia, si el equipo de protección no puede distinguirla o identificarla como falla para entrar en acción y despejarla, el conductor de la fase en falla empieza a calentarse si la corriente sobrepasa la ampacidad del conductor hasta llegar a una temperatura en la que se corta, provocando la pérdida de la zona por tiempos prolongados.

Otro efecto es que puede dañar los equipos conectados a la red, como los transformadores de equipos de medición. Pueden desgastar los aisladores y los reguladores de voltaje en la red. Además pueden arruinar los bancos de capacitores.

Las corrientes de falla de alta impedancia introducen armónicos, potencia inductiva, desbalance de fases y es un riesgo eléctrico a las personas ante la caída a tierra de un conductor; en resumen es un estado de la red poco deseable.

En la tabla 1 se presentan varios tipos de suelo y como es la resistencia de falla en el tiempo que dura la misma:

Tabla 1: Algunas impedancias comunes en función del tiempo desde que surge la falla

TIPO DE SUELO EN PUNTO DE FALLA	INTERVALO DE TIEMPO (ms)	RESISTENCIA DE FALLA (ohmios)
Jardín con césped	0 .. 280	91.6
	290	137
	550 .. 850	40.5
Tierra seca y pocas piedras	85 .. 125	233
	125 .. 440	58.8
Tierra seca de cultivo	0 .. 220	62.9
	220 .. 700	42
Tierra húmeda con hierba	0 .. 50	17.6
	50 .. 260	13.3
	260 .. 700	9.6
Tierra de cultivo	0 .. 110	43.3
	200 .. 400	15
Pedregoso con residuos de construcción	0 .. 300	253
	310	289
	550 .. 1050	98.6
Terreno arenoso con piedras	0 .. 150	7619
	150 .. 215	1515
	215 .. 285	920
	285 .. 415	553
	415 .. 915	395
Asfalto	0 .. 105	141
	105 .. 400	203
Vereda húmeda	0 .. 450	38.1
	450 .. 800	31.2
Arena seca	0 .. 300	659
Acequia con poca agua	0 .. 65	47
	65 .. 175	27
	175 .. 895	23

Existen diversas alternativas para reducir el riesgo de los problemas causados por las corrientes de falla de alta impedancia que van desde la adecuada planeación de la red en cuanto a la disposición de la misma bajo superficies de baja resistencia eléctrica hasta la compra de equipo capaz de detectarlas, sin embargo estos equipos se utilizan mayormente en transmisión y económicamente es más barato considerar las corrientes de falla de alta impedancia para despejarlas a través de fusibles, pero cabe mencionar que solo una parte de este tipo de corrientes de falla se pueden despejar adecuadamente.

CAPÍTULO 2

EQUIPOS COMUNES EN SISTEMAS DE DISTRIBUCIÓN

Introducción

Para poder coordinar es necesario conocer adecuadamente es necesario conocer los equipos a proteger y los equipos de protección por ese motivo se estudiaron estos dispositivos en este capítulo.

2.1 TRANSFORMADOR



Imagen 3: Transformador de Potencia

Los transformadores son la parte primordial en los sistemas de transmisión, subtransmisión y distribución. Se considera un transformador potencia cuando este trabaja a voltajes a nivel de subtransmisión⁶. Vienen en diferentes configuraciones trifásicas, potencia y voltajes de operación según sea necesario.

En nuestro país los transformadores de potencia de las subestaciones de AES son del tipo Delta/Estrella Sólidamente Aterrizado para los niveles de voltaje que van de

⁶ Aunque el estándar IEEE C57.12.00-2000 página 41, define a los transformadores de potencia a los de potencias mayores a 500 KVA se utilizará la clasificación anterior para los transformadores de potencia por ser esta la utilizada en nuestro país.

46/4.16KV, 46/13.2KV, 46/23KV o 46/34.5KV y cuando la compañía transmisora entrega a 23KV en Delta AES utiliza transformadores de referencia a tierra del tipo Zig-Zag.

Las principales partes de un transformador son:

- 1) **Núcleo magnético:** es la parte por donde se transfiere la energía de la bobina primaria a la secundaria a través de un flujo magnético y forma el circuito magnético. Generalmente el núcleo está construido por laminaciones de acero al silicio (4%) de un grueso del orden de 0.355 mm de espesor con un aislante de 0.0254 mm.
- 2) **Bobinados o devanados:** Constituyen las fuentes de alimentación y carga. La función principal del devanado primario es crear un campo magnético con una pérdida de energía muy pequeña. El devanado secundario debe aprovechar el flujo magnético para producir una fuerza electromotriz. Los bobinados pueden ser monofásicos o trifásicos. Dependiendo de la corriente pueden ser desde alambre delgado, grueso o barra. los materiales comúnmente utilizados son cobre y aluminio.
- 3) **Medio Refrigerante:** Es el medio utilizado para bajar la temperatura del transformador en lo posible, determina la seguridad operacional y la vida útil del transformador. Los medios de refrigeración pueden ser a través de aceite y el calor disipado en el aire a través de radiadores, además para aumentar la eficiencia de refrigeración se pueden utilizar ventiladores para enfriar los radiadores o utilizar algún flujo direccional del aceite.
- 4) **Tanque o cubierta:** Este material es el que contiene las partes internas del transformador debe de tener propiedades de resistencia mecánica, a la corrosión y brindar aislamiento de los elementos a las partes internas del transformador. En la fabricación de este elemento se utiliza placas de acero estructural código ASTM-A-36 de primera calidad y las soldaduras que existan deben de ser de tipo MIG.
- 5) **Indicadores:** Los indicadores son aparatos que nos señalan el estado del transformador. Dependiendo del transformador estos pueden dar información del nivel del líquido, la temperatura, la presión, la humedad, etc.

Generalmente los transformadores de potencia que existen en el mercado siguen el Standard IEEE C57.12.00-2000 que establece la operación, limita la intercambiabilidad eléctrica-mecánica y establece los requerimientos de seguridad de los equipos descritos; y para ayudar a la adecuada selección del equipo. Los requerimientos de este estándar son aplicables a todos los transformadores de distribución, potencia y reguladores inmersos en líquidos exceptuando los transformadores de instrumentación, los

reguladores de voltaje escalonado y de inducción, los transformadores de hornos de arco, rectificadores, para minas, de puesta a tierra y especializados.

El estándar IEEE C57.12.00-2000 trata varios aspectos importantes de los transformadores, sin embargo solo abordaremos los siguientes:

2.1.1 Valores preferidos de Potencias:

Tabla 2: Valores preferidos de potencias

Transformadores monofásicos	Transformadores trifásicos	Transformadores monofásicos	Transformadores trifásicos
5	15	1250	3750
10	30	1667	5000
15	45	2500	7500
25	75	3333	10 000
37.5	112.5	—	12 000
50	150	5000	15 000
75	225	6667	20 000
100	300	8333	25 000
167	500	10 000	30 000
250	750	12 500	37 500
333	1000	16 667	50 000
500	1500	20 000	60 000
—	2000	25 000	75 000
833	2500	33 333	100 000

2.1.2 Categorías

Según la potencia que manejan los transformadores, estos se clasifican según la Tabla 3:

Tabla 3: Categorías de transformadores

Categoría	Monofásicos (KVA)	Trifásicos (KVA)
I	5 a 500 KVA	15 a 500 KVA
II	501 a 1667 KVA	501 a 5000 KVA
III	1668 a 10 000 KVA	5001 a 30 000 KVA
IV	Arriba de 10 000 KVA	Arriba de 30 000 KVA

2.1.3 Curva de daño

La operación del transformador depende casi por completo de la temperatura del mismo, por tal motivo a mayor temperatura interna, menor será la corriente que este puede manejar. Las altas temperaturas son el enemigo de todo transformador, ya que dañan el aislamiento de las placas del núcleo y las bobinas, contar con un sistema eficiente de refrigeración puede aumentar la capacidad nominal y prolongar la vida útil del transformador.

La curva de daño de un transformador está definida por la resistencia mecánica y la resistencia térmica que el transformador acepta sin sufrir daños permanentes. Estas curvas nos las provee el fabricante o muestra el estándar de fabricación del transformador, para nuestro caso trazaremos las curvas de daño a partir del estándar IEEE C57.109-1993, el cual, es el estándar de fabricación común para transformadores americanos como se muestra a continuación.

Para Transformadores Categoría I

Se utilizará solamente la siguiente curva que contempla el daño mecánico y el térmico en fallas frecuentes y no frecuentes que se den el transformador.

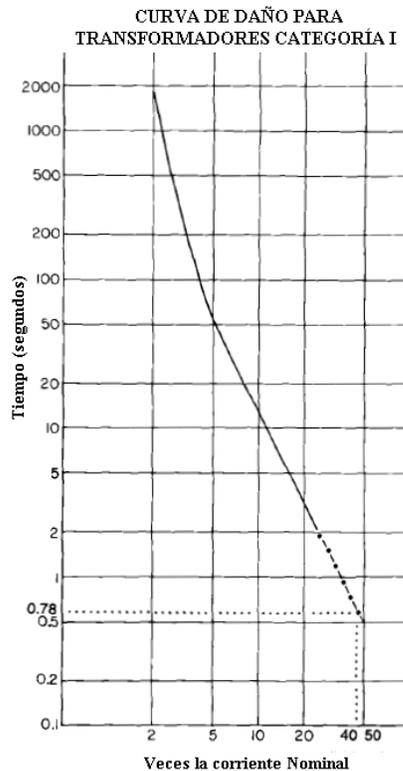


Figura 2: Curva de daño para transformadores categoría I

Para Transformadores Categoría II

Se utilizarán 2 curvas, la primera contendrá la curva de daño mecánica y térmica para fallas que se dan frecuentemente en el transformador (más de 10 veces en toda la vida útil del transformador) y la otra curva corresponde a las fallas poco frecuentes.

CURVAS DE DAÑO PARA TRANSFORMADORES CATEGORÍA II

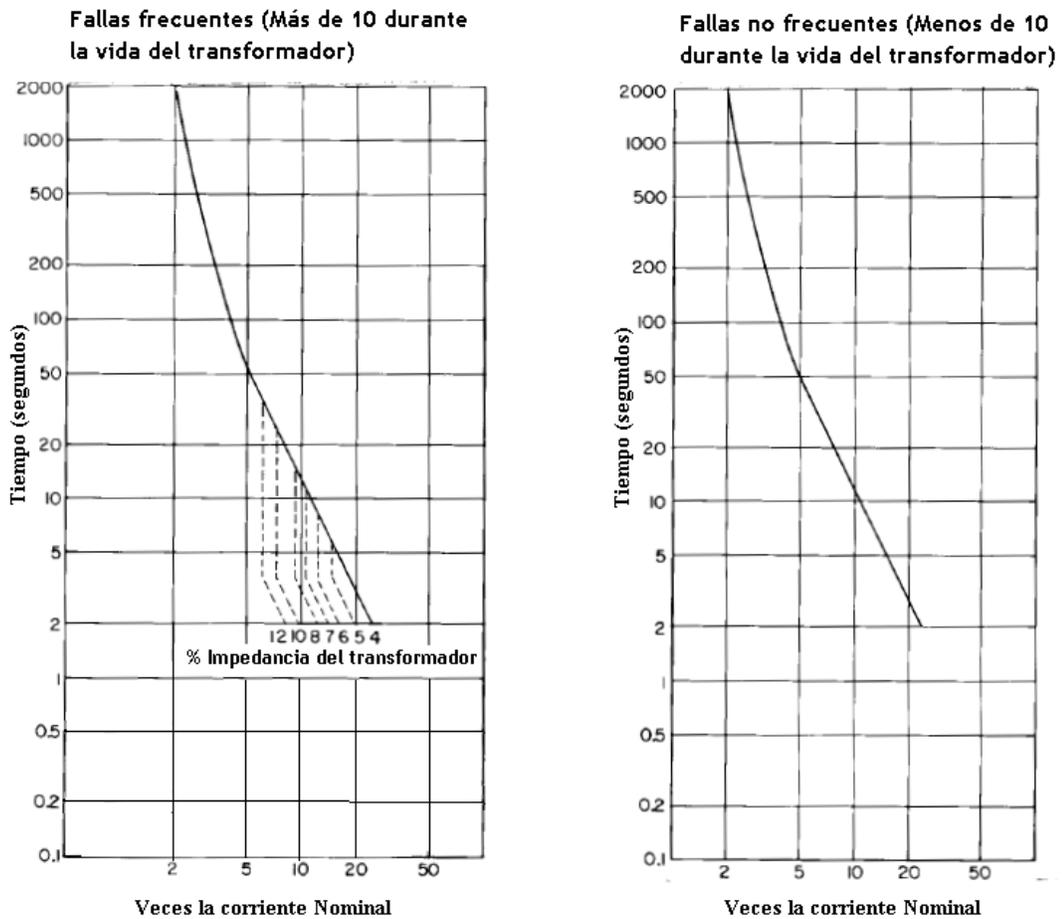


Figura 3: Curva de daño para transformadores categoría II

Para las fallas frecuentes (primera gráfica) la impedancia del transformador define la parte de la curva de la parte baja, es decir, la línea punteada es la curva para combinarse con la curva sólida para formar una sola curva de daño.

Para Transformadores Categoría III

Se utilizarán 2 curvas, la primera contendrá la curva de daño mecánica y térmica para fallas que se dan frecuentemente en el transformador (más de 5 veces en toda la vida útil del transformador) y la otra curva corresponde a las fallas poco frecuentes.

CURVAS DE DAÑO PARA TRANSFORMADORES CATEGORIA III

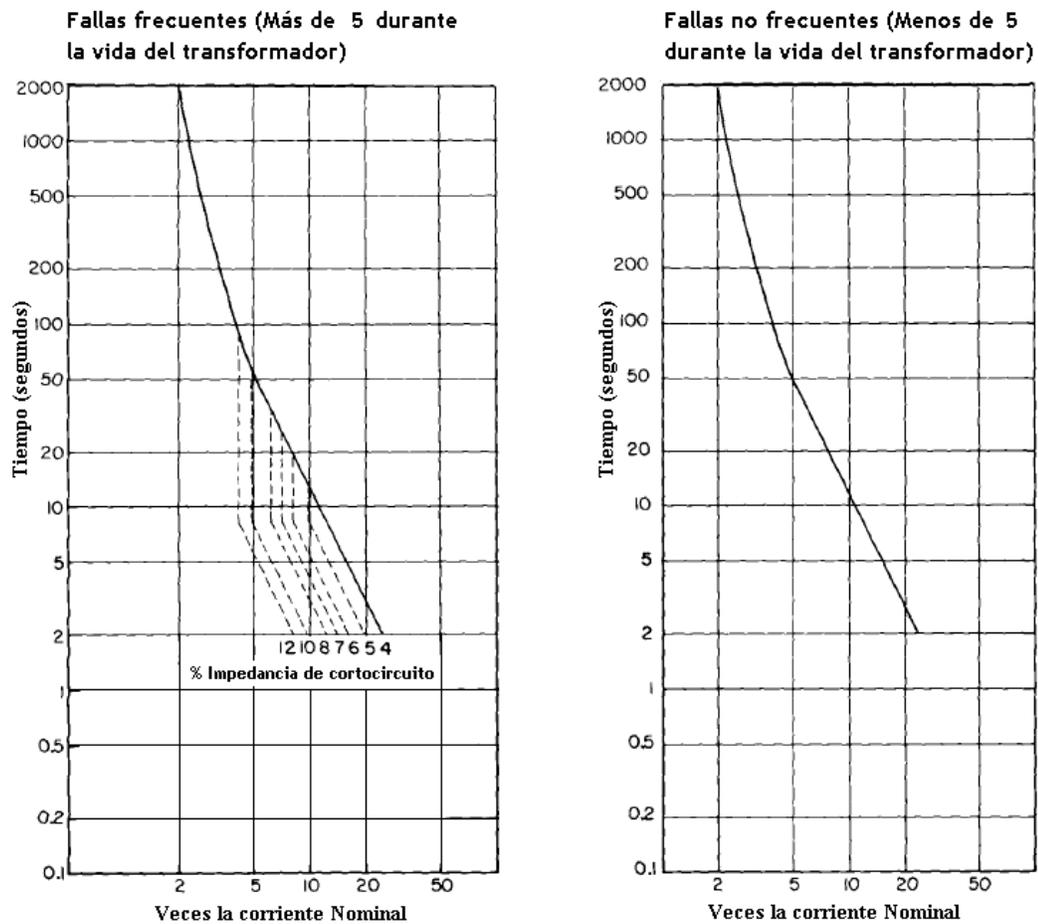


Figura 4: Curva de daño para transformadores categoría III

Para las fallas frecuentes (primera gráfica) la impedancia del cortocircuito define la parte de la curva de la parte baja, esta impedancia corresponde a la suma de la impedancia del transformador más la impedancia que participa en el cortocircuito.

Para Transformadores Categoría IV

Se utilizará una sola curvas que contiene la curva de daño mecánica y térmica para fallas que se dan o no frecuentemente. Pero se considera una combinación de curvas en la parte baja se utiliza la impedancia para definir la trayectoria que en caso de la siguiente gráfica aparece punteada para cada impedancia y cuando llega a la curva sólida sigue la trayectoria de esa curva.

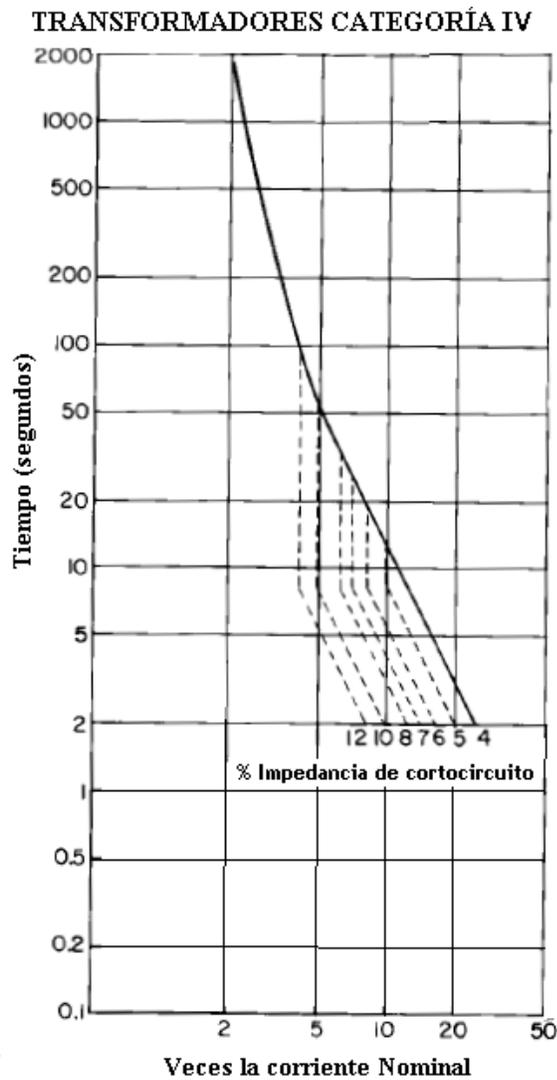


Figura 5: Curva de daño para transformadores categoría IV

2.2 CONDUCTORES

Los conductores son otro punto importante a la hora de evaluar una protección, es de mucha importancia conocer las características de los conductores, las ampacidades nominales y las curvas de daño, para poder utilizar adecuadamente una protección.

2.2.1 Ampacidades de los conductores

Para definir la capacidad de los conductores se utilizará la Tabla 7⁷, que corresponde a los conductores tipo AAC por ser estos los mayormente utilizados en distribución.

Tabla 4: Ampacidades para conductor AAC

NOMBRE CLAVE	CALIBRE	CAPACIDAD DE CORRIENTE	NOMBRE CLAVE	CALIBRE	CAPACIDAD DE CORRIENTE
	AWG/kcmil	A (1)		AWG/kcmil	A (1)
PEACHBELL	6	103	DAHLIA	556,5	703
ROSE	4	138	MISTLETOE	556,5	703
IRIS	2	185	MEADOWSWEET	600	738
PANSY	1	214	LOTUS	600	738
WALLFLOWER	1	214	ORCHID	636	765
POPPY	1/0	247	HEUCHERA	650	775
GERANIUM	1/0	247	ICEPLANT	650	775
ASTER	2/0	286	VERBENA	700	812
BUTTERCUP	2/0	286	FLAG	700	812
PHLOX	3/0	331	VIOLET	715,5	823
PRIMROSE	3/0	331	NASTURTIUM	715,5	823
OXLIP	4/0	383	PETUNIA	750	847
SUNFLOWER	4/0	383	CATTAIL	750	847
SNEEZEWORD	250	425	ARBUTUS	795	878
VALERIAN	250	425	LILAC	795	878
DANDELION	250	425	HELIOTROPE	800	883
LAUREL	266,8	443	COCKSCOMB	900	948
PEONY	300	478	SNAPDRAGON	900	948
AGAVE	300	478	MAGNOLIA	954	982
TULIP	336,4	513	GOLDENROD	954	982
DAFFODIL	350	526	HAWKWEED	1000	1010
GARDENIA	350	526	CAMELLIA	1000	1010
CANNA	397,5	570	MARIGOLD	1113	1079
XEROFYTE	400	573	NARCISUS	1272	1169
GOLDENTUFT	450	616	GLADIOLUS	1510,5	1294
YARROW	450	616	JESSAMINE	1750	1408
COSMOS	477	639	COWSLIP	2000	1518
SYRINGA	477	639	LUPINE	2500	1717
ZINNIA	500	658	BITTERROOT	2750	1793
HYACINTH	500	658			

⁷ Para otros tipos de conductor ver ANEXO B

2.3 RELEVADORES

Un relevador es un dispositivo de protección capaz de detectar una falla o problema en la línea dependiendo de las funciones de protección que este posea y que tenga programadas y liberar la falla para posteriormente poder re-energizar la línea de forma automática o manual.

Para poder entender el funcionamiento de los relevadores de media tensión debemos de conocer las funciones de protección más comunes con los que estos cuentan:

ANSI 50P (Instantánea)/51P-Sobrecorrientes de Fase

Protección trifásica contra sobrecorrientes y cortocircuitos de fase a fase.

ANSI 50N (Instantánea)/51N – Fallas a Tierra

Protección de fallas a tierra basado en mediciones o calculado por valores de Corrientes residuales captadas por sensores de corriente trifásicos.

ANSI 50G (Instantánea)/51G – Fallas a Tierra

Protección de fallas a tierra de Corrientes residuales medidas directamente por sensores específicos.

ANSI 50BF (Instantánea) –Falla de breaker

Si un breaker falla en dispararse por una orden, es detectado por la falta de extinción de la corriente de falla, esta protección de respaldo envía una orden de disparo a algún dispositivo aguas arriba o breaker adyacente.

ANSI 46 – Secuencia negativa /desbalance

Protección contra desbalance de fases, se detecta midiendo la corriente de secuencia negativa:

Protección sensitiva para detectar fallas bifásicas en los puntos finales de líneas largas.

Protección del equipo contra subidas de temperatura causadas por un desbalance en la fuente.

ANSI 49RMS –Sobrecarga Térmica

Protección contra daño térmico causado por sobrecargas en los equipos que tenga conectados directamente (transformadores, motores o generadores).

La capacidad térmica usada es calculada de acuerdo al modelo matemático el cual toma en consideración los valores de corriente RMS, temperatura ambiente, corriente de secuencia negativa (causada por una subida de temperatura en el rotor)

ANSI 79-Recloser

Dispositivo de automatización usado para limitar el tiempo después de un disparo de falla sobre las líneas que sea transitoria o semipermanente. El recloser ordena el recierre automático de los breakers después de un requerido retraso de tiempo. La operación de los reclosers es fácil de adaptar para diferentes modos de operación al configurar los parámetros necesarios.

ANSI 67 – Protección de corrientes direccionales

Protección para cortocircuitos de fase a fase, con selectividad de acuerdo a la corriente direccional de falla. Contiene una función de sobrecorriente de fase asociada con la detección direccional y selecciona si la función de sobrecorriente direccional de fase escogida está activada por al menos una de las fases.

ANSI 67N/67NC – Falla direccional a Tierra

Falla de protección a tierra, con la selectividad de acuerdo a la dirección de la falla. Tiene 3 tipos de operaciones.

ANSI 67N/67NC – Tipo 1

Protección de falla direccional a tierra por la impedancia, aislamiento o compensación de sistemas del neutro, basado en la medición de corrientes residuales.

ANSI 67N/67NC – Tipo 2

Protección de falla direccional para sistemas con una resistencia limitadora o sólidamente aterrizado a tierra, basado en la medición o calculada a partir de corrientes residuales. Comprende la función de fallas a tierra asociadas con la detección directa y selecciona si la función de falla a tierra en la dirección escogida es activada.

ANSI 67N/67NC – Tipo 3

Protección de falla direccional para redes de distribución donde el sistema de puesta a tierra del neutro varía de acuerdo al modo de operación, basado en la medición de corrientes residuales. Comprende la función de fallas a tierra asociadas con la detección directa y selecciona si la función de falla a tierra en la dirección escogida es activada.

ANSI 32P – Sobrepotencia activa direccional

Existen dos modos de protección basados en el cálculo de potencia activa, para las siguientes aplicaciones:

- i) Sobrepotencia activa para detección de sobrecargas y permite la desconexión cuando la demanda es mayor que lo disponible.
- ii) Protección de potencia activa reversa:
 - a. Cuando el generador actúa como motor consumiendo potencia activa.
 - b. Cuando el motor actúa como generador suministrando potencia activa.

ANSI 32Q/40 – Sobrepotencia reactiva direccional

Existen dos modos de protección basados en el cálculo de potencia reactiva para detectar la pérdida del campo en máquinas síncronas:

- i) Protección de sobrepotencia reactiva para motores que consumen más potencia reactiva con pérdida del campo.
- ii) Protección de sobrepotencia reactiva reversa para generadores que consumen potencia reactiva con pérdida del campo.

ANSI 27D – Sobrevoltaje de secuencia positiva.

Protección de motores contra fallas de operación por insuficiente o desbalance en el voltaje de la red, y la detección de la rotación reversa.

ANSI 27R – Sobrevoltaje remanente.

Protección utilizada para revisar el voltaje remanente sostenido por la rotación de la máquina que ha estado fuera permitiendo al bus de la barra alimentar a la máquina para ser reenergizada para evitar transitorios eléctricos o mecánicos.

ANSI 59 – Sobrevoltaje.

Detección de altos voltajes de la red o chequeo de suficiente voltaje para habilitar a la fuente de transferencia. Trabaja con voltaje de fase a fase o de fase a neutro, cada voltaje es monitoreado por separado.

ANSI 59N – Desplazamiento del voltaje del neutro.

Detección de aislamiento de fallas a través de la medición de voltaje residual en sistemas con el neutro aislado.

ANSI 47 – Sobrevoltaje de secuencia negativa.

Protección contra desbalance de fases resultante de la inversión de fase, desbalance de la fuente o fallas distantes, es detectada por la medición de voltajes de secuencia negativa.

ANSI 81H – Alta frecuencia

Detección de altas frecuencias anormales comparadas con la frecuencia nominal, para monitorear la calidad de la fuente de alimentación.

ANSI 81L – Baja frecuencia

Detección de bajas frecuencias anormales comparadas con la frecuencia nominal, para monitorear la calidad de la fuente de alimentación.

ANSI 81R – Razón de cambio de frecuencia

Función de protección utilizada para desconexiones rápidas de un generador o control de carga, a través del cálculo de variaciones de frecuencia, es poco sensitiva a

perturbaciones de voltaje transitorias y por lo tanto es más estable que una función de protección de cambio de voltaje.

Todo relevador cuenta con curvas de protección temporizadas, para el caso de la herramienta informática desarrollada en este trabajo de graduación interesará el análisis de la función ANSI 51 que junto con la ANSI 50 forman la curva de protección para sobrecorrientes de fase y Fallas a Tierra.

Toda función de protección temporizada contiene los siguientes parámetros:

2.3.1 Tipo de curva

Este es el punto de partida en la selección de la curva de protección, es el tipo de curva ya sea ANSI o IEC y puede ser de diferentes tipos predefinidos que van desde curvas extremadamente inversas hasta curvas inversas de tiempo corto, inclusive pueden ser definidas por el usuario según el equipo. Con el tipo de curva se define la tendencia de la protección.

Para Equipos que siguen el estándar ANSI C37.112-1996, se tienen la (Ecuación 2.2) y (Ecuación 2.3) y la Tabla 8 para sus respectivas curvas ANSI.

$$t = M \left[\frac{A}{(N^B - 1)} + C \right] \quad (\text{Ecuación 2.2})$$

$$N = \frac{I}{I_{pu}} \quad (\text{Ecuación 2.3})$$

Tabla 5: Constantes para las curvas ANSI

CURVAS ANSI	A	B	C
Extremadamente Inversa	28.200	2.0000	0.1217
Muy Inversa	19.610	2.0000	0.4910
Moderadamente Inversa	0.0515	0.0200	0.1140

Las curvas IEC provienen del estándar IEC255, para los equipos que las poseen, se pueden graficar utilizando las ecuaciones (Ecuación 2.2) y (Ecuación 2.3), junto con los valores de la Tabla 9.

$$t = M \left[\frac{K}{N^E - 1} \right] \quad (\text{Ecuación 2.4})$$

Tabla 6: Constantes para las curvas IEC

CURVAS IEC	K	E
Curva A	0.140	0.020
Curva B	13.500	1.000
Curva C	80.000	2.000
Inversa Corta	0.050	0.040

Para todas las curvas se tiene que:

- t : Tiempo de operación en segundos
- M: Ajuste del Multiplicador
- I: Corriente de entrada
- I_{pu} : Ajuste de la corriente de pickup

Las curvas se muestran en escala logarítmica t vrs I como se muestra en la figura 6.

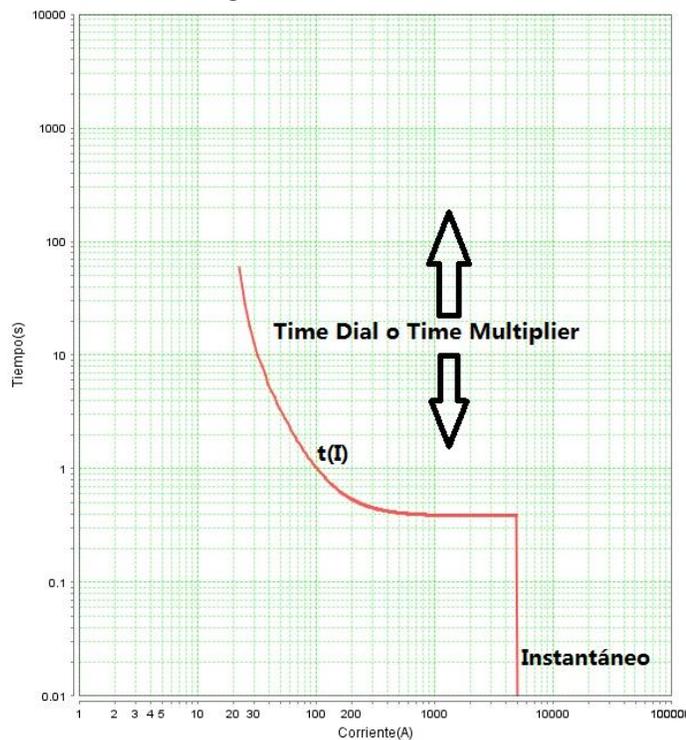


Figura 6: Ejemplo de Curva de un Relevador

2.3.2 Pickup

Este valor corresponde el punto desde el cual las corrientes serán consideradas como fallas y es el punto de arranque de las curvas de protección, este valor es muy importante porque mueve la curva según sea el valor que se le asigne. Cabe mencionar que la corriente de pickup no necesariamente es el valor arranque de la curva, dependiendo del equipo este valor es el punto de arranque exactamente al valor establecido o es un valor un poco menor que el punto de arranque del dispositivo, por lo tanto es necesario conocer las características del equipo para seleccionar la curva adecuada.

2.3.3 Instantáneo

El valor de corriente instantánea es el valor al cual el equipo reconocerá la corriente como una falla independientemente el valor de la misma, sin embargo la limitante es el tiempo de respuesta con el que cuente el equipo para reconocer un valor de corriente generalmente este tiempo está entre los 50 a 70 milisegundos, es la misma función de protección ANSI 50, en coordinación este será el punto donde la curva se corta y debe de considerarse que sobre la curva de protección este valor no debe de coincidir con un valor inferior a 70ms para el adecuado funcionamiento de los equipos, es decir que el tiempo de apertura de la ecuación no sea menor a 70ms.

2.3.4 Time Dial o Time Multiplier

Estos valores son los que mueven la curva sin modificar su tendencia hacia arriba o hacia abajo y se ajustarán según el equipo, ya que en el caso de los equipos como los NULEC se utiliza el Time Dial y en el caso de los ABB el Time Multiplier.

Existen dos relevadores de protección básicos en los sistemas de distribución y estos se clasifican por el nivel de falla que pueden manejar en interruptor de potencia y reclosers (recerradores).

2.3.5 INTERRUPTOR DE POTENCIA

Un interruptor de potencia es un dispositivo que se utiliza para proteger un circuito si existe una falla superior a los 16000A o donde los niveles de voltaje superen los 46KV, cuentan con una variedad de funciones dependiendo de la marca y el modelo pero las básicas de los mismos son la función ANSI 51 y ANSI 50 para protección de sobrecorrientes. Ofrecen capacidad de maniobra, inclusive remotamente.

Los interruptores de potencia ofrecen una buena alternativa para proteger los transformadores de potencia en vez del uso de fusibles de potencia, por ser estos dispositivos inteligentes y capaces de restablecer el servicio de energía rápidamente una vez que la falla haya sido despejada.

2.3.6 RECLOSER

Un recloser es un relevador equipado con la función ANSI 79 la cual crea un mecanismo que automáticamente cierra el breaker después que haya actuado a raíz de una falla.

Los reclosers son utilizados en esquemas de coordinación de producción para circuitos de distribución.

Pueden ser monofásicos o trifásicos, cuentan con una variedad de funciones pero las básicas de los mismos son la función ANSI 51 y ANSI 50 para protección. Ofrecen capacidad de maniobra, inclusive remotamente.

Los recloser están diseñados para combatir el problema de las fallas temporales que afectan al sistema de manera que este debería de ser la protección utilizada cuando sea posible por la gran cantidad de fallas temporales en los circuitos de distribución.

Se puede utilizar reclosers para proteger circuitos de 2.4-38KV para cargas continuas de 10-1200A y para corrientes de fallas hasta 16KA.

Todo reclosers cuenta con 4 curvas, un par de curvas para la protección de tierra y un par de curvas para la protección de fase, cada par de curva corresponde a la curva de tiempo rápido y a la curva de tiempo lento, respectivamente. En la Figura 7 se muestra un par de curvas.

Curva de tiempo rápido

La curva de tiempo rápido corresponde a la curva donde al alcanzar la falla el tiempo de disparo abre y despeja la falla esperando el tiempo programado para hacer el recierre automático.

Curva de tiempo lento

La curva de tiempo lento corresponde a la curva que el equipo utiliza, si tiene programada la curva de tiempo rápido, después de haber hecho todos los recierres programados y deja abierto el punto donde está instalado hasta que se haga un cierre manual. Esta curva siempre debe de quedar sobre la curva de tiempo rápido.

Generalmente los equipos tienen 3 recierres pero en la práctica es suficiente programar dos recierres.

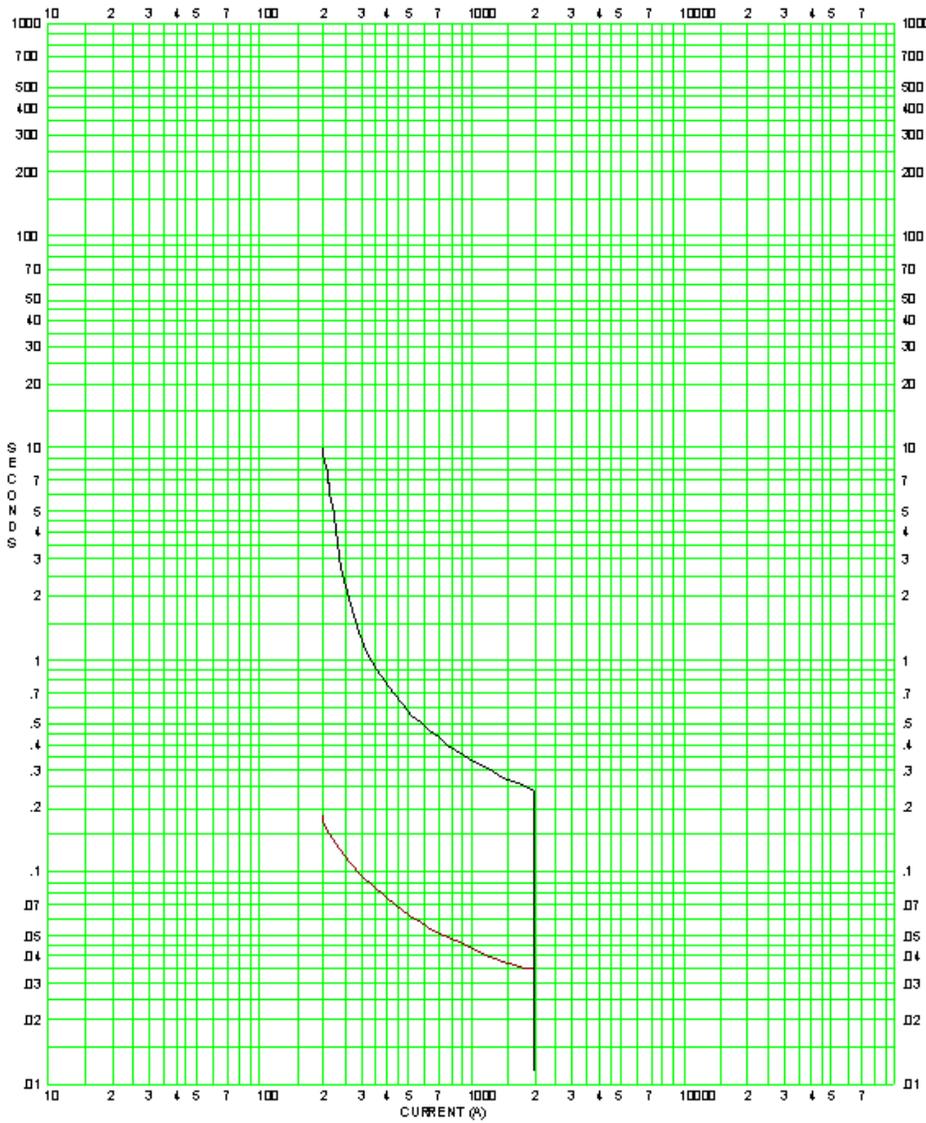


Figura 7: Curvas comunes de tiempo rápido y lento

2.4 FUSIBLES

Los fusibles son un elemento de protección utilizado para proteger ramales, en el país se utilizan los tipo T y K, por ser estos los de uso masivo.

Las características de un fusible varían de acuerdo al material usado en el elemento fusible y a su disposición. El tiempo y la intensidad mínima de fusión del elemento dependen del ambiente en que se encuentre y de la intensidad de la corriente en el instante anterior a la sobrecarga. En todo caso las curvas características de tiempo-corriente se dan para temperaturas ambientes de 20 a 25° C y se indican para corrientes que producen fusión a partir de 5 min o menos, es decir, seleccionando la corriente que hace que el fusible actúe a 5 min y a partir de ese punto aumentando la corriente para que el fusible se queme más rápido.

La curva característica de un fusible se puede separar en las siguientes partes, tal como se muestra en la Figura 7.

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

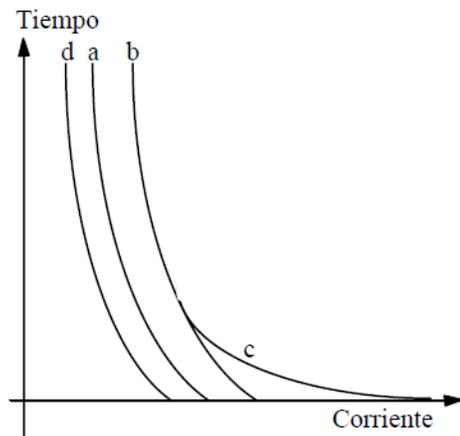


Figura 8: Curvas que definen el funcionamiento de un fusible

Generalmente solo importan la curva a) y c) para la coordinación de protecciones.

Los puntos a graficar para establecer se sacan a partir de curvas ya definidas o estandarizadas por los fabricantes, en la Figura 9 y 10 se muestran las curvas para definir el funcionamiento de fusibles tipo T.

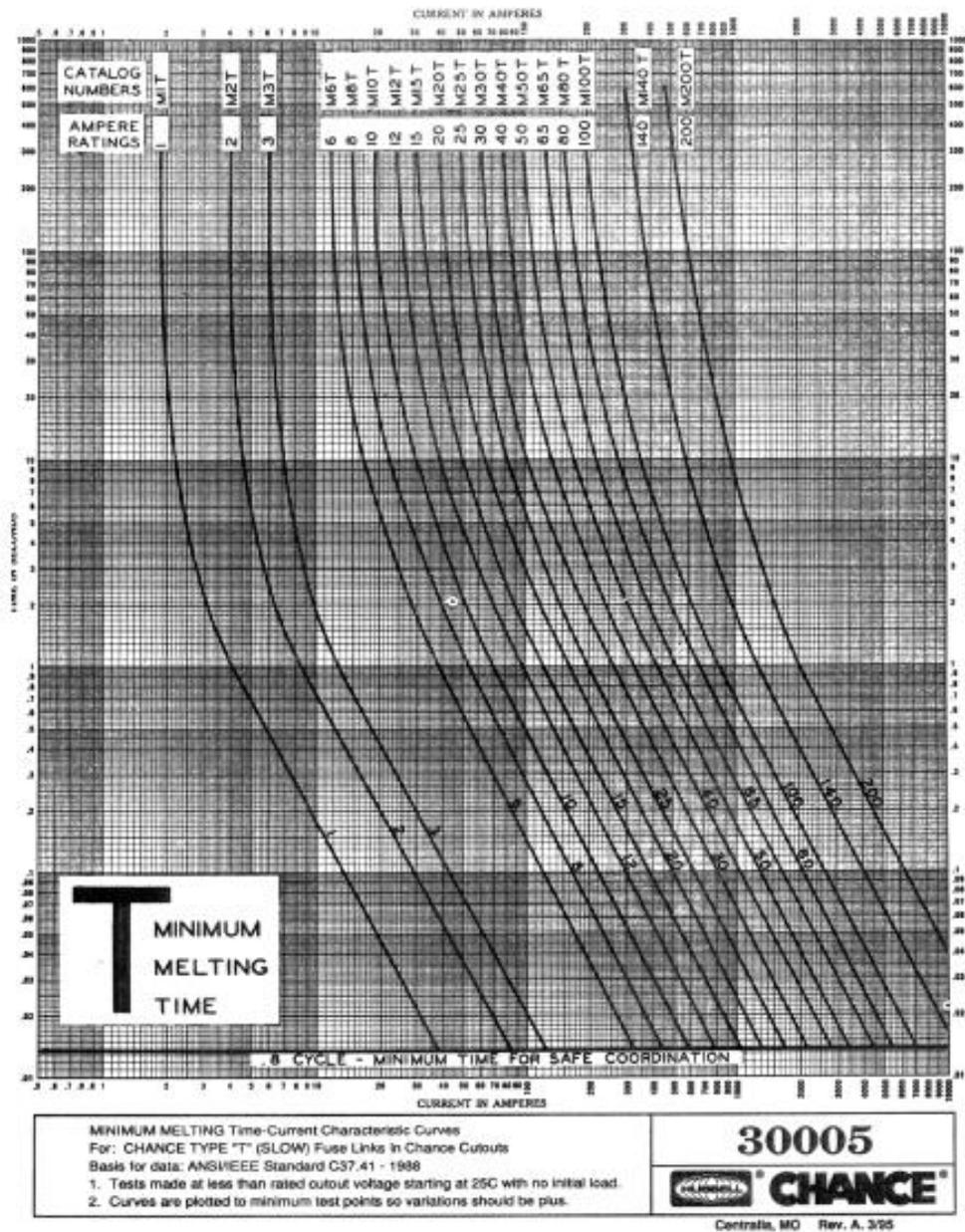


Figura 9: Curvas de tiempo mínimo de fusión para fusibles tipo T

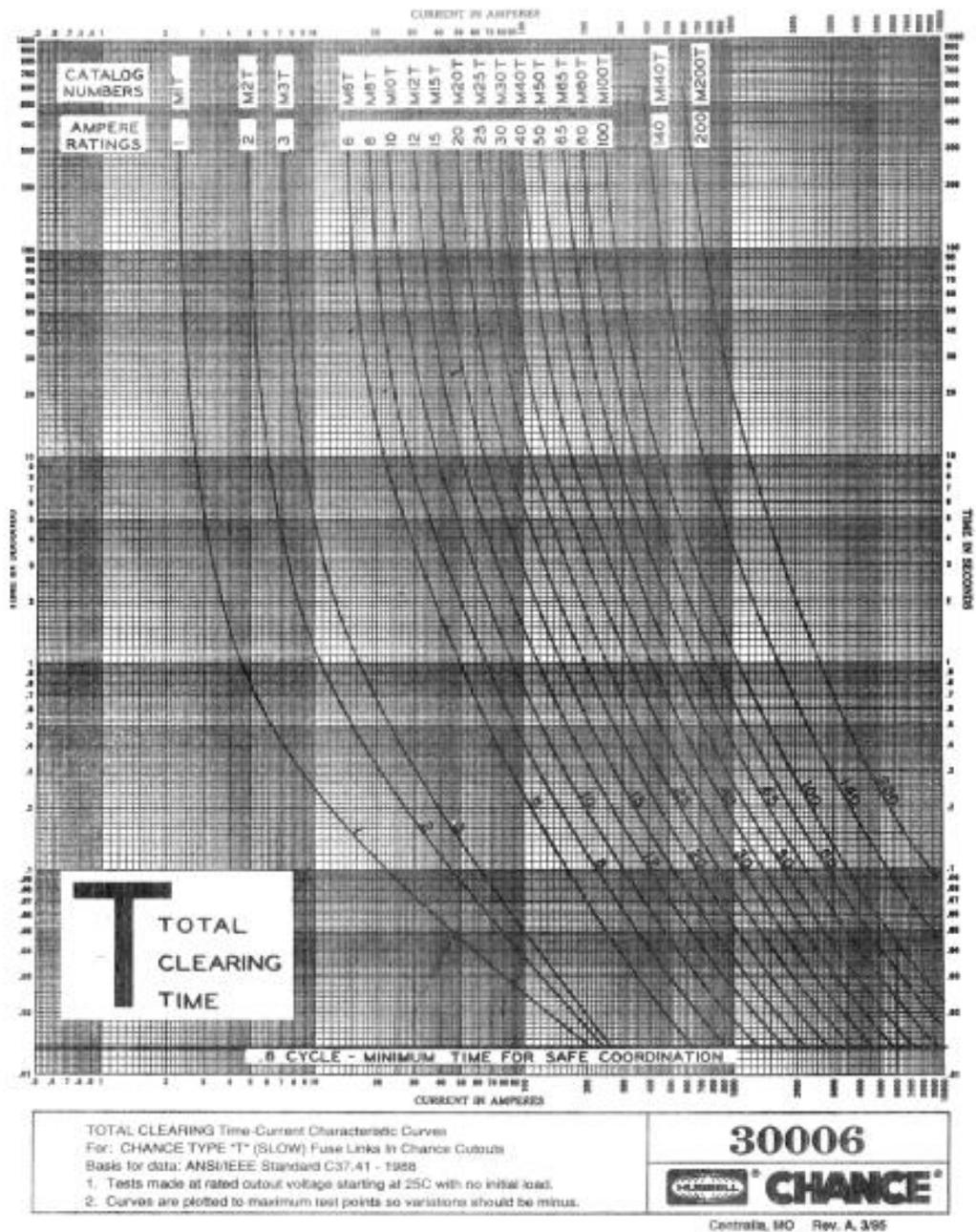


Figura 10: Curvas de tiempo máximo de extinción de arco para fusibles tipo T

CAPÍTULO 3

COORDINACIÓN DE PROTECCIONES

Introducción

En el presente capítulo se tratan los conceptos sobre coordinación de protecciones y se explica a groso modo la forma en que se coordina un circuito eléctrico, además se explica cómo se deben de escoger los criterios adecuados para realizar un estudio de coordinación.

3.1 COORDINACIÓN DE PROTECCIONES

La coordinación de protecciones es la adecuada selección de equipos de protección y los ajustes necesarios, de existir, para que las protecciones actúen de la forma que se desee.

El caso más evidente de la falta de coordinación se da en los fusibles, en nuestro medio existe la equivocada idea de que entre más protecciones en serie existen se protege más el circuito, sin embargo, está práctica errónea trae como consecuencia varios fusibles en serie del mismo valor en distancias muy cortas por lo que en caso de una falla todos actúan por tener las mismas curvas de disparo.

No existe un modelo específico para coordinar un circuito eléctrico pero siempre se busca que una protección y solo una despeje la falla. Como método para coordinar protecciones primero se debe definir las zonas de prioridad, el tipo de carga, los equipos a proteger, luego se debe de estudiar los equipos de protección disponibles, la corriente de falla en las zonas y el tiempo de despeje de fallas mínimo y máximo requerido.

Por ejemplo si se cuenta con reclocers y fusibles y el circuito a proteger es de tipo de carga residencial e industrial liviana, con corrientes de falla máximas inferiores a 2000^a y no importa si los relevadores despejan las fallas temporales ya que no existe problema si alguna zona del circuito quede sin energía por 5 segundos a los que se programará el recierre; se puede aplicar una política de salvar fusibles. Las curvas de los relevadores tratarán de salvar los fusibles en serie aguas abajo de ellos y los fusibles tendrán abajo fusibles en los que sus curvas no se entrecrucen para la corriente de falla de cada punto.

Un ejemplo similar se llevará a cabo en el estudio de coordinación realizado en el punto 5 de este proyecto.

La coordinación de protecciones en la práctica se logra a través curvas que modelan la operación de las protecciones y el objetivo de este estudio es llevar a cabo una herramienta capaz de realizarla. Un software para modelaje de la operación de equipos es el mejor aliado para seleccionar adecuadamente los parámetros y equipos de protección.

Debemos recordar que no siempre se puede coordinar adecuadamente un circuito, donde tengamos demasiados equipos en serie o corrientes de falla muy altas será muy difícil coordinar, sin embargo, se puede tratar de que un porcentaje o zonas de operación de los mismo si coordinen.

La adecuada selección de protecciones y parámetros trae consigo mejoras en la confiabilidad de los sistemas eléctricos, protección a los equipos importantes y reducción en costos de mantenimiento correctivo.

En el ejemplo del punto 5 de este proyecto se retomará el concepto de forma aplicada.

CAPÍTULO 4

SOFTWARE PARA COORDINACIÓN DE PROTECCIONES (SPCP)

Introducción

En este capítulo se muestra el proceso para la creación del software a partir de los criterios mínimos que el mismo debe de cumplir, luego se muestran las variables necesarias de los equipos para trazar las curvas. Posteriormente se crea la lógica del programa a partir del modelo de diseño por capas hasta mostrar la lógica que relaciona las capas.

Finalmente se creó un manual del usuario para poder entender con facilidad las funcionalidades que el software contiene para dar un uso adecuado de las mismas.

4.1 Requerimientos

4.1.1 Requerimientos del software

- **Confiabilidad:** Es necesario que las curvas proporcionadas con el software se generen en base a una normativa o a datos de los fabricantes para dar una aproximación al funcionamiento en el campo de los equipos.
- **Multiplataforma:** como el software tiene fines didácticos es necesario que pueda funcionar adecuadamente tanto en Windows como Linux.
- **Actualizable:** es necesario que el software acepte nuevas curvas de protección a futuro.
- **Básico:** como el objetivo del software es didáctico no se espera que el software cuente con las herramientas y equipos disponibles en software comerciales.

4.1.2 Requerimientos del usuario

- Intuitivo: La interfaz debe de ser simple para el usuario de modo que solo se deba introducir los valores mínimos para escoger un equipo y la curva del mismo.
- Exportar a imagen: debe de poder guardarse las curvas en formato de imagen.
- Aceptar varios equipos: el software debe de permitir el uso de más de un equipo a diferentes niveles de voltaje de ser necesario.
- Permitir modificación: el software deberá de poder modificar equipos introducidos anteriormente.
- Permitir borrar: el software debe de ser capaz de poder quitar equipos que ya no sean necesarios en el caso de estudio de coordinación.

Para el diseño del software se utilizó el método de programación en capas⁸. Sin embargo es conveniente revisar algunas características de los equipos los cuales definirán las curvas de operación.

⁸ En el ANEXO C se describe el tema de la programación en capas

4.2 *Características de los equipos.*

4.2.1 Características de los transformadores.

Los transformadores contarán con una serie de puntos para las curvas de daño y de magnetización que se multiplicará por la corriente nominal, estos puntos serán fijos y se asumirá que todos los transformadores serán del tipo categoría I, o que los transformadores de ser categoría II, III o IV experimentan menos de 10 falas durante toda su vida útil.

Para la curva de daño contaremos con los puntos fijos que establece la norma ANSI C57.109-1993 como se muestra en la tabla 7:

Tabla 7: Puntos que definen la curva de daño de un transformador categoría I y IV

Tiempo	Veces la corriente Nominal
2 s	25.0
10 s	11.3
30 s	6.3
60 s	4.75
5 min	3.0
30 min	2.0

Para definir la curva de magnetización de corriente de inrush se utilizarán los pares de puntos de 12 y 25 veces la corriente nominal para 0.1 y 0.01 segundos respectivamente.

Estas curva utilizarán puntos fijos para trazarse en el software y por tal motivo no existirá ninguna plantilla para agregar un nuevo tipo de transformador.

4.2.2 Características de los fusibles.

Los fusibles tienen dos tipos de curvas para trazar la curva de operación de esta protección, la curva del tiempo mínimo de fusión y la curva de tiempo máximo de extinción del arco. Las curvas no dependen de ningún valor por lo tanto son constantes y para cada fusible es necesario introducir puntos de corriente y tiempo para las dos curvas antes mencionadas.

La plantilla para introducir un nuevo tipo de protección tendrá el tipo de protección con el tamaño de la protección y los datos para establecer los puntos, en un archivo de texto para cada curva con un valor de corriente seguido por el tiempo separado por tabulación cada dato y por tener dos curvas para definir la operación se necesitarán de dos archivos.

4.2.3 Características de los relevadores de protección.

Los relevadores de protección cuentan con curvas de protección a partir de una ecuación dependiente de un time-dial o un multiplicador el cual puede ir de un valor mínimo a un máximo en espacios definidos. Además para cada tipo de curva se define el punto de inicio de la protección en porcentaje a la corriente de pickup asignada y el valor máximo que puede tomar la corriente será la corriente instantánea.

4.3 *Diseño del Programa*

4.3.1 Lógica General del Programa

Siguiendo la lógica del programa podemos separar los pasos necesarios para que funciones el mismo según la Figura 11.

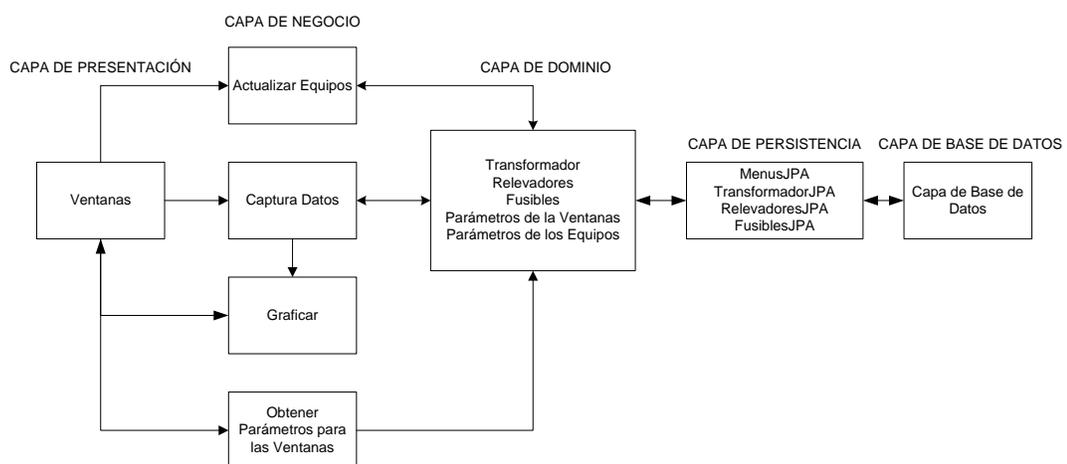


Figura 11: Lógica general del programa

La capa de presentación tendrá las clases necesarias para capturar los datos necesarios mediante ventanas en el escritorio.

En la capa de negocio se llevarán a cabo las operaciones necesarias para obtener los datos a graficar para posteriormente graficarlos, además en esta capa se lleva a cabo la parte de actualización de equipos.

En la capa de dominio se encuentran la estructura de los datos correspondiente a las tablas, como la base de datos contiene los datos de los Menús, de los Transformadores, de los Fusibles y de los Relevadores, además contiene los Parámetros de la Ventana Principal y los Parámetros de los equipos.

En la capa de Persistencia se contienen las clases necesarias para conectar la base de datos a la capa de negocios como existen 4 tablas, existen 4 clases de persistencia.

La capa de base de datos tiene las tablas de Menús, Transformadores, Relevadores y Fusibles.

Podemos dividir los problemas de cada capa como se muestra en la Figura 12.

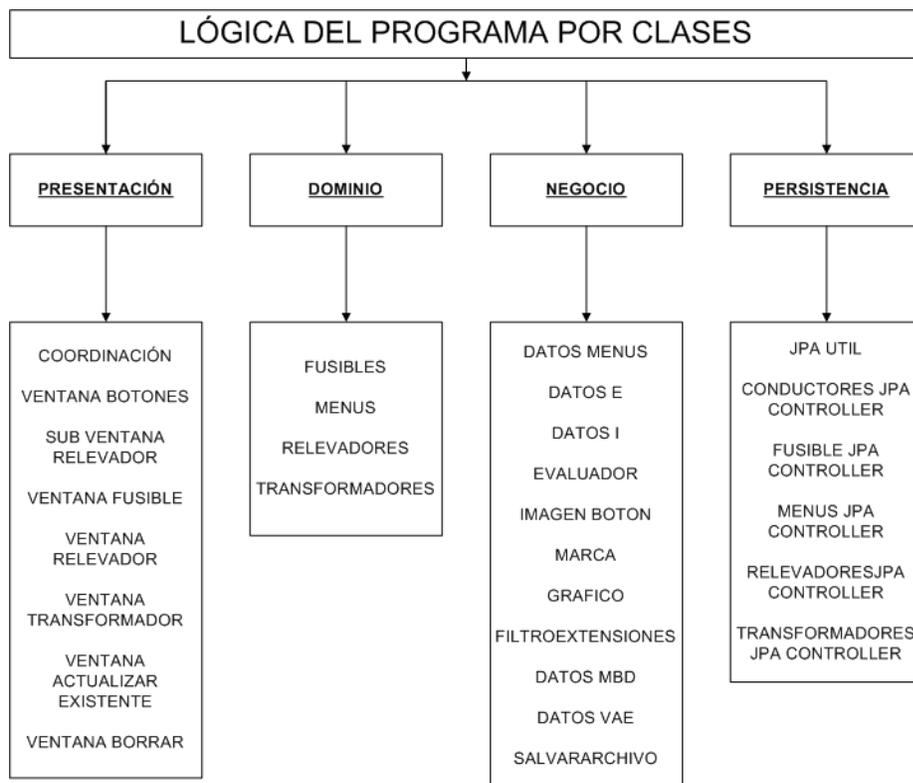


Figura 12: Diagrama de Clases

Cada grupo de clases se desarrollará en los apartados posteriores.

4.3.2 Capa de Base de Datos

Se empezará con el desarrollo de esta capa debido a que en base a esta se llevará a cabo la estructura del programa. La capa de base de datos contiene la tabla básica de menús debido a que es necesario que estos sean dinámicos. La base de datos se muestra en la Figura 13.

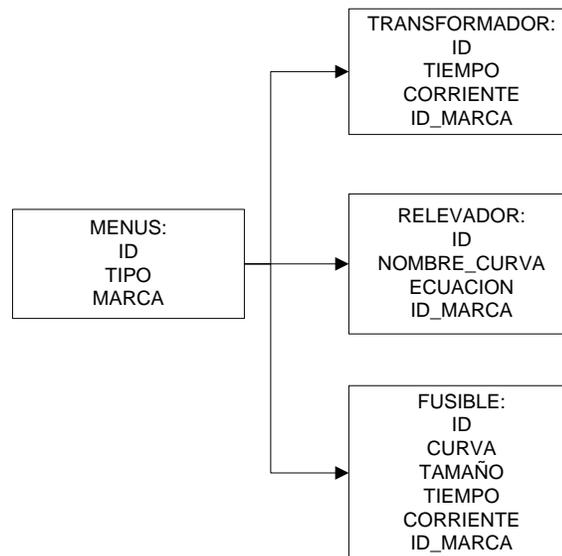


Figura 13: Diagrama de Base de Datos

Los datos en la tabla Menus servirán para formar los menús:

ID es el campo para diferenciar cada dato de la tabla.

TIPO es el tipo de menú, este puede ser de 3 tipos, 1 es para Transformador, 3 es para Relevador y 4 es para Fusible.

MARCA contiene el nombre que se va a mostrar en cada menú.

Los datos en la tabla Transformador se utilizan para formar las curvas cuando se seleccione el transformador:

ID es campo para diferenciar cada dato de la tabla.

TIEMPO es un valor de tiempo establecido que define la curva para los transformadores.

CORRIENTE es un valor de corriente correspondiente a un tiempo que define la curva para los transformadores.

ID_MARCA relaciona el menú con los correspondientes datos para formar la curva.

Los datos en la tabla Relevador se utilizan para formar las curvas para cada relevador a partir de la marca y modelo específico del mismo:

ID es campo para diferenciar cada dato de la tabla.

NOMBRE_CURVA define el nombre de la curva correspondiente.

ECUACION contiene la ecuación que define el comportamiento de la curva tiempo/corriente.

ID_MARCA relaciona el menú con los correspondientes datos para formar la curva.

Los datos en la tabla Fusible se utilizan para formar las curvas para dependiendo del fusible seleccionado por su tipo y tamaño específico:

ID es campo para diferenciar cada dato de la tabla.

TAMAÑO contiene el tamaño del fusible.

CURVA contiene un 0 si la curva es la corriente mínima de fusión y 1 si es la corriente máxima de disipación de arco.

ECUACION contiene la ecuación que define el comportamiento de la curva tiempo/corriente.

TIEMPO es un valor de tiempo establecido que define la curva.

CORRIENTE es un valor de corriente correspondiente a un tiempo definido.

ID_MARCA relaciona el menú con los correspondientes datos para formar la curva.

4.3.3 Capa de Presentación

La interfaz principal del software será como se muestra en la Figura 14:

AREA DE MENÚS		
ZONA DE EQUIPOS	ZONA DEL GRAFICO	ZONA DE AJUSTES DEL GRÁFICO

Figura 14: Interfaz de la Clase Coordinación

La clase que contiene el método MAIN y la interfaz principal será la clase Coordinación la lógica de la misma es cargar los menús, cargar la interfaz y configurar los eventos de las otras ventanas y botones de la misma clase según se muestra en la Figura 15.

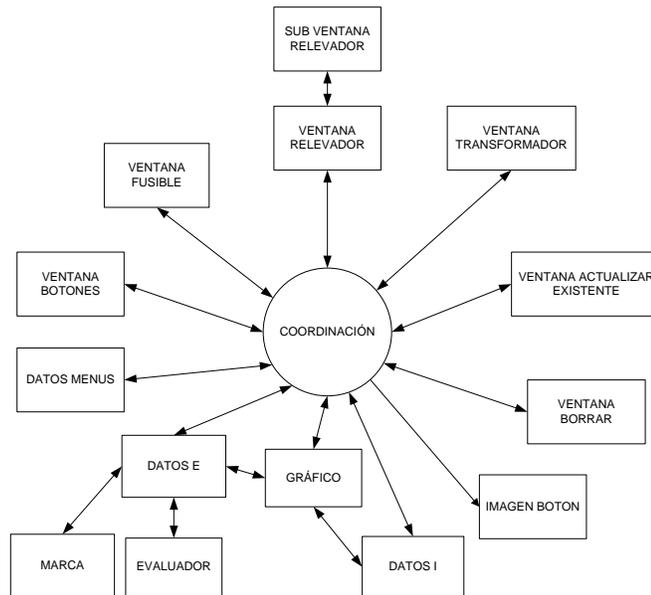


Figura 15: Lógica de relación de la clase principal con las demás clases

En la zona de menús se encontrarán las funcionalidades de Exportar a imagen, cargar un nuevo equipo, agregar y borrar un nuevo equipo a la base de datos.

En la zona del gráfico se muestran las curvas en una base logarítmica en ambos ejes.

En la zona de ajustes del gráfico se encuentra los parámetros para modificar la escala del gráfico, trazar una corriente de prueba y cambiar el voltaje de presentación del gráfico.

Las clase Coordinacion es la clase principal la que carga la aplicación y la ventana principal contiene la clase Main, dentro de ella se llaman a la capa de negocio para formar los menús, mostrar los gráficos, agregar nuevos equipos y llevar el control de los equipos dentro del estudio de coordinación existente. En la siguiente figura se muestra la lógica para trazar y modificar equipos en el estudio de coordinación.

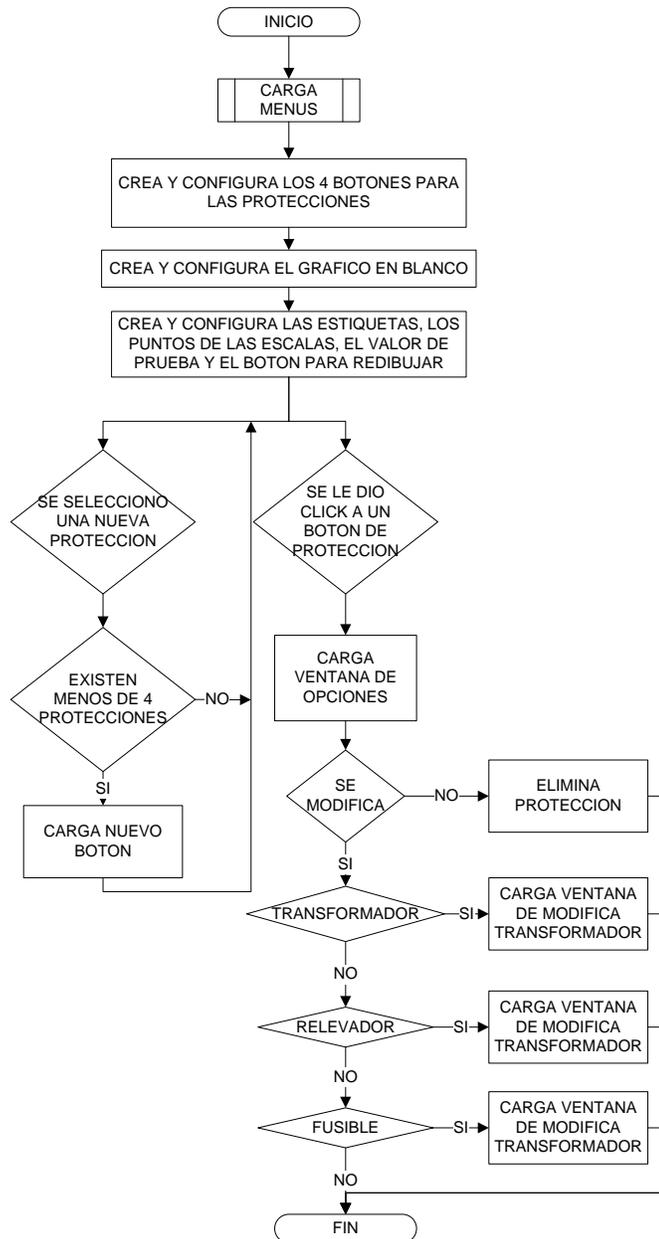


Figura 16: Lógica de la clase Coordinación para trazar y modificar equipos en el estudio de coordinación.

La clase VentanaBotones contiene lo necesario para modificar o borrar un equipo visible o seleccionado en el estudio de coordinación.

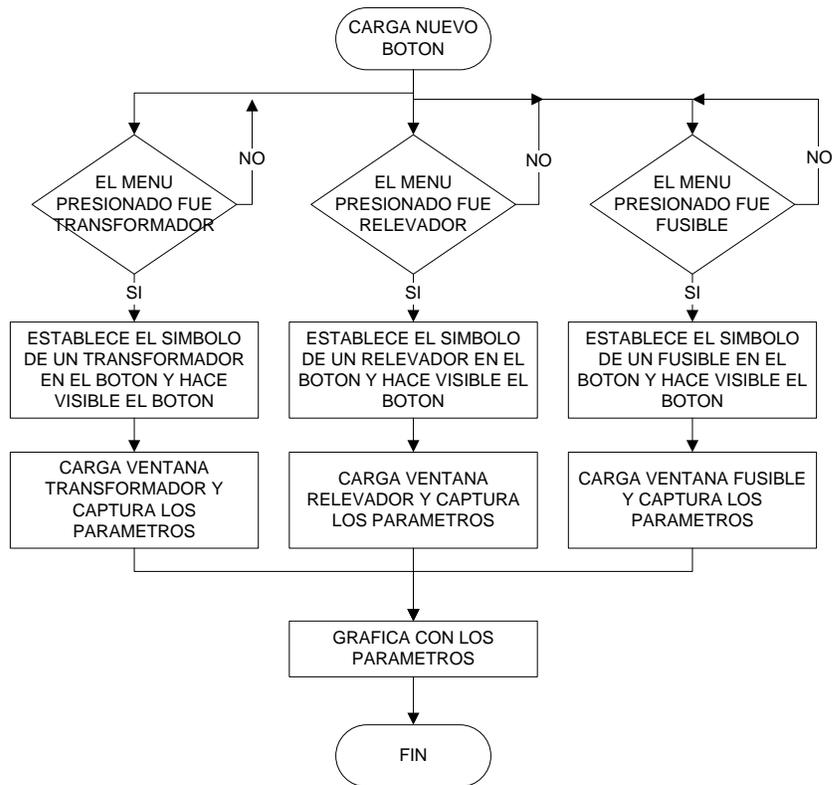


Figura 17: Lógica de la clase VentanaBotones.

La clase VentanaBorrar se encarga de presentar la ventana encargada de borrar un equipo existente en la base de datos.

La clase VentanaActualizarRE se encarga de presentar la ventana encargada de agregar un relevador en la base de datos.

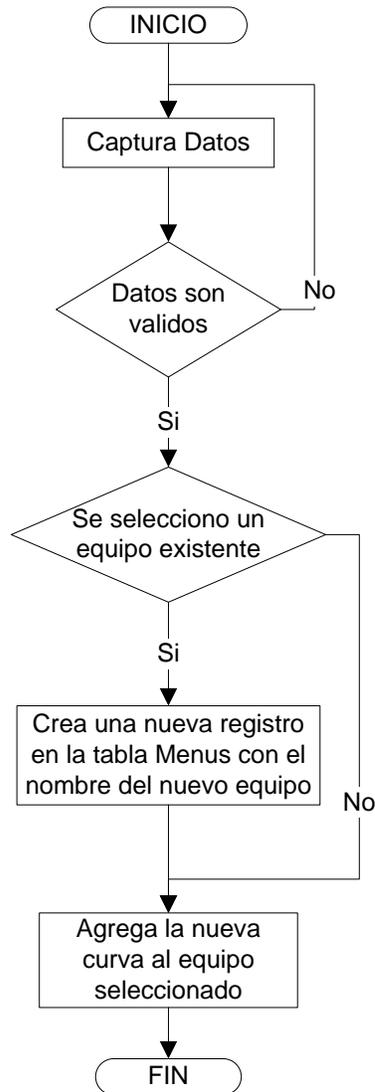


Figura 18: Lógica de la clase VentanaActualizarRE

La clase VentanaActualizarFE se encarga de presentar la ventana encargada de agregar un fusible en la base de datos. La lógica se muestra en la Figura 19.

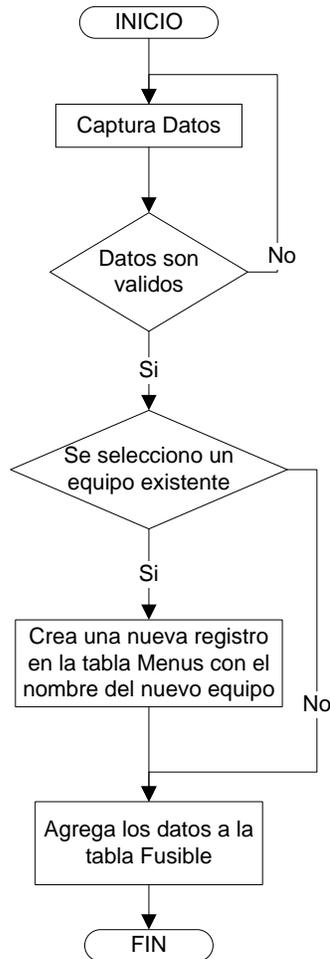


Figura 19: Lógica de la clase VentanaActualizarFE

La clase VentanaTransformadores crea la ventana que se utiliza para incluir al estudio de coordinación un transformador.

La clase VentanaFusible crea la ventana que se utiliza para incluir al estudio de coordinación un fusible.

La clase VentanaRelevador se encarga de crear la ventana que se utiliza para incluir al estudio de coordinación un relevador.

La clase SubVentanaRelevador crea la subventana para la clase VentanaRelevador.

4.3.4 Capa de Negocio

En esta capa se definirá la lógica para trazar curvas, borrar o agregar equipos en la base de datos que utilizará el programa.

La lógica de la capa de negocio se divide en primero obtener los valores necesarios para armar los menús, después obtener los datos de las ventanas para llenar los valores necesarios para graficar, posteriormente se debe de graficar y mostrar la salida en la ventana principal. Además se debe de contar con lo necesario para borrar y agregar equipos de la base de datos.

Para armar los menús se recurre a la clase DatosMenus, la cual lee los valores de la base de datos y los almacena en arreglos de datos donde la ventana principal pueda asignarlos a cada menú.

Cuando se selecciona un botón específico se utiliza la clase ImagenBoton para asignar el dibujo correspondiente al ícono del botón que concuerde con el tipo seleccionado, se utiliza esta clase exclusivamente para mantener la lógica de programación por capas ya que desde la ventana principal puede realizarse directamente. Además cuando se selecciona una protección la clase Marca recopila información de la base de datos para las ventanas según el equipo seleccionado.

Para obtener los datos de la base de datos y adecuarlos para graficarlos según los parámetros de las ventanas de la capa de presentación se recurre a DatosE y DatosI, esta realiza lo necesario según el equipo seleccionado, en el caso de equipos como relevador esta clase utiliza la clase Evaluador para evaluar los valores en la ecuación existente en la base de datos mediante la lógica de parseo.

Para graficar se utiliza la clase Grafico la cual a partir de los datos traza el gráfico en escala logarítmica/logarítmica y la salida la guarda en un archivo del tipo de imagen JPEG para que la ventana principal pueda acceder a ella.

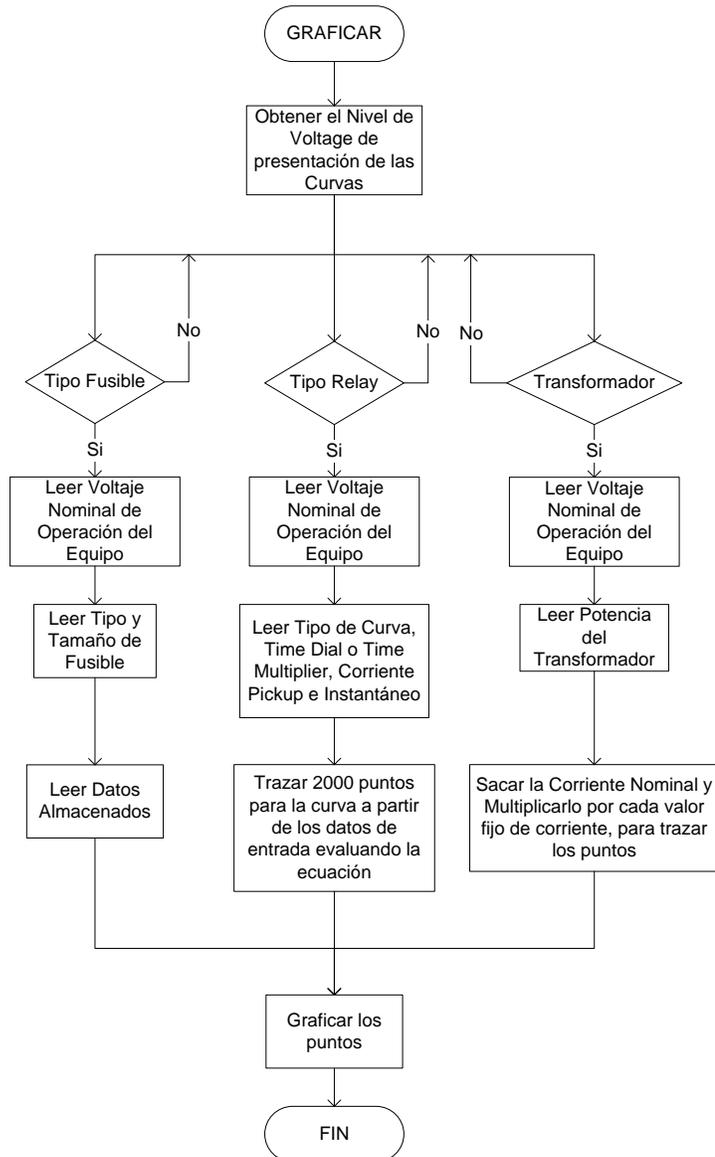


Figura 20: Lógica de la clase Grafico

Para obtener los parámetros para las ventanas de modificar la base de datos, para validar los datos introducidos a la hora de agregar una nueva protección y para salvar o borrar un nuevo equipo se utiliza la clase DatosMBD aunque esta clase se apoya de la clase DatosVAE la cual se utiliza para obtener los datos de la ventana.

Para exportar el estudio de coordinación a un archivo de tipo de imagen JPEG se utiliza la clase SalvarArchivo.

4.3.5 Capa de dominio

En esta capa se crean objetos que concuerdan con las tablas de la base de datos, por lo tanto como en la base de datos existen 4 tablas en la capa de dominio existirán igual número de clases.

La clase Menu implementa las propiedades de la tabla Menu en la base de datos, por lo tanto, contiene las variables id, tiempo corriente y idmarca. Debido a la tabla Menu está relacionada con las demás tablas mediante ID_Marca contiene por lo tanto la clase Menu contiene como variables objetos de la clase Transformador, Relevador y Fusible.

La clase Transformador contiene las variables id, tiempo, corriente y el objeto idMarca que es de la clase Menu.

La clase Relevador contiene las variables id, nombrecurva, ecuación y el objeto idMarca que es de la clase Menu.

La clase Fusible contiene las variables id, curva, tamaño, tiempo, corriente y el objeto idMarca que es de la clase Menu.

Además cada clase contiene varios query personalizados los cuales utilizará la capa de persistencia.

4.3.6 Capa de Persistencia

Esta capa es la encargada de desarrollar la lógica de comunicación y configuración de la capa de base de datos con la capa de dominio para ser utilizada en la capa de negocio.

Para el caso de la herramienta informática se cuenta con una clase por clase de dominio y corresponde a cada una de ellas. Todas las clases contienen los métodos create, destroy, edit y find.

La clase MenuJpaController corresponde a la clase de Menu además de los métodos comunes desarrolla el método getIdMarca el cual busca todos los datos relacionados con la marca introducida y los guarda en una lista de objetos del tipo Menu.

La clase TransformadoresJpaController corresponde a la clase de Transformadores.

La clase RelevadoresJpaController corresponde a la clase de Relevadores además de los métodos comunes desarrolla el método findRelevadoresPorMarca el cual busca todas las curvas de protección asociadas a un relevador en específico, además esta clase desarrolla el método findIdUltimo que devuelve el id del último relevador introducido en la base

de datos, este método es utilizado para asignar un id a los nuevos datos de relevadores introducidos en la base de datos.

4.4 Guía del Usuario para SPCP v1.0

El software para coordinación de protecciones (SPCP) es un software que tiene la capacidad de trazar las curvas de protección para transformadores, relevadores y fusibles. En la versión 1 se cuentan con curvas para transformadores aislados en aceite, relevadores NULEC U2712 y SEL351, fusibles tipo T, K y Fault Tamer. La interfaz se muestra en la Figura 21:

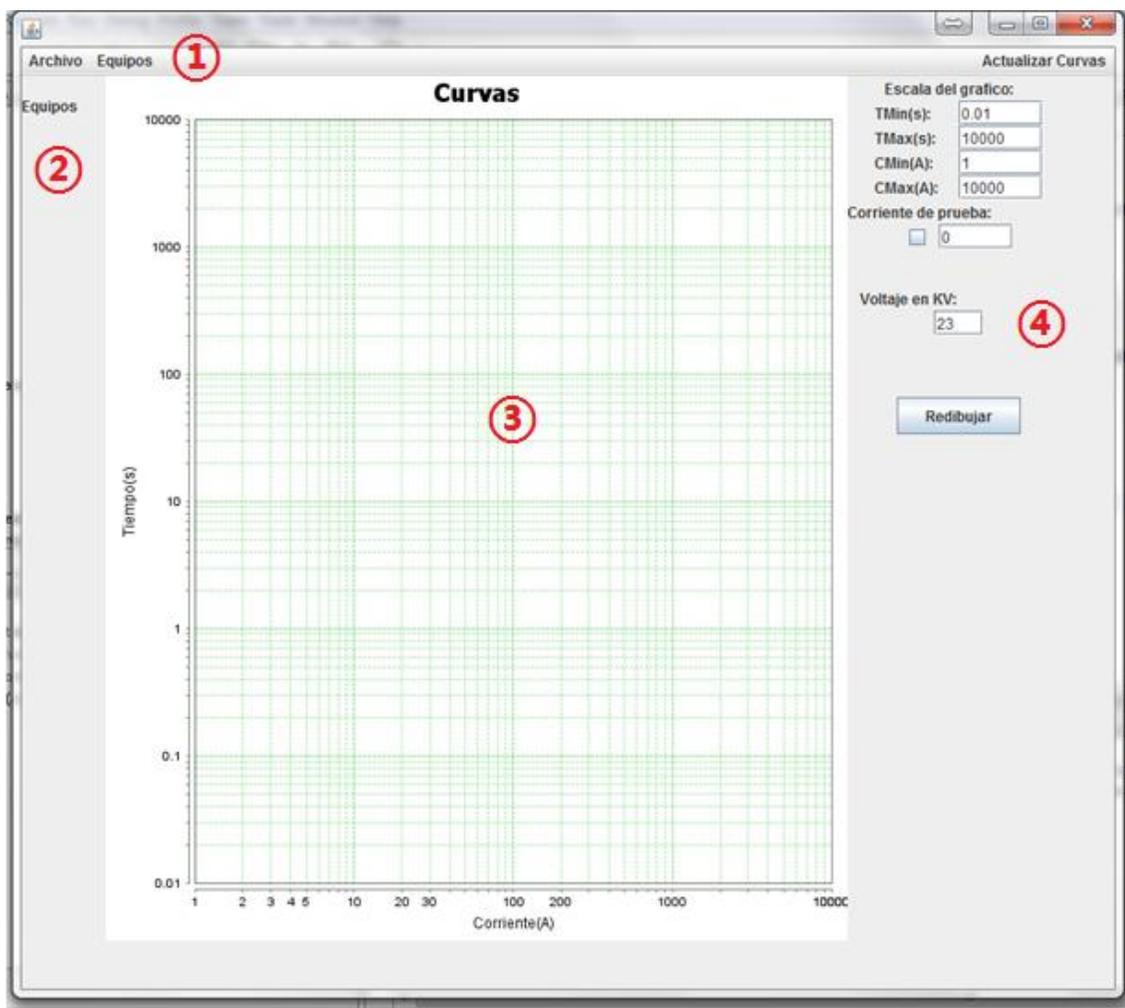


Figura 21: Ventana Principal de SPCP v1.0

Tenemos la ventana principal dividida en 4 zonas.

La zona 1: es el área de menús y contiene los menús de Archivo, Equipos y Actualizar Curva.

La zona 2: contiene los botones de las protecciones modeladas que contienen los métodos para borrar o modificar cada protección.

La zona 3: contiene la zona de Área de dibujo y contiene el gráfico con las curvas del estudio de protección.

La zona 4: contiene los parámetros para modificación de la zona de dibujo.

4.4.1 Menú Archivo



Figura 22: Menú Archivo

El menú Archivo contiene lo necesario para guardar el estudio de coordinación solo contiene un ítem el cual se llama Guardar a imagen, como se muestra en la Figura 22.

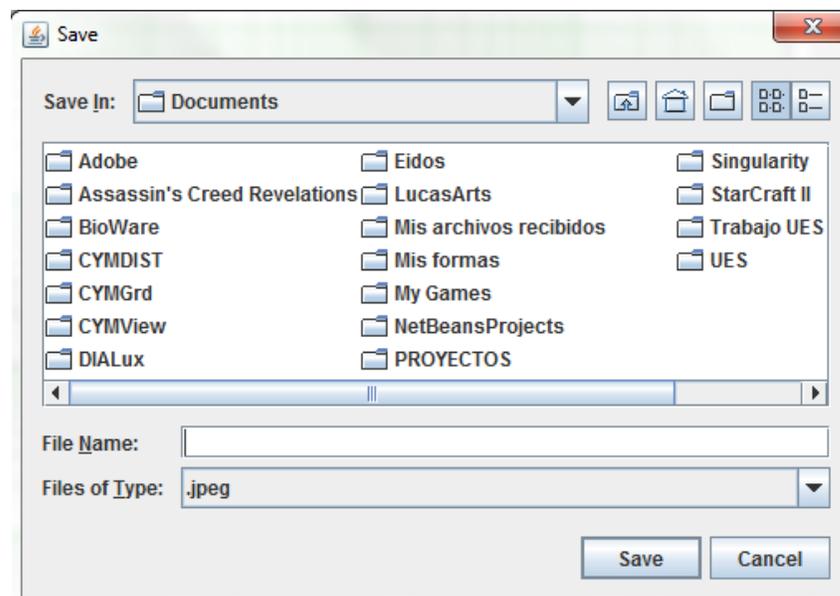


Figura 23: Ventana de Menu Guardar a imagen

Guardar a imagen: Este menú sirve para guardar el estudio de coordinación a imagen, al seleccionar este menú aparecerá un cuadro de diálogo el cual pide una ubicación y un nombre como se muestra en la Figura 23.

4.4.2 Menú Equipos

En este menú aparece todo lo necesario para incluir un equipo en el estudio de coordinación de protecciones, contiene los submenús mostrados en la Figura 24.



Figura 24: Menú Equipos

4.4.2.1 *Submenú Transformadores*

Este submenú contiene los modelos de transformadores existentes en la base de datos para ser modelados, SPCP v1 contiene solo el modelo de transformadores aislados en aceite como se muestra en la Figura 25.

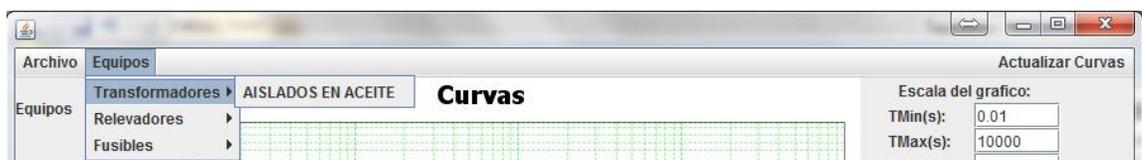


Figura 25: Submenu Transformadores

Cuando se le da click en el único ítem disponible en la versión 1.0 de SPCP, aparece una ventana en la cual se introduce la potencia del transformador como aparece en la Figura 26, además contiene la opción seleccionar el tipo de transformador (trifásico o monofásico), una vez introducida la potencia se da click en Trazar para modelar la curva de daño y la curva de magnetización del transformador.

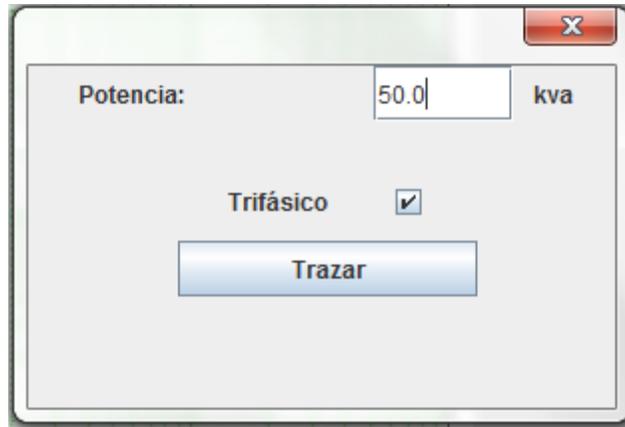


Figura 26: Ventana Transformadores

4.4.2.2 Submenú Relevadores

Este submenú contiene los modelos de relevadores como se muestra en la Figura 27 para incluirlos en el estudio de coordinación.



Figura 27: Submenú Relevadores

Al dar click en uno de los relevadores del submenú aparece la ventana para introducir los parámetros del relevador como se muestra en la Figura 28.

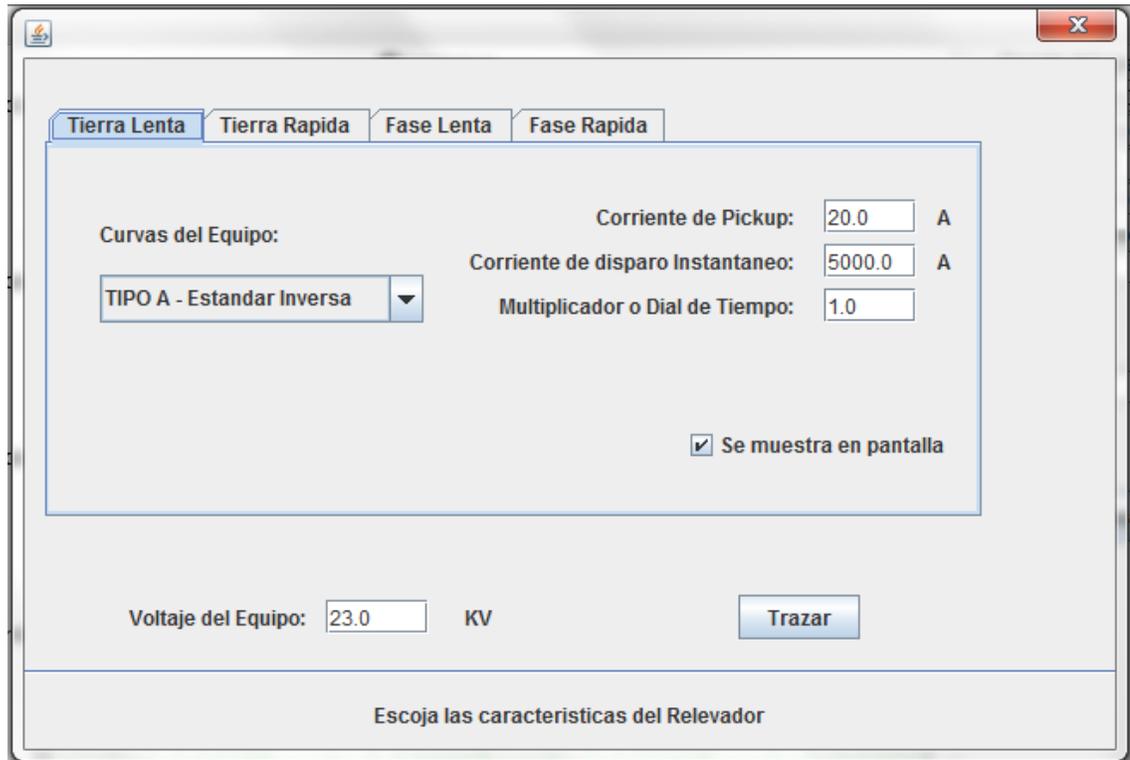


Figura 28: Ventana Relevadores

Esta ventana contiene 4 subventanas Tierra lenta, Tierra Rápida, Fase Lenta y Fase Rápida, cada una de estas ventanas contiene la selección de curva disponible en la base de datos, la corriente de pickup, la Corriente de Disparo Instantáneo, Multiplicador o Dial de Tiempo y la casilla para mostrar o no la curva. Además en la ventana principal del Relevador se selecciona además el nivel de Voltaje al que se encuentra el equipo y el botón para Trazar las curvas a modelar seleccionadas.

4.4.2.3 Submenú Fusibles

El submenú de fusibles cuenta con los modelos de las curvas que definen la operación de fusibles como se muestra en la Figura 29.

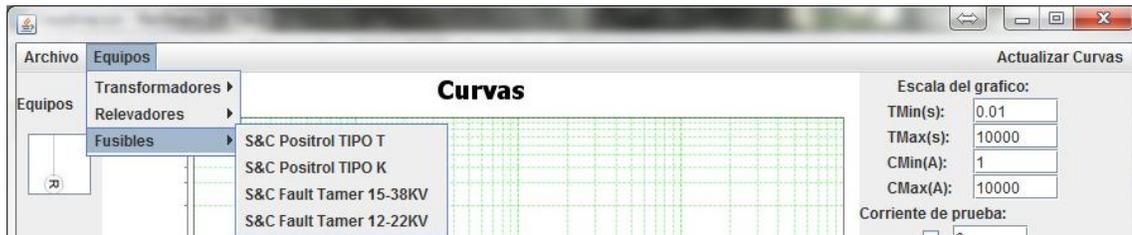


Figura 29: Submenú Fusibles

Al hacer seleccionar uno de los fusibles disponibles inmediatamente se despliega una ventana como se muestra en la Figura 30.

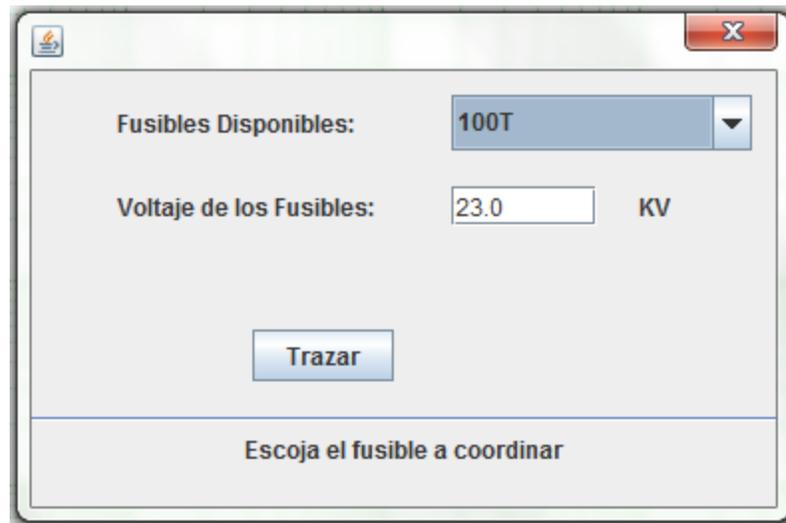


Figura 30: Ventana Fusibles

En esta ventana aparece el tamaño del fusible a modelar en el estudio de coordinación y el nivel de voltaje al cual se encuentra el fusible. Una vez seleccionado el fusible adecuado solo es necesario dar al botón Trazar para trazar las curvas en el área del gráfico.

4.4.3 Menú Actualizar Curvas

IMPORTANTE: CADA VEZ QUE SE QUIERA AGREGAR O BORRAR EQUIPOS SE DEBERÁ REINICIAR EL PROGRAMA PARA QUE LOS CAMBIOS SE EFECTÚEN ADECUADAMENTE.

En este menú se encuentra todo lo necesario para agregar o eliminar protecciones o menús del SPCP. Cuenta con dos submenús el de Agregar Nueva Curva y el de Borrar Curva, como se muestra en la Figura 31.



Figura 31: Menú Actualizar Curvas

4.4.3.1 Submenú Agregar Nueva Curva

El menú agregar nueva curva contiene lo necesario para agregar una nueva curva y si no existe el equipo un nuevo equipo, existen dos ítems, como se muestra en la Figura 32, para este submenú que corresponden a Fusibles y a Relevadores para agregar específicamente estos tipos de protecciones.



Figura 32: Submenú Agregar Nueva Curva

La Ventana Fusible de Agregar Nueva Curva contiene lo necesario para agregar una nueva curva o menú, como se muestra en la Figura 33.

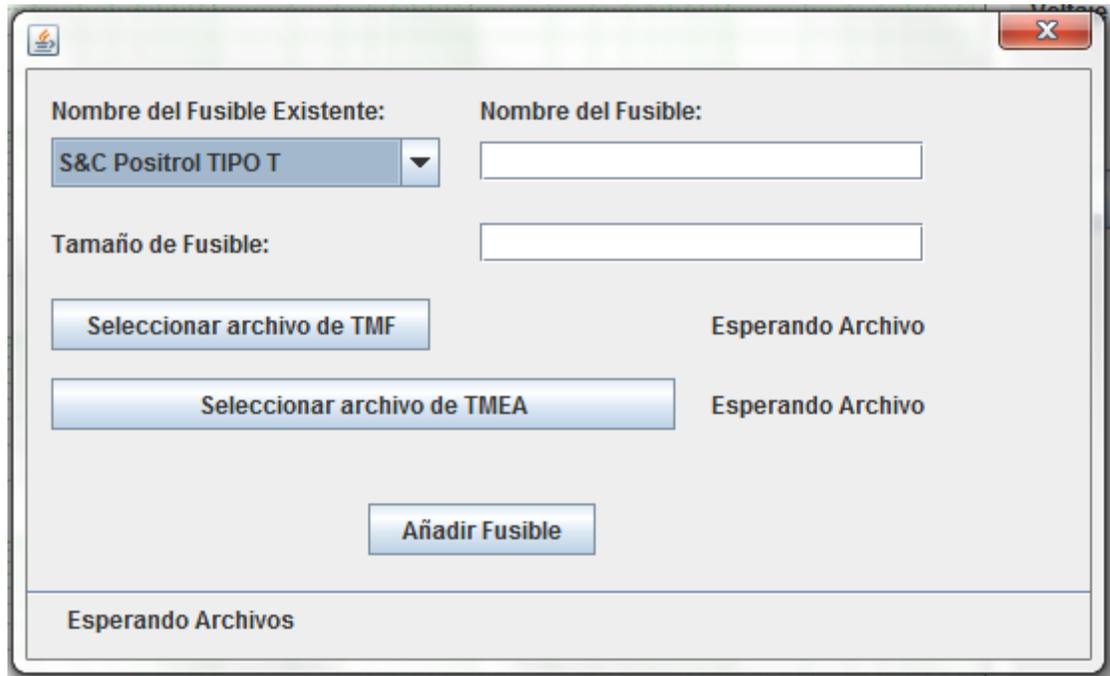


Figura 33: Ventana Fusible

En esta ventana aparece el Nombre del Fusible Existente para el caso de que solo se quiera agregar una curva al fusible se debe de seleccionar esta pestaña lo que colocará el Nombre del Fusible correspondiente, una forma alternativa es escribir el Nombre del Fusible directamente pero si no se escribe correctamente se agregara un nuevo submenú al submenú Agregar Curva Fusible, por lo que es recomendable utilizar esta pestaña, si lo que se quiere es agregar un nuevo tipo de fusible bastará con escribir el nombre del nuevo tipo de fusible donde dice Nombre del Fusible. Luego se debe escribir el tamaño al cual corresponde y finalmente se deben de seleccionar los dos archivos de datos que contienen los puntos que definen la operación de los fusibles.

Es de vital importancia que los puntos se encuentren en un archivo de extensión txt y que solo se encuentren los datos de puntos, primero valor de corriente luego una tabulación y luego el valor de tiempo por cada línea del archivo de texto. Mediante Excel se puede crear este tipo de archivo utilizando puntos y exportando el archivo de Excel a texto separado por tabulaciones. Debe de tenerse cuidado en ubicar la columna de corriente antes que la columna de tiempo para introducir adecuadamente el fusible.

Una vez se seleccionen los archivos correctos de texto y sean validados los datos solo es necesario utilizar el botón Añadir Fusible para agregar la nueva protección.

NOTA: TMF significa Tiempo Mínimo de Fusión y TMEA es Tiempo Máximo de Extinción de Arco. Esas curvas definen la operación de un fusible.

La Ventana Relevador de Agregar Nueva Curva contiene lo necesario para agregar un nuevo relevador o una nueva curva para el relevador existente, como se muestra en la Figura 34.

Nombre de Relevadores Existentes: SEL-351

Nombre del Relevador:

Nombre de la Curva:

Ecuación de la Curva:

Añadir Ecuación

Esperando Datos

Figura 34: Ventana Relevador

Esta ventana es similar a la Ventana Fusible en el modo de agregar una protección nueva o solo agregar una curva a la existente, si se quiere agregar una curva nueva solo se escribe el Nombre del Relevador nuevo y si se quiere agregar una curva a un relevador existente se escribe el mismo nombre del relevador o se utiliza la pestaña de Nombre de Relevadores Existentes para agregar uno nuevo.

Donde aparece Nombre de Curva se introduce el nombre de la nueva curva de protección del equipo y debajo donde dice Ecuación de la Curva se introduce la curva.

La ecuación debe de estar en función de M y de TD de existir y la parte del tiempo de apertura “t(M)=” debe de eliminarse, para dejar esto claro podemos ver el ejemplo de una ecuación a continuación.

Si se quisiera introducir la ecuación: $\text{Tiempo de Apertura} = 0,14 / (I^{0,02} - 1)$

Donde en esta ecuación I corresponde a la corriente expresada como un múltiplo de la corriente de pickup o de disparo.

La correcta ecuación que se debe introducir sería:

$$0.14/(M^{(0.02)}-1)$$

Si esta curva estuviera en función de un Time Dial este debe de aparecer como “TD” para que la evaluación de la ecuación sea válida.

NOTA: las letras deberán de ser exclusivamente en mayúscula como se muestra, si se introduce una letra en minúscula la validación de la ecuación no podrá superarse.

Una vez se introduzca una ecuación válida solo es necesario dar click en Añadir Ecuación para introducir la nueva curva o equipo de protección.

4.4.3.2 Submenú Borrar Curva:

En este submenú se encuentran los dos ítems para borrar Fusible o Relevador según corresponda como se muestra en la Figura 35.

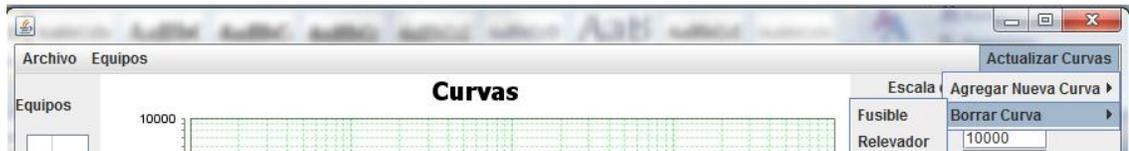


Figura 35: Submenú Borrar Curva

Los dos ítems muestran ventanas similares como se muestra en la Figura 36 y 37 en Equipos existentes aparecen los equipos disponibles y basta con seleccionar el que se quiere borrar y dar al botón Borrar Equipo para borrarlo permanentemente.

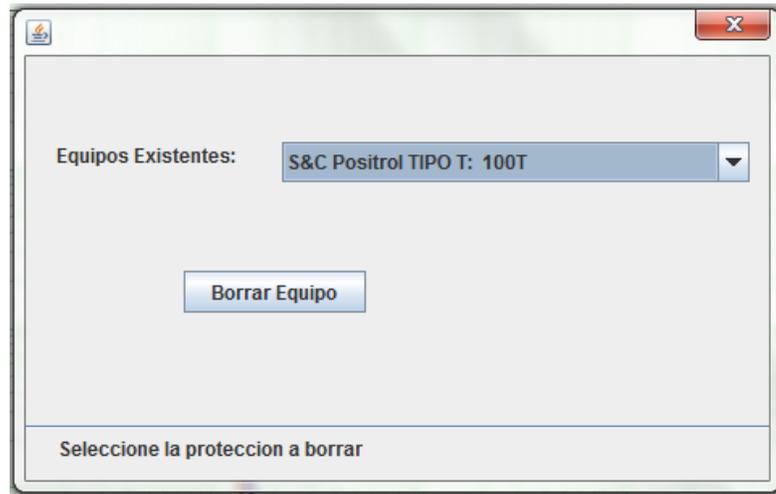


Figura 36: Ventana Borrar Fusible

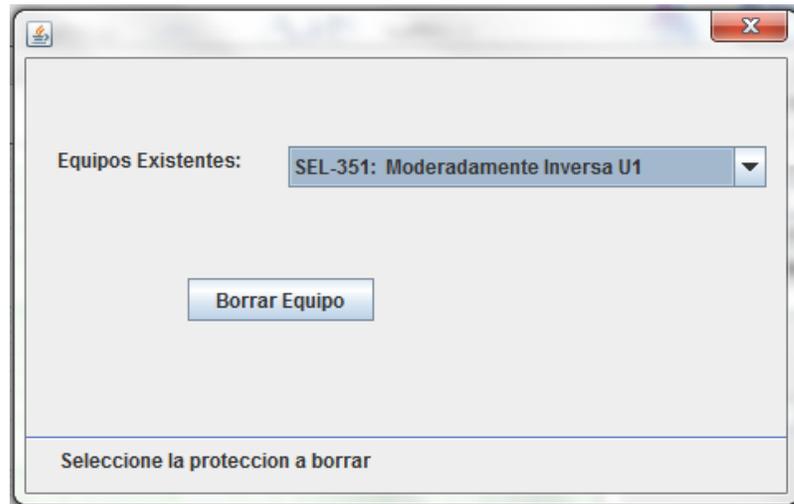


Figura 37: Ventana Borrar Fusible

4.4.3 Botones de las Protecciones Modeladas

Estos botones se activan cuando se selecciona la protección a modelar y contiene lo necesario para modificar o borrar el equipo contenido en el botón y por consiguiente del gráfico.

Al hacer click en un uno de los botones se carga la ventana mostrada en la Figura 38.

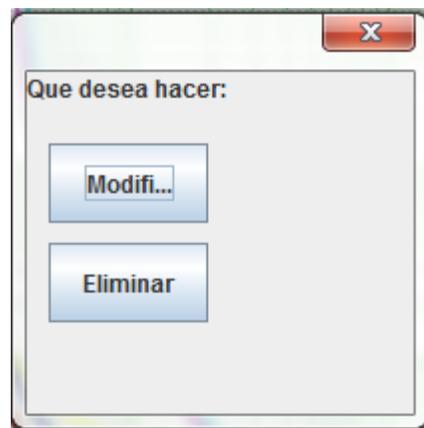


Figura 38: Ventana Botones

Al darle al botón Modificar aparece se carga la ventana del equipo correspondiente a la protección del botón, por ejemplo si el símbolo del botón es un transformador cargará la Ventana Transformadores de la Figura 26 con los valores introducidos anteriormente en esta ventana cargados para ser modificados.

Al dar al botón Eliminar automáticamente elimina el botón y las curvas almacenadas en este.

Cabe mencionar que la Ventana Botones no se puede cerrar, por consiguiente si se presiona por accidente uno de los botones solo es necesario dar en modificar y en trazar nuevamente para dejar intacto el equipo que contiene el mismo.

4.4.4 Parámetros para modificación de la zona de dibujo

En esta zona se encuentran los valores necesarios para modificar la presentación de las curvas modeladas, los elementos que lo constituyen se muestran en la Figura 39.

The image shows a software dialog box with the following fields and controls:

- Escala del grafico:**
 - TMin(s): 0.01
 - TMax(s): 10000.0
 - CMin(A): 1.0
 - CMax(A): 10000.0
- Corriente de prueba:**
 - 0
- Voltaje en KV:**
 - 23.0
- Valores por Defecto** (button)

Figura 39: Parámetros para modificación de la zona de dibujo

Los primeros 4 elementos corresponden a la posición de inicio y final de los ejes, siendo Tmin el tiempo mínimo, Tmax es el tiempo máximo, Cmin es la corriente Mínima y CMax es la corriente máxima mostrada en el gráfico.

Además de los valores para modificación de los ejes también se cuenta con un elemento para mostrar una corriente de prueba, simbolizada a través de una recta vertical que concuerda con el valor de corriente seleccionado, para poder visualizar más fácilmente puntos de interés en el estudio de coordinación para activarla tiene que esta activada la casilla correspondiente a este punto y debe de ponerse la corriente de interés.

Finalmente se cuenta con la selección de Voltaje para reflejar las curvas a ese nivel seleccionado.

Por defecto el valor de TMin es 0.01s, Tmax es 10000s, Cmin es 1A, Cmax es 10000A, No tiene ninguna corriente de prueba establecida y el voltaje del gráfico es de 23KV.

El botón Valores por Defecto regresa los parámetros de visualización a sus valores por defecto.

4.5 Comparación del software con software comercial existente

La comparación del software se realizó con el software Coordinade que es un software de la compañía S&C.

Primero se modelo un transformador de 100KVA protegido con un fusible tipo T de 6 Amperios.

Se selecciono 23KV para el voltaje de muestra de las curvas y la escala de tiempo va de 0.01 a 1000 segundos y la de corriente va de 1 a 100000 Amperios, el resultado de la comparación se muestra en la Figura 40. Al lado izquierdo está el resultado de Coordinade y al lado derecho la de SPCP.

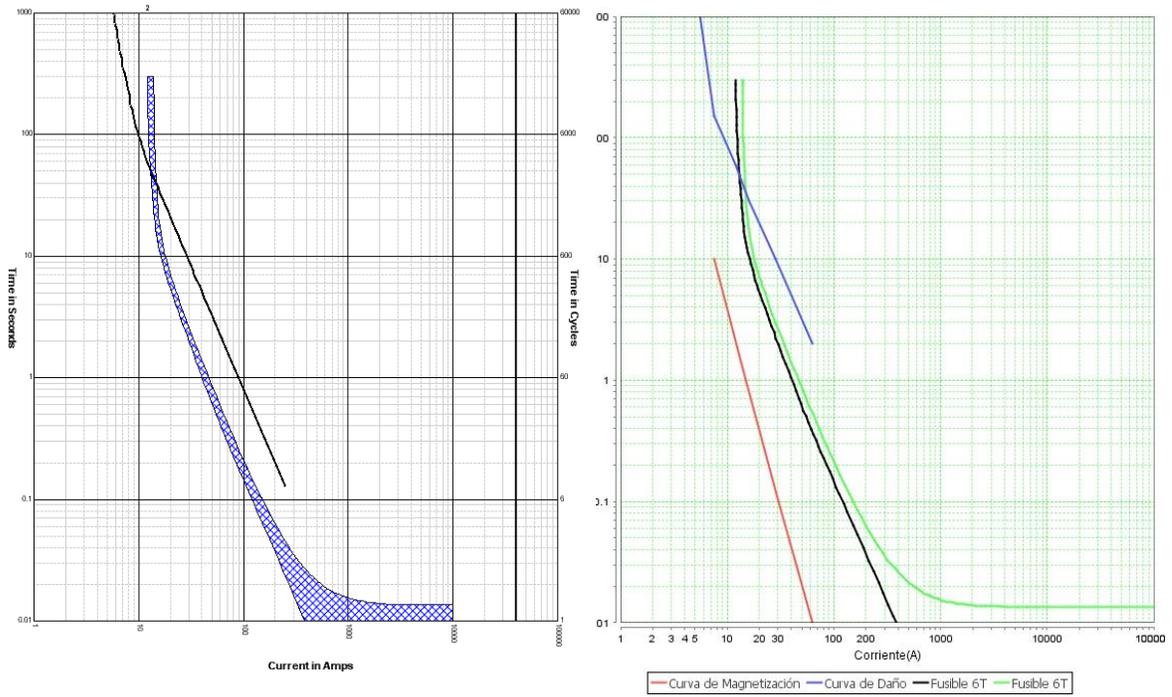


Figura 40: Comparación de Curvas para Transformador y Fusible

Luego se comparó las curvas de protección para un Relevador con control electrónico del tipo SEL351, se seleccionó la curva de tiempo Inverso U2 con una corriente de Pickup de 200A y una corriente de disparo instantáneo de 10000A, el resultado se muestra en la Figura 41.

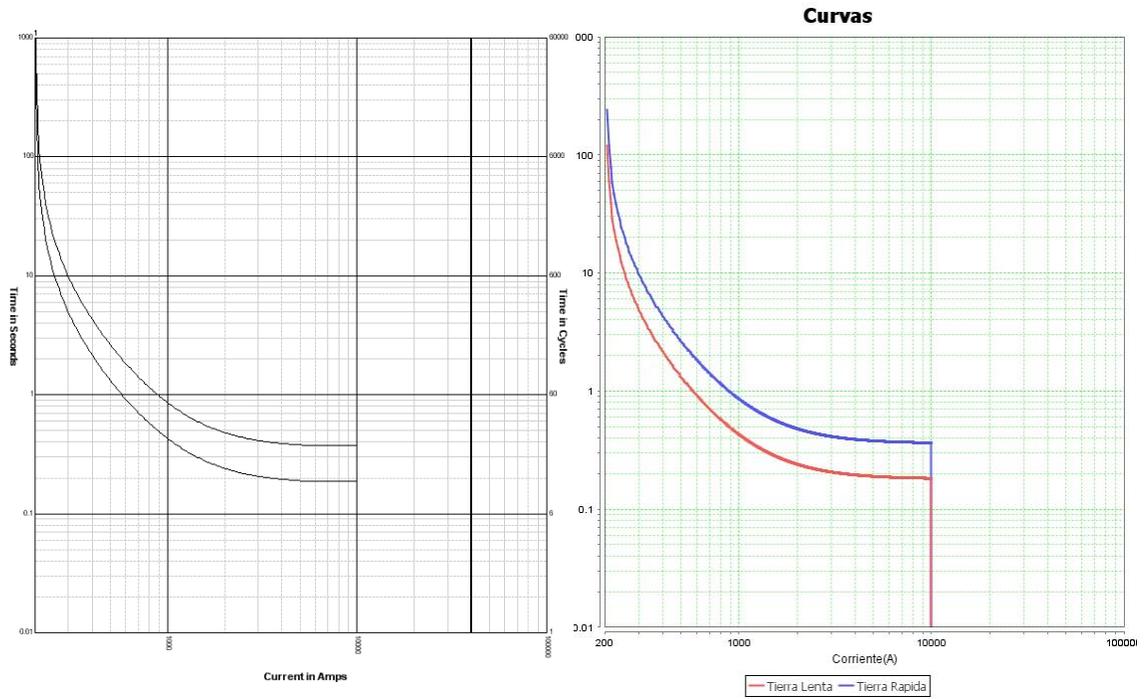


Figura 41: Comparación de Curvas para Relevador

Como se observa las curvas coinciden en gran medida por lo que SPCP es aceptable.

CAPÍTULO V

ESTUDIO SOMERO DE UN CASO DE COORDINACIÓN DE PROTECCIONES

Introducción

En este capítulo se realiza la coordinación de las protecciones de media tensión existentes en la acometida de agronomía utilizando el SPCP v1.0 y utilizando las protecciones existentes, de modo que no implique un costo adicional a la Universidad. Se coordinó cada subestación con su correspondiente fusible de protección y se separó la red en 4 zonas coordinando cada fusible de zona con el fusible del punto de entrega.

Debido a la poca confiabilidad de la red eléctrica de la Universidad de El Salvador y de una posible solución a corto plazo se analizará y se coordinará en lo posible las protecciones de media tensión de la acometida de la entrada de Agronomía.

Sabemos que la corriente de falla en el punto de entrega es de 5000A, y existen tres ramales como se muestra en la Figura 42.

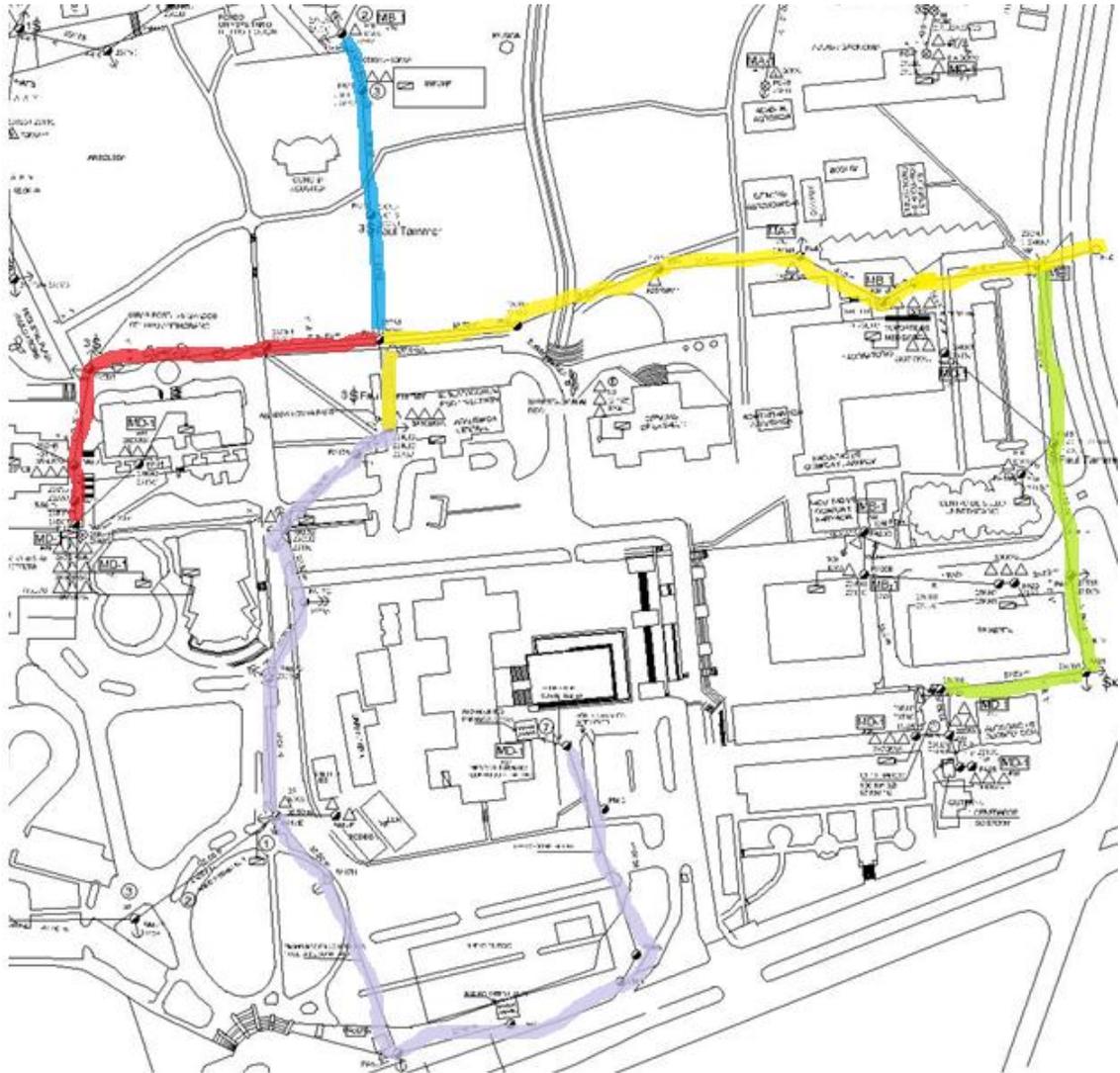


Figura 42: Circuito de Media Tensión de la Acometida de Agronomía

La información sobre las subestaciones se muestra en la Tabla 8, la columna de Fusible sugerido se calculó a partir de la coordinación que se realizó en el software como se muestra desde la Figura 43 a la Figura 51.

Tabla 8: Coordinación para Transformadores con Fusibles

Subestación	Potencia (KVA)	Corriente (A)	Fusible sugerido
Química Laboratorios	112.5-3φ	2.82	6K
Bienestar Universitario	100-1φ	7.53	10T
Imprenta	300-3φ	7.53	10T
Edificio de la Salud	100-1φ	7.53	10T
Química Zona Sur	75-1φ	5.65	6T
Odontología Clínicas	225-3φ	5.65	6T
Odontología Administrativo	300-3φ	7.53	10T
Odontología Auditorio	225-3φ	5.65	6T
Compartido Piso Agronomía	150-3φ	3.77	6K
Clínica Veterinaria	25-1φ	1.88	3K
Luminarias Bosquecito	25-1φ	1.88	3K
Censalud	501-3φ	12.58	15T
Control Vehicular	37.5-1φ	2.82	6K
Académica central	300-3φ	7.53	10T
Asociaciones y Cómputo	50-1φ	3.77	6K
Concha Acústica	15-1φ	1.13	2K
Cafeterías	100-1φ	7.53	10T
Biblioteca Central	150-3φ	3.77	6K
Edificio de Psicología	150-3φ	3.77	6K
Rectoría	300-3φ	7.53	10T
Edificio de Artes	225-3φ	5.65	6T
Teatro Universitario	225-3φ	5.65	6T
Ciber UES	50-1φ	3.77	6K
Mantenimiento Administrativo	25-1φ	1.88	3K
Taller 1	50-1φ	3.77	6K
Taller 2	50-1φ	3.77	6K
Edificio de Valencia	225-3φ	5.65	6T
Edificio de Medicina	300-3φ	7.53	10T

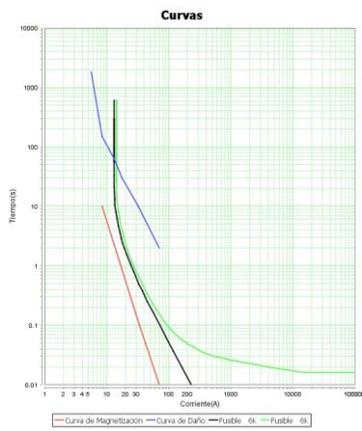


Figura 43: Coordinación para Transformadores 112.5 KVA 3 ϕ con fusible 6K

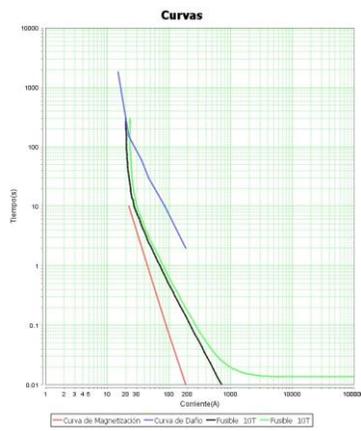


Figura 44: Coordinación para Transformador 100 KVA 1φ con fusible 10T

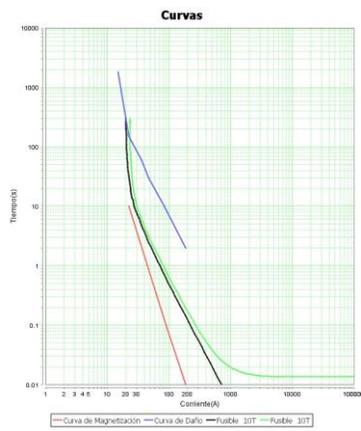


Figura 45: Coordinación para Transformadores 300 KVA 3φ con fusible 10T

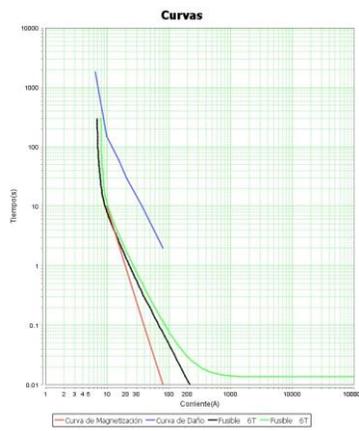


Figura 46: Coordinación para Transformador 75 KVA 1φ con fusible 6T

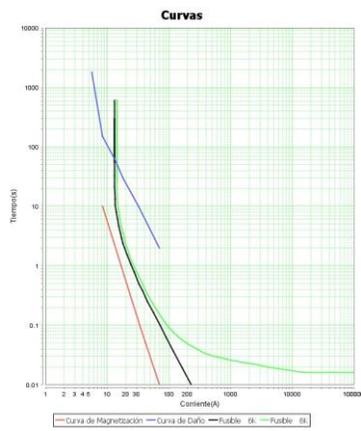


Figura 47: Coordinación para Transformador 37.5 KVA 1 ϕ con fusible 6K

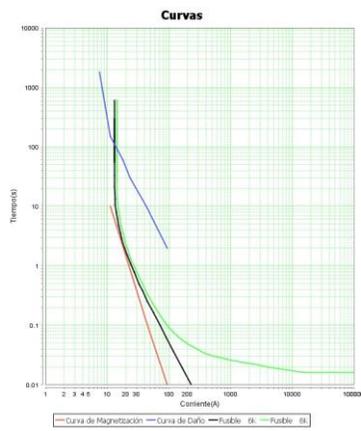


Figura 48: Coordinación para Transformador 50 KVA 1 ϕ con fusible 6K

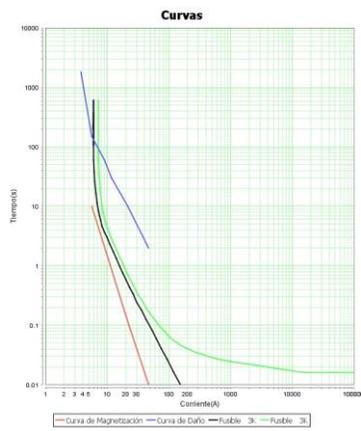


Figura 49: Coordinación para Transformador 25 KVA 1 ϕ con fusible 3K

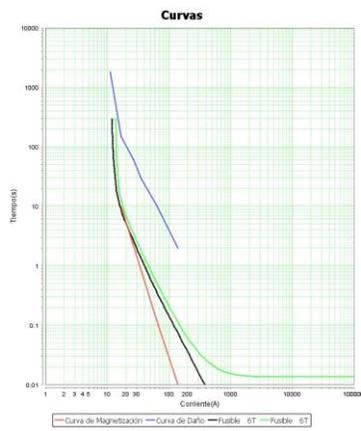


Figura 50: Coordinación para Transformadores 225 KVA 3φ con fusible 6T

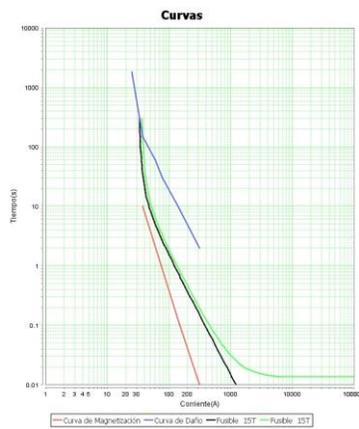


Figura 51: Coordinación para Transformadores 501 KVA 3 ϕ con fusible 15T

Una vez protegida cada subestación seleccionamos las protecciones de los ramales las cuales deben de tomarse independientemente de los fusibles de las subestaciones, debido a que las corrientes de falla son elevadas solo podremos coordinar un máximo de 2 protecciones en serie por ese motivo solo importará la coordinación entre ramales.

Como podemos observar en la Figura 40 existen 4 subramales y un ramal principal que se muestra en color amarillo, por lo que la protección para cada subramal se seleccionará de 25T y la protección del ramal principal será de 65T. Con esto se garantiza la seccionalización de las fallas para cada zona, sin embargo, solo se garantiza una coordinación para corrientes menores a 3000A, como se muestra en la Figura 52, lo cual es aceptable debido a que la mayoría de las fallas son de alta impedancia y las de 5000A son fallas poco frecuente.

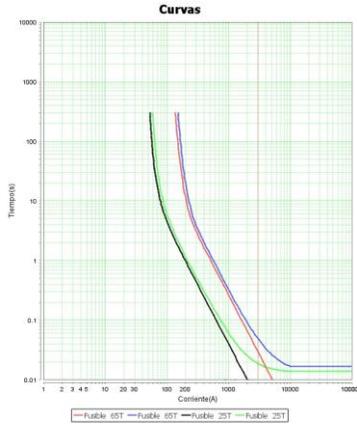


Figura 52: Coordinación de Subramales con Ramal Principal

Se debe de aclarar que cualquier falla en el ramal principal dejará fuera a las demás zonas por lo que el mantenimiento preventivo de esta zona debe de ser prioridad.

El uso de los fusibles Fault Tamer es otra alternativa para incluir un punto en serie extra, sin embargo no se consideró en este estudio por el elevado costo de reemplazo de estos dispositivos.

CONCLUSIONES

- Un circuito no es más seguro entre más protecciones en serie contiene, es más seguro si las protecciones que contiene coinciden con lo que protegen.
- El uso de fusibles tipo T que tipo K es más apropiado para proteger transformadores ya que la curva de estos es bastante parecida que la curva de daño de los transformadores, sin embargo, existen ocasiones donde los tipo K garantizan una mejor protección.
- Las condiciones de sobrecarga para los transformadores muchas veces son inevitables por medio de la protección del lado de la fuente por lo tanto la protección que tiene que despejar esta condición de falla será la protección del lado de la carga.
- Para un adecuado estudio de coordinación es necesario conocer el funcionamiento y las características de los equipos a coordinar y contar con un software para el trazo de las curvas de los mismos.
- Los sistemas de Distribución visto desde el punto de vista de la distribuidora y del cliente no tienen la confiabilidad adecuada debido a la falta de coordinación de los equipos, por lo que incluir este tema dentro del aprendizaje de los futuros ingenieros es de vital importancia ya que su aplicación se extiende igualmente a baja y alta tensión.
- Para fines didácticos no es necesario incluir las curvas de daño de los conductores en un software de coordinación de protecciones debido a que las mismas pasan muy arriba de las curvas de los demás equipos.
- La creación de un programa para coordinación de protecciones multiplataforma, gratis, actualizable y confiable es de vital importancia para difundir el tema de coordinación de protecciones y cambiar la forma en la que se protegen los dispositivos eléctricos en nuestro país.

RECOMENDACIONES

- Para realizar adecuadamente un software utilizando el método de capas es necesario tomar el tiempo suficiente para definir la capa de base de datos ya que sobre esta se lleva a cabo las demás capas.
- Para programar en el lenguaje java es recomendable utilizar un entorno de desarrollo integrado como Netbeans o Eclipse, de este modo se simplifica en gran medida el diseño del mismo.
- Antes de realizar el diseño del programa de coordinación de protecciones es recomendable tomarse un tiempo prudencial para el estudio de los equipos.
- El software desarrollado no cuenta con un módulo para mostrar los puntos de intersección de las curvas con una corriente de falla, por ser este de uso didáctico, en caso de desarrollar más el software se debe de incluir un módulo que calcule regresiones a partir de los datos.

BIBLIOGRAFÍA

- ✓ IEEE Std 241-1990

- ✓ IEEE Std 242-1986

- ✓ IEEE Std C57.12.00

- ✓ IEEE Std C57.109

- ✓ IEEE Std C32.42-1996

- ✓ ABB Protective Relaying Theory and Application, 2nd Edition, 2004.

- ✓ Diccionario de informática, telecomunicaciones y ciencias afines: inglés-español.
Escrito por Mario León.

- ✓ Revista de Ingeniería de Sistemas e Informática vol. 7, N.º 2, Julio - Diciembre
2010, página 58-59.

ANEXOS

ANEXO A: TABLAS PARA CÁLCULO DE CORRIENTE DE FALLA UTILIZANDO EL MÉTODO DE PUNTO-PUNTO

TRANSFORMERS

Table 1. Short-Circuit Currents Available from Various Size Transformers
(Based Upon actual field nameplate data or from utility transformer worst case impedance)

Voltage and Phase	Full Load KVA	Impedance† (Nameplate)	% Impedance†	Short Circuit Amps†
120/240 1 ph.*	25	104	1.5	12175
	37.5	156	1.5	18018
	50	208	1.5	23706
	75	313	1.5	34639
	100	417	1.6	42472
	167	696	1.6	66644
120/208 3 ph.**	45	125	1.0	13879
	75	208	1.0	23132
	112.5	312	1.11	31259
	150	416	1.07	43237
	225	625	1.12	61960
	300	833	1.11	83357
	500	1388	1.24	124364
	750	2082	3.50	66091
	1000	2776	3.50	88121
	1500	4164	3.50	132181
277/480 3 ph.**	2000	5552	4.00	154211
	2500	6940	4.00	192764
	75	90	1.00	10035
	112.5	135	1.00	15053
	150	181	1.20	16726
	225	271	1.20	25088
	300	361	1.20	33451
	500	602	1.30	51463
	750	903	3.50	28672
	1000	1204	3.50	38230
1500	1806	3.50	57345	
2000	2408	4.00	66902	
2500	3011	4.00	83628	

Single-phase values are L-N values at transformer terminals. These figures are based on change in turns ratio between primary and secondary, 100,000 KVA primary, zero feet from terminals of transformer, 1.2 (%X) and 1.5 (%R) multipliers for L-N vs. L-L reactance and resistance values and transformer X/R ratio = 3.

Three-phase short-circuit currents based on "infinite" primary.

UL listed transformers 25 KVA or greater have a ±10% impedance tolerance. Short-circuit amps shown in Table 1 reflect -10% condition. Transformers constructed to ANSI standards have a ±7.5% impedance tolerance (two-winding construction).

Fluctuations in system voltage will affect the available short-circuit current. For example, a 10% increase in system voltage will result in a 10% greater available short-circuit currents than as shown in Table 1.

Table 2. "M" (Multiplier) $M = \frac{1}{1 + f}$

f	M	f	M	f	M
0.01	0.99	0.50	0.67	7.00	0.13
0.02	0.98	0.60	0.63	8.00	0.11
0.03	0.97	0.70	0.59	9.00	0.10
0.04	0.96	0.80	0.55	10.00	0.09
0.05	0.95	0.90	0.53	15.00	0.06
0.06	0.94	1.00	0.50	20.00	0.05
0.07	0.93	1.20	0.45	30.00	0.03
0.08	0.93	1.50	0.40	40.00	0.02
0.09	0.92	1.75	0.36	50.00	0.02
0.10	0.91	2.00	0.33	60.00	0.02
0.15	0.87	2.50	0.29	70.00	0.01
0.20	0.83	3.00	0.25	80.00	0.01
0.25	0.80	3.50	0.22	90.00	0.01
0.30	0.77	4.00	0.20	100.00	0.01
0.35	0.74	5.00	0.17		
0.40	0.71	6.00	0.14		

Impedance Data for Single-Phase Transformers

KVA 1Ø	Suggested X/R Ratio for Calculation	Normal Range of Percent Impedance (%Z)*	Impedance Multipliers** For Line-to-Neutral Faults	
			for %X	for %R
25.0	1.1	1.2-6.0	0.6	0.75
37.5	1.4	1.2-6.5	0.6	0.75
50.0	1.6	1.2-6.4	0.6	0.75
75.0	1.8	1.2-6.6	0.6	0.75
100.0	2.0	1.3-5.7	0.6	0.75
167.0	2.5	1.4-6.1	1.0	0.75
250.0	3.6	1.9-6.8	1.0	0.75
333.0	4.7	2.4-6.0	1.0	0.75
500.0	5.5	2.2-5.4	1.0	0.75

* National standards do not specify %Z for single-phase transformers. Consult manufacturer for values to use in calculation.

** Based on rated current of the winding (one-half nameplate KVA divided by secondary line-to-neutral voltage).

Note: UL Listed transformers 25 KVA and greater have a ± 10% tolerance on their impedance nameplate.

This table has been reprinted from IEEE Std 242-1986 (R1991) IEEE Recommended Practice for Protection and Coordination of Industrial and Commercial Power Systems, Copyright© 1986 by the Institute of Electrical and Electronics Engineers, Inc. with the permission of the IEEE Standards Department.

Impedance Data for Single-Phase and Three-Phase Transformers-Supplement†

KVA 1Ø	3Ø	%Z	Suggested X/R Ratio for Calculation	
			1Ø	3Ø
10	—	1.2	1.1	
15	—	1.3	1.1	
	75	1.11	1.5	
	150	1.07	1.5	
	225	1.12	1.5	
	300	1.11	1.5	
333	—	1.9	4.7	
	500	1.24	1.5	
500	—	2.1	5.5	

† These represent actual transformer nameplate ratings taken from field installations.

Note: UL Listed transformers 25KVA and greater have a ±10% tolerance on their impedance nameplate.

Table 3.

Various Types of Short Circuit Currents as a Percent of Three Phase Bolted Faults (Typical).

Three Phase Bolted Fault	100%
Line-to-Line Bolted Fault	87%
Line-to-Ground Bolted Fault	25-125%* (Use 100% near transformer, 50% otherwise)
Line-to-Neutral Bolted Fault	25-125% (Use 100% near transformer, 50% otherwise)
Three Phase Arcing Fault	89% (maximum)
Line-to-Line Arcing Fault	74% (maximum)
Line-to-Ground Arcing Fault (minimum)	38% (minimum)

* Typically much lower but can actually exceed the Three Phase Bolted Fault if it is near the transformer terminals. Will normally be between 25% to 125% of three phase bolted fault value.

“C” Values for Conductors and Busway

Table 4. “C” Values for Conductors

Copper												
AWG or kcmil	Three Single Conductors						Three-Conductor Cable					
	Conduit			Nonmagnetic			Steel			Nonmagnetic		
	600V	5kV	15kV	600V	5kV	15kV	600V	5kV	15kV	600V	5kV	15kV
14	389	-	-	389	-	-	389	-	-	389	-	-
12	617	-	-	617	-	-	617	-	-	617	-	-
10	981	-	-	982	-	-	982	-	-	982	-	-
8	1557	1551	-	1559	1555	-	1559	1557	-	1560	1558	-
6	2425	2406	2389	2430	2418	2407	2431	2425	2415	2433	2428	2421
4	3806	3751	3696	3826	3789	3753	3830	3812	3779	3838	3823	3798
3	4774	4674	4577	4811	4745	4679	4820	4785	4726	4833	4803	4762
2	5907	5736	5574	6044	5926	5809	5989	5930	5828	6087	6023	5958
1	7293	7029	6759	7493	7307	7109	7454	7365	7189	7579	7507	7364
1/0	8925	8544	7973	9317	9034	8590	9210	9086	8708	9473	9373	9053
2/0	10755	10062	9390	11424	10878	10319	11245	11045	10500	11703	11529	11053
3/0	12844	11804	11022	13923	13048	12360	13656	13333	12613	14410	14119	13462
4/0	15082	13606	12543	16673	15351	14347	16392	15890	14813	17483	17020	16013
250	16483	14925	13644	18594	17121	15866	18311	17851	16466	19779	19352	18001
300	18177	16293	14769	20868	18975	17409	20617	20052	18319	22525	21938	20163
350	19704	17385	15678	22737	20526	18672	22646	21914	19821	24904	24126	21982
400	20566	18235	16366	24297	21786	19731	24253	23372	21042	26916	26044	23518
500	22185	19172	17492	26706	23277	21330	26980	25449	23126	30096	28712	25916
600	22965	20567	17962	28033	25204	22097	28752	27975	24897	32154	31258	27766
750	24137	21387	18889	29735	26453	23408	31051	30024	26933	34605	33315	29735
1,000	25278	22539	19923	31491	28083	24887	33864	32689	29320	37197	35749	31959
Aluminum												
14	237	-	-	237	-	-	237	-	-	237	-	-
12	376	-	-	376	-	-	376	-	-	376	-	-
10	599	-	-	599	-	-	599	-	-	599	-	-
8	951	950	-	952	951	-	952	951	-	952	952	-
6	1481	1476	1472	1482	1479	1476	1482	1480	1478	1482	1481	1479
4	2346	2333	2319	2350	2342	2333	2351	2347	2339	2353	2350	2344
3	2952	2928	2904	2961	2945	2929	2963	2955	2941	2966	2959	2949
2	3713	3670	3626	3730	3702	3673	3734	3719	3693	3740	3725	3709
1	4645	4575	4498	4678	4632	4580	4686	4664	4618	4699	4682	4646
1/0	5777	5670	5493	5838	5766	5646	5852	5820	5717	5876	5852	5771
2/0	7187	6968	6733	7301	7153	6986	7327	7271	7109	7373	7329	7202
3/0	8826	8467	8163	9110	8851	8627	9077	8981	8751	9243	9164	8977
4/0	10741	10167	9700	11174	10749	10387	11185	11022	10642	11409	11277	10969
250	12122	11460	10849	12862	12343	11847	12797	12636	12115	13236	13106	12661
300	13910	13009	12193	14923	14183	13492	14917	14698	13973	15495	15300	14659
350	15484	14280	13288	16813	15858	14955	16795	16490	15541	17635	17352	16501
400	16671	15355	14188	18506	17321	16234	18462	18064	16921	19588	19244	18154
500	18756	16828	15657	21391	19503	18315	21395	20607	19314	23018	22381	20978
600	20093	18428	16484	23451	21718	19635	23633	23196	21349	25708	25244	23295
750	21766	19685	17686	25976	23702	21437	26432	25790	23750	29036	28262	25976
1,000	23478	21235	19006	28779	26109	23482	29865	29049	26608	32938	31920	29135

Note: These values are equal to one over the impedance per foot and based upon resistance and reactance values found in IEEE Std 241-1990 (Gray Book), IEEE Recommended Practice for Electric Power Systems in Commercial Buildings & IEEE Std 242-1986 (Buff Book), IEEE Recommended Practice for Protection and Coordination of Industrial and Commercial Power Systems. Where resistance and reactance values differ or are not available, the Buff Book values have been used. The values for reactance in determining the C Value at 5 KV & 15 KV are from the Gray Book only (Values for 14-10 AWG at 5 KV and 14-8 AWG at 15 KV are not available and values for 3 AWG have been approximated).

Table 5. “C” Values for Busway

Ampacity	Busway				
	Plug-In	Feeder		High Impedance	
		Copper	Aluminum	Copper	Aluminum
225	28700	23000	18700	12000	—
400	38900	34700	23900	21300	—
600	41000	38300	36500	31300	—
800	46100	57500	49300	44100	—
1000	69400	89300	62900	56200	15600
1200	94300	97100	76900	69900	16100
1350	119000	104200	90100	84000	17500
1600	129900	120500	101000	90900	19200
2000	142900	135100	134200	125000	20400
2500	143800	156300	180500	166700	21700
3000	144900	175400	204100	188700	23800
4000	—	—	277800	256400	—

Note: These values are equal to one over the impedance per foot for impedance in a survey of industry.

ANEXO B: ESPECIFICACIONES TÉCNICAS PARA ALGUNOS CONDUCTORES DE MEDIA TENSIÓN COMUNES

ACSR

Calle AWG	Nombre Clave	Número de hilos		Diámetro de cada hilo		Diámetro máximo y mínimo de chilo de acero		Diámetro mínimo de núcleo de acero	Diámetro máximo y mínimo de núcleo de acero	Esfuerzo min a la rotura de chilo de acero	Esfuerzo mínimo de chilo de acero al 1% de extensión	Carga a la rotura del conductor completo	Diámetro exterior	Masa núcleo de acero nominal	Masa hilos de aluminio nominal	Masa total del cable nominal	Resistencia nominal c.c. a 20°C	Área sección de aluminio	Capacidad de corriente (1)
		Alum.	Acero	Alum.	Acero	máx.	mín.												
1018	PETREL	12	7	2,339	2,339	2,330	2,288	7,02	1413	1275	4635	11,70	234,9	143,0	153,7	378	0,5600	51,6	234
1108	MINORCA	12	7	2,441	2,441	2,492	2,380	7,32	1413	1275	5114	12,21	253,9	155,7	153,7	412	0,5142	56,2	244
1346	LEGHORN	12	7	2,690	2,690	2,741	2,639	8,07	1413	1275	6164	13,45	310,7	189,1	189,1	500	0,4234	68,2	269
139	GUINEA	12	7	2,924	2,924	2,975	2,873	8,77	1413	1275	7256	14,62	367,2	223,4	223,4	590	0,3384	80,6	291
1769	DOTTEREL	12	7	3,084	3,084	3,160	3,033	9,25	1413	1241	7865	15,42	408,4	248,5	248,5	637	0,3221	89,6	306
1908	DORKING	12	7	3,203	3,203	3,279	3,152	9,61	1413	1241	8484	16,02	440,6	268,1	268,1	709	0,2986	96,7	317
2032	BRANHA	16	19	2,863	2,482	2,533	2,431	12,41	1413	1275	12893	18,14	715,9	285,6	285,6	1005	0,2274	103,0	319
2072	DOG *	6	7	4,720	1,570	1,608	1,545	4,71	1448	1310	3459	14,15	105,9	288,2	394	0,2274	105,0	354	
2113	COCHIN	12	7	3,370	3,370	3,446	3,319	10,11	1413	1241	9392	15,85	487,7	296,8	296,8	784	0,2628	107,0	332
8	WREN	6	1	1,300	1,300	1,368	1,305	1,33	1448	1310	341	3,99	10,8	22,9	33,7	3,430	8,3	80	
6	TURKEY	6	1	1,679	1,679	1,717	1,654	1,68	1448	1310	539	5,04	17,2	36,5	53,7	2,152	13,3	106	
5	THRUSH	6	1	1,890	1,890	1,928	1,865	1,89	1448	1310	678	5,67	21,8	46,2	68,0	1,699	16,8	122	
4	SWAN	6	1	2,118	2,118	2,169	2,067	2,12	1448	1310	844	6,35	27,4	58,0	83,5	1,353	21,14	140	
4	SWANLATE	7	1	1,960	2,610	2,661	2,559	2,61	1413	1275	1067	6,53	41,6	58,0	99,6	1,354	21,12	140	
3	SWALLOW	6	1	2,380	2,380	2,431	2,329	2,38	1413	1275	1291	7,14	34,6	73,3	108	1,071	26,69	161	
2	SPARRROW	6	1	2,672	2,672	2,723	2,621	2,67	1413	1241	1513	8,02	43,6	92,4	136	0,8499	33,64	184	
1	ROBIN	6	1	2,474	3,290	3,366	3,239	3,29	1413	1241	1646	8,24	66,1	92,4	159	0,8498	33,65	184	
1/0	RAVEN	6	1	3,000	3,000	3,051	2,949	3,00	1413	1275	1988	9,00	82,4	116,4	171	0,6742	42,41	211	
2/0	QUAIL	6	1	3,371	3,371	3,447	3,320	3,37	1413	1241	2404	10,11	69,4	147,0	216	0,5340	53,55	242	
3/0	PIGEON	6	1	3,782	3,782	3,884	3,706	3,78	1379	1172	3002	11,35	87,4	185,1	272	0,4242	67,40	276	
4/0	PIGEON *	6	1	4,247	4,247	4,349	4,171	4,23	1379	1172	3787	12,74	110,2	233,4	344	0,3364	83,00	315	
260	COVOTE	26	7	4,046	2,250	2,301	2,199	4,77	1448	1310	5233	14,84	217,4	283,8	501	0,2794	102,86	339	
2668	WASWING	18	1	4,770	4,770	4,872	4,694	4,77	1379	1172	3787	14,31	139,0	294,4	433	0,2667	107,22	359	
2668	WASWING	18	1	3,091	1,980	2,031	1,929	5,94	1448	1310	5090	16,10	168,4	365,3	534	0,2192	131,7	430	
2668	OWL	6	7	5,360	1,790	1,828	1,765	5,37	1448	1310	4406	15,46	58,4	372,7	431	0,2112	135,4	449	
2668	PARTRIDGE	26	7	2,573	2,002	2,053	1,951	6,01	1448	1310	5124	16,30	137,6	371,7	509	0,1927	135,4	457	
300	PHOENIX	18	1	3,280	3,280	3,356	3,229	3,28	1413	1241	3513	16,40	63,7	374,8	485	0,1889	152,1	483	
300	OSTRICH	26	7	2,728	2,121	2,172	2,070	6,36	1448	1310	5755	17,28	193,2	421,4	615	0,1900	152,0	493	
300	PIPER	30	7	2,540	2,540	2,591	2,489	7,62	1413	1275	7113	17,78	227,1	422,5	700	0,1804	152,0	498	
3864	MERLIN	18	1	3,472	3,472	3,548	3,421	3,47	1413	1241	3936	17,36	73,7	470,2	544	0,1686	170,4	519	
3864	LINNET	28	7	2,888	2,888	2,939	2,837	8,07	1448	1310	6393	18,29	216,4	472,2	689	0,1693	170,3	529	
3864	ORIOLE	30	7	2,690	2,690	2,741	2,639	8,74	1413	1275	7866	18,83	310,7	473,9	785	0,1698	170,5	536	
3975	CHICKADEE	18	1	3,774	3,774	3,876	3,697	13,79	1379	1172	4509	18,87	87,0	555,6	643	0,1427	201,4	576	
3975	BRANT	24	7	3,269	2,179	2,230	2,128	6,54	1448	1310	6640	19,61	203,9	588,5	762	0,1434	201,4	586	
3975	IBIS	26	7	3,139	2,441	2,492	2,390	7,32	1413	1275	7380	19,88	255,9	557,9	814	0,1433	201,2	587	

Calibre AWG	Nombre clave	Numero de hilos		Diámetro de cada hilo		Diámetro máximo y mínimo de cable de acero		Diámetro mínimo y máximo de núcleo de acero		Diámetro mínimo y máximo de cable de acero		Esfuerzo mínimo a la rotura de cable de acero		Esfuerzo mínimo de cable de acero al 1% de extensión		Carga a la rotura del conductor		Diámetro exterior		Masa núcleo de acero nominal		Masa hilos de aluminio nominal		Masa total del cable nominal		Resistencia nominal c.c.c a 20°C		Área sección cortante de aluminio		Capacidad de corriente (1)	
		Alum.	Acero	Aluminio	Acero	mm	mm	mm	mm	mm	mm	Mpa	Mpa	kgf	kgf	mm	kg/km	kg/km	kg/km	kg/km	kg/km	ohm/km	mm ²	mm ²	A	A					
397.5	LARK	30	7	2.924	2.924	2.975	2.873	8.77	1413	1275	9228	20.47	368	560	928	0.1437	201.4	595													
477	PELICAN	18	1	4.135	4.135	4.237	4.059	4.14	1379	1172	5334	20.68	105	667	772	0.1189	241.7	646													
477	FLICKER	24	7	3.581	2.388	2.439	2.337	7.16	1413	1275	7787	21.49	245	670	915	0.1195	241.7	657													
477	HAWK	26	7	3.439	2.675	2.726	2.624	8.03	1413	1275	8860	21.78	307	670	977	0.1196	241.5	656													
477	HEN	30	7	3.203	3.203	3.279	3.152	9.61	1413	1241	10804	22.42	441	672	1113	0.1197	241.7	667													
500	HERON	30	7	3.280	3.280	3.356	3.229	9.84	1413	1241	11330	22.96	462	705	1167	0.1142	253.5	687													
556.5	OSPREY	18	1	4.465	4.465	4.567	4.389	4.47	1379	1172	6220	22.33	122	778	900	0.1020	281.8	711													
556.5	PARAKEET	24	7	3.868	2.578	2.629	2.527	7.73	1413	1275	8988	23.21	285	782	1067	0.1024	282.0	724													
556.5	DOVE	26	7	3.716	2.891	2.942	2.840	8.67	1413	1275	10255	23.54	339	782	1141	0.1024	282.0	726													
556.5	EAGLE	30	7	3.459	3.459	3.535	3.408	10.38	1413	1241	13600	24.21	514	784	1398	0.1027	281.9	734													
605	PEACOCK	24	7	4.034	2.690	2.741	2.639	8.07	1413	1275	9781	24.21	311	850	1162	0.094	306.7	763													
605	SQUAB	26	7	3.874	3.012	3.063	2.961	9.04	1413	1275	11037	24.53	390	850	1239	0.094	306.5	765													
605	WOODDUCK	30	7	3.607	3.607	3.709	3.531	10.82	1379	1172	13118	25.25	539	852	1411	0.094	306.6	774													
605	TEAL	30	19	3.607	2.164	2.215	2.113	10.82	1448	1310	13392	25.25	547	852	1399	0.094	306.6	773													
605	DUCK	54	7	2.690	2.690	2.741	2.639	8.07	1413	1275	10073	24.21	311	851	1162	0.094	306.9	751													
636	KINGBIRD	18	1	4.775	4.780	4.882	4.704	4.78	1379	1172	7117	23.88	140	889	1029	0.089	322.3	774													
636	ROOK	24	7	4.135	2.736	2.807	2.705	8.27	1413	1275	10272	24.81	326	894	1220	0.090	322.3	787													
636	GROSBARK	26	7	3.973	3.089	3.165	3.038	9.27	1413	1241	11432	25.16	410	894	1304	0.090	322.3	789													
636	SCOTER	30	7	3.698	3.698	3.800	3.622	11.09	1379	1172	13789	25.89	587	896	1483	0.090	322.2	798													
636	EGRET	30	19	3.698	2.220	2.271	2.169	11.10	1448	1310	14299	25.89	576	896	1472	0.090	322.2	798													
636	SWIFT	36	1	3.376	3.376	3.452	3.325	3.38	1413	1241	6242	23.63	65.6	889	959	0.089	322.3	760													
636	GOOSE	54	7	2.736	2.780	2.811	2.709	8.28	1413	1275	10588	24.82	327	893	1223	0.090	322.1	775													
666.6	FLAMINGO	24	7	4.233	2.822	2.873	2.771	8.47	1413	1275	10767	23.86	342	936	1279	0.085	337.8	813													
666.6	GANNET	26	7	4.067	3.162	3.238	3.111	9.49	1413	1241	11979	25.75	429	936	1366	0.085	337.8	813													
666.6	GULL	54	7	2.820	2.820	2.871	2.769	8.46	1413	1275	10962	25.38	342	935	1277	0.086	337.3	796													
715.5	STILT	24	7	4.387	2.924	2.975	2.873	8.77	1413	1275	11562	26.32	367	1006	1373	0.080	362.8	847													
715.5	STARLING	26	7	4.214	3.277	3.333	3.226	9.83	1413	1241	12863	26.69	461	1003	1466	0.080	362.6	849													
715.5	REDWING	30	19	3.922	2.332	2.403	2.301	11.76	1413	1275	15673	27.45	646	1007	1653	0.080	362.4	859													
715.5	CROW	54	7	2.920	2.920	2.971	2.869	8.76	1413	1275	11753	26.28	366	1003	1369	0.080	361.6	832													
795	DUCKOO	24	7	4.623	3.081	3.157	3.030	9.24	1413	1241	12662	27.74	408	1117	1525	0.072	402.9	904													
795	DRAKE	26	7	4.442	3.454	3.530	3.403	10.36	1413	1241	14292	28.13	512	1117	1629	0.072	402.9	907													
795	COOT	36	1	3.774	3.774	3.876	3.698	3.77	1379	1172	7596	26.42	87.0	1111	1198	0.071	402.7	872													
795	TERN	45	7	3.376	2.250	2.301	2.199	6.75	1448	1310	10012	27.01	217	1117	1334	0.072	402.8	879													
795	CONDOR	54	7	3.081	3.081	3.157	3.030	9.24	1413	1241	12780	27.73	408	1116	1540	0.072	402.6	889													
874.5	MALLARD	30	19	4.135	2.482	2.533	2.431	12.41	1413	1275	17442	28.95	720	1120	1840	0.072	402.9	917													
900	RUDDY	54	7	3.252	3.230	3.306	3.179	9.69	1413	1241	14066	28.74	448	1227	1675	0.065	442.5	943													
900	CANARY	45	7	3.592	3.239	2.446	2.344	7.19	1413	1275	11086	28.74	462	1264	1510	0.063	456.0	949													
954	CATBIRD	54	7	3.279	3.279	3.355	3.228	9.84	1413	1241	14475	29.51	462	1264	1726	0.063	456.0	960													
954	RAIL	36	1	4.135	4.135	4.237	4.059	7.40	1413	1172	8964	28.59	105	1334	1439	0.059	483.4	976													
954	CARDINAL	45	7	3.698	3.376	2.517	2.415	7.40	1413	1275	11751	29.59	261	1340	1601	0.060	483.3	983													
954	CARDINAL	54	7	3.376	3.376	3.452	3.325	10.13	1413	1241	15344	30.38	489	1340	1829	0.060	483.4	996													

Calibre Nombre Clave AWG	Número de hilos		Diámetro de cada hilo		Diámetro máximo y mínimo de chilo de acero		Diam. núcleo de acero	Esfuerzo mín chilo acero	Esfuerzo mínimo de chilo acero al 1% de extensión	Carga a la rotura del cable completo	Diámetro exterior	Masa núcleo de acero nominal	Masa hilos de aluminio nominal	Masa total del cable nominal	Resistencia nominal c.c. a 20°C	Área sección de aluminio	Capacidad de corriente (A)
	Alum	Acero	Alum	Acero	mm	mm											
0	No.	No.	mm	mm	mm	mm	mm	MPa	MPa	Kgf	mm	kg/km	kg/km	kg/km	ohm/km	mm ²	A
Kernl					max	min											
1033.5 TANAGER	36	1	4.303 / 4.303	4.405	4.227	4.30	4.30	1379	1172	9707	30,12	113	1445	1558	0,055	523,5	1025
1033.5 ORTOLAN	45	7	3.848 / 2.865	2.616	2.514	7,70	1413	1275	12552	30,78	283	1451	1734	1981	0,055	523,3	1033
1033.5 CURLEY	54	7	3.513 / 3.513	3.889	3.462	10,54	1413	1241	16515	31,62	530	1451	1981	1981	0,055	523,4	1046
1113 BLUEJAY	45	7	3.995 / 2.664	2.715	2.613	7,99	1443	1275	13333	31,96	305	1564	1869	2131	0,051	564,1	1081
1113 FINCH	54	19	3.647 / 2.189	2.240	2.138	10,95	1448	1310	17726	32,83	560	1572	1869	2131	0,051	564,1	1092
1192.5 BUNTING	45	7	4.135 / 2.256	2.807	2.705	8,27	1413	1275	14494	33,08	326	1676	1676	2002	0,048	604,3	1127
1192.5 GRACKLE	54	19	3.774 / 2.266	2.317	2.215	11,33	1448	1310	18986	33,97	600	1683	2283	2283	0,048	604,1	1179
1272 SKYLARK	36	1	4,773 / 4,773	4,877	4,699	4,78	1379	1172	11954	33,43	139	1779	1918	1918	0,045	644,7	1163
1272 BITTERN	45	7	4,270 / 2,847	2,898	2,796	8,54	1413	1275	15459	34,16	348	1787	2135	2135	0,045	644,4	1172
1272 PHEASANT	54	19	3,899 / 2,339	2,390	2,288	11,70	1413	1275	19776	35,09	639	1796	2435	2435	0,045	644,7	1185
1351.5 DIPPER	45	7	4,402 / 2,934	2,865	2,883	8,80	1413	1275	16426	35,21	370	1899	2269	2269	0,042	684,9	1215
1351.5 MARTIN	54	19	4,018 / 2,410	2,461	2,359	12,05	1413	1275	20986	36,16	678	1908	2586	2586	0,042	684,7	1229
1361 BERSINIS	42	7	4,570 / 2,540	2,591	2,489	7,62	1413	1275	14869	35,04	277	1910	2187	2187	0,042	688,9	1215
1431 BOBOLINK	45	7	4,529 / 3,020	3,071	2,969	9,06	1413	1275	17393	36,23	392	2010	2402	2402	0,040	724,9	1258
1431 PLOVER	54	19	4,135 / 2,482	2,533	2,431	12,41	1413	1275	22255	37,22	719	2020	2740	2740	0,040	725,2	1273
1510.5 NUTHATCH	45	7	4,653 / 3,101	3,177	3,050	9,30	1413	1241	18173	37,22	413	2122	2535	2535	0,038	765,2	1300
1510.5 PARROT	54	19	4,247 / 2,548	2,589	2,487	12,74	1413	1275	23466	38,22	758	2131	2890	2890	0,038	765,0	1314
1590 LARKING	45	7	4,775 / 3,183	3,239	3,132	9,55	1413	1241	19441	38,40	435	2234	2669	2669	0,036	805,8	1340
1590 FALCON	54	19	4,359 / 2,616	2,667	2,565	13,08	1413	1275	24727	39,23	799	2245	3045	3045	0,036	805,9	1356
1780 CHUKAR	84	19	3,700 / 2,220	2,271	2,169	11,10	1448	1310	23139	40,70	576	2516	3092	3092	0,032	903,2	1454
2156 BLUEBIRD	84	19	4,069 / 2,441	2,492	2,390	12,21	1413	1275	27344	44,76	696	3043	3739	3739	0,027	1092,3	1623
2167 KIWI	72	7	4,407 / 2,939	2,990	2,888	8,82	1413	1275	22609	44,07	371	3060	3431	3431	0,026	1098,3	1610
2312 THRASHER	76	19	4,430 / 2,068	2,119	2,017	10,34	1448	1310	25718	45,78	499	3264	3763	3763	0,025	1171,4	1675

AAC

NOMBRE CLAVE	CALIBRE AWG/kcmil	CLASE DE CABLEADO	CONSTRUCCION		DIAMETRO EXTERIOR mm	ÁREA mm ²	RESISTENCIA NOMINAL c.c. A 20°C Ohm / km	Carga mínima a la rotura mm	MASA NOMINAL mm ²	CAPACIDAD DE CORRIENTE A (1)
			No. DE HILOS	DIÁMETRO HILO mm						
PEACHBELL	6	A,B	7	1,55	4,66	13,28	2,163	256	36,7	103
ROSE	4	A,B	7	1,96	5,88	21,14	1,359	400	58,3	138
IRIS	2	AA,A,B	7	2,47	7,42	33,65	0,854	613	92,8	185
PANSY	1	AA,A	7	2,78	8,33	42,37	0,678	744	117	214
WALLFLOWER	1	B	19	1,69	8,43	42,45	0,677	791	117	214
POPPY	1/0	AA,A	7	3,12	9,36	53,49	0,537	903	148	247
GERANIUM	1/0	B	19	1,89	9,46	53,43	0,538	978	147	247
ASTER	2/0	AA,A	7	3,50	10,51	67,45	0,426	1138	186	286
BUTTERCUP	2/0	B	19	2,13	10,63	67,45	0,426	1213	186	286
PHLOX	3/0	AA,A	7	3,93	11,80	85,00	0,338	1377	235	331
PRIMROSE	3/0	B	19	2,39	11,94	85,07	0,338	1502	235	331
OXLIP	4/0	AA,A	7	4,42	13,25	107,2	0,268	1737	296	383
SUNFLOWER	4/0	B	19	2,68	13,40	107,2	0,268	1822	296	383
SNEEZEWORT	250	AA	7	4,80	14,40	126,7	0,227	2052	350	425
VALERIAN	250	A	19	2,91	14,57	126,7	0,227	2112	349	425
DANDELION	250	B	37	2,09	14,62	126,7	0,227	2229	350	425
LAUREL	266,8	A	19	3,01	15,05	135,2	0,213	2254	373	443
PEONY	300	A	19	3,19	15,96	152,0	0,189	2485	419	478
AGAVE	300	B	37	2,29	16,00	152,0	0,189	2674	419	478
TULIP	336,4	A	19	3,38	16,90	170,5	0,169	2787	470	513
DAFFODIL	350	A	19	3,45	17,23	177,3	0,162	2898	489	526
GARDENIA	350	B	37	2,47	17,30	177,3	0,162	3063	489	526
CANNA	397,5	AA,A	19	3,68	18,38	201,4	0,143	3226	556	570
XEROPFYTE	400	B	37	2,64	18,49	202,8	0,142	3373	559	573
GOLDENTUFT	450	AA,A	19	3,91	19,55	228,0	0,126	3578	629	616
YARROW	450	B	37	2,80	19,61	228,0	0,126	3720	629	616
COSMOS	477	AA,A	19	4,02	20,12	241,7	0,119	3793	667	639
SYRINGA	477	A,B	37	2,88	20,18	241,7	0,119	3943	667	639
ZINNIA	500	AA	19	4,12	20,60	253,3	0,113	3975	699	658
HYACINTH	500	A,B	37	2,95	20,66	253,1	0,114	4130	698	658
DAHLIA	556,5	AA	19	4,35	21,73	282,0	0,102	4425	778	703
MISTLETOE	556,5	A	37	3,11	21,80	282,0	0,102	4511	778	703
MEADOWSWEET	600	AA,A	37	3,23	22,63	304,0	0,095	4863	839	738
LOTUS	600	B	61	2,52	22,68	304,0	0,095	5194	839	738
ORCHID	636	AA,A	37	3,33	23,31	322,3	0,089	5155	889	765
HEUCHERA	650	AA	37	3,37	23,58	329,4	0,087	5269	909	775
ICEPLANT	650	B	61	2,62	23,59	329,4	0,087	5419	909	775
VERBENA	700	AA	37	3,49	24,45	354,7	0,081	5673	979	812
FLAG	700	A,B	61	2,72	24,48	354,7	0,081	5836	979	812
VIOLET	715,5	AA	37	3,53	24,73	362,6	0,079	5800	1000	823
NASTURTIUM	715,5	A	61	2,75	24,76	362,6	0,079	5966	1000	823
PETUNIA	750	AA	37	3,62	25,32	380,0	0,076	5957	1048	847
CATTAIL	750	A,B	61	2,82	25,35	380,0	0,076	6132	1048	847
ARBUTUS	795	AA	37	3,72	26,07	402,8	0,071	6314	1111	878
LILAC	795	A	61	2,90	26,11	402,8	0,071	6499	1111	878
HELIOTROPE	800	B	61	2,91	26,17	405,2	0,071	6539	1118	883
COCKSCOMB	900	AA	37	3,96	27,74	456,0	0,063	7002	1258	948
SNAPDRAGON	900	A,B	61	3,09	27,77	456,0	0,063	7214	1258	948
MAGNOLIA	954	AA	37	4,08	28,55	483,4	0,059	7423	1334	982
GOLDENROD	954	A	61	3,18	28,60	483,4	0,059	7647	1334	982
HAWKWEED	1000	AA	37	4,18	29,23	506,7	0,057	7781	1398	1010
CAMELLIA	1000	A,B	61	3,25	29,26	506,7	0,057	8016	1398	1010
MARIGOLD	1113	AA,A	61	3,43	30,88	564,0	0,051	8922	1556	1079
NARCISUS	1272	AA,A	61	3,67	33,01	644,5	0,045	9992	1778	1169
GLADIOLUS	1510,5	AA,A	61	4,00	35,98	765,4	0,038	11624	2112	1294
JESSAMINE	1750	AA	61	4,30	38,72	886,7	0,032	13466	2446	1408
COWSLIP	2000	A	91	3,76	41,41	1013	0,028	15526	2794	1518
LUPINE	2500	A	91	4,21	46,30	1266	0,023	19013	3527	1717
BITTERROOT	2750	A	91	4,41	48,56	1393	0,021	20917	3881	1793

AAAC

Nombre clave	Calibre del conductor			HILOS		Diámetro del cable	Masa	Carga de rotura	Resistencia c.c. a 20°C	CORRIENTE (*)		
	kcmil	ACSR		No	Diámetro					kgf	ohm/km	Sol, No
		Equivalente	mm ²			Viento	Viento	Viento				
Akron	30,58	6	15,50	7	1,68	5,04	42,52	502	2,161	62	107	111
Alton	48,69	4	24,67	7	2,12	6,36	67,69	799	1,358	85	143	150
Ames	77,47	2	39,25	7	2,67	8,02	107,71	1272	0,8533	117	191	201
Azusa	123,3	1/0	62,46	7	3,37	10,11	171,4	1939	0,5363	161	256	271
Anaheim	155,4	2/0	78,75	7	3,78	11,35	216,1	2445	0,4254	189	296	315
Amherst	195,7	3/0	99,16	7	4,25	12,74	272,1	3079	0,3378	222	342	365
Alliance	246,9	4/0	125,1	7	4,77	14,31	343,2	3884	0,2678	261	395	424
Butte	312,8	266,8	158,5	19	3,26	16,29	434,8	4767	0,2114	308	460	495
Canton	394,5	336,4	199,9	19	3,66	18,30	548,5	6013	0,1676	361	532	575
Cairo	465,4	397,5	235,8	19	3,98	19,88	647,0	7092	0,1421	405	590	640
Darien	559,5	477,0	283,5	19	4,36	21,79	777,9	8527	0,1182	460	663	720
Elgin	652,4	556,5	330,6	19	4,71	23,53	907,0	9943	0,1013	511	729	795
Flint	740,8	636,0	375,4	37	3,59	25,16	1030	11048	0,08923	558	790	863
Greeley	927,2	795,0	469,8	37	4,02	28,15	1289	13827	0,07130	649	908	996
-	1077,4	954,0	545,9	61	3,38	30,38	1498	15891	0,06136	725	1003	1104
-	1165,1	1033,5	590,3	61	3,51	31,59	1620	17183	0,05674	767	1055	1162
-	1259,6	1113,0	638,3	61	3,65	32,85	1751	18578	0,05248	811	1109	1224
-	1348,8	1192,5	683,5	61	3,78	33,99	1875	19894	0,04901	851	1159	1281
-	1439,2	1272,0	729,2	61	3,90	35,11	2001	21226	0,04593	892	1209	1338

ANEXO C: PROGRAMACIÓN UTILIZANDO EL MÉTODO DE DISEÑO POR CAPAS

Programación en capas

El estilo de programación en capas se basa en una distribución jerárquica de los roles y las responsabilidades para proporcionar una división efectiva de los problemas a resolver. Los roles indican el tipo y la forma de la interacción con otras capas y las responsabilidades la funcionalidad que implementan.

Cuanto más se aumenta el proceso operativo de la empresa, las necesidades de proceso crecen hasta desbordar las máquinas. Es por ello que se separa la estructura de un programa en varias capas [2].

En adición a lo citado, podemos decir que actualmente la programación por capas es un estilo de programación en la que el objetivo principal es separar la lógica de negocios de la lógica de diseño, un ejemplo básico de esto es separar la capa de datos de la capa de negocios y ésta a su vez de la capa de presentación al usuario.

El diseño que actualmente más se utiliza es el diseño en tres capas; sin embargo, la programación puede desglosarse en más capas.

Tipos de capas

Capa de presentación

Es la responsable de la presentación visual de la aplicación. La capa de presentación enviará mensajes a los objetos de esta capa de negocios o intermedia, la cual o bien responderá entonces directamente o mantendrá un diálogo con la capa de la base de datos, la cual proporcionará los datos que se mandarían como respuesta a la capa de presentación. Podemos decir que es la que se presenta al usuario, llamada también formulario o interfaz de presentación, esta captura los datos del usuario en el formulario e invoca a la capa de negocio, trasmitiéndole los requerimientos del usuario, ya sea de almacenaje, edición, o de recuperación de la información para la consulta respectiva.

Capa de negocio

Es la responsable del procesamiento que tiene lugar en la aplicación. Por ejemplo, en una aplicación bancaria el código de la capa de presentación se relacionaría simplemente con la monitorización de sucesos y con el envío de datos a la capa de procesamiento. Esta capa intermedia contendría los objetos que se corresponden con las entidades de la aplicación. Esta capa intermedia es la que conlleva capacidad de mantenimiento y de reutilización.

Contendrá objetos definidos por clases reutilizables que se pueden utilizar una y otra vez en otras aplicaciones. Estos objetos se suelen llamar objetos de negocios y son los que contienen la gama normal de constructores, métodos para establecer y obtener variables,

métodos que llevan a cabo cálculos y métodos, normalmente privados, en comunicación con la capa de base de datos.

Es en esta capa donde se reciben los requerimientos del usuario y se envían las respuestas tras el proceso, a requerimiento de la capa de presentación. Se denomina capa de negocio o lógica del negocio, es aquí donde se establecen todas las reglas que deben cumplirse.

En realidad se puede tratar de varias funciones, por ejemplo, puede controlar la integridad referencial, otro que se encargue de la interfaz, tal como abrir y cerrar ciertos formularios o funcionalidades que tengan que ver con la seguridad, menús, etc., tiene los métodos que serán llamados desde las distintas partes de la interfaz o para acceder a la capa de datos, tal como se apreciará en el ejemplo.

Esta capa interactúa con la capa de presentación para recibir las solicitudes y presentar los resultados, y con la capa de datos, para solicitar al manejador de base de datos que realice una operación de almacenamiento, edición, eliminación, consulta de datos u otra.

Capa de datos

Esta capa se encarga de acceder a los datos, se debe usar la capa de datos para almacenar y recuperar toda la información de sincronización del Sistema.

Es aquí donde se implementa las conexiones al servidor y la base de datos propiamente dicha, se invoca a los procedimientos almacenados los cuales reciben solicitudes de almacenamiento o recuperación de información desde la capa de negocio.

Todas estas capas pueden residir en un único computador (no debería ser lo usual), pero es lo más frecuente. En sistemas complejos se llega a tener varios computadores sobre los cuales reside la capa de datos, y otra serie de computadores sobre los cuales reside la base de datos. Se recomienda que si el crecimiento de las necesidades o complejidad aumenta se debe separar en dos o más computadores, los cuales recibirán las peticiones del computador en que resida la capa de negocio. Esta recomendación es válida para la capa de negocios.

En la capa de datos se puede incluir una subcapa de dominio la cual se encarga de preparar los objetos para interactuar con la capa de negocio y la capa de datos, esta capa contiene los objetos creados por la capa de datos que coincide con los campos de la base de datos por cada tabla.

Capas y Niveles

Es importante distinguir los conceptos de “Capas” (Layers) y “Niveles” (Tiers). Las capas se ocupan de la división lógica de componentes y funcionalidad y no tienen en cuenta la localización física de componentes en diferentes servidores o en diferentes lugares. Por el contrario, los Niveles se ocupan de la distribución física de componentes y funcionalidad en servidores separados. Teniendo en cuenta topología de redes y localizaciones remotas.

Las arquitecturas de N niveles facilitan la presencia de sistemas distribuidos en los que se pueden dividir los servicios y aumentar la escalabilidad y mantenimiento de los mismos.