

DIVISIÓN DE ESTUDIOS DE POSGRADO E INVESTIGACIÓN



"POR MI PATRIA Y POR MI BIEN"

**“COMPARACIÓN DE LAS FILOSOFÍAS DE ESQUEMAS DE
PROTECCIÓN PARA LÍNEAS DE TRANSMISIÓN”**

TESIS

QUE PARA OBTENER EL GRADO DE:
MAESTRO EN INGENIERÍA ELÉCTRICA

PRESENTA:
ING. PEDRO ALBERTO ARÓZQUETA ZÚÑIGA
G05071284

DIRECTOR DE TESIS:
M.C. JOSÉ DE JESÚS DURÓN MENDOZA

DIVISIÓN DE ESTUDIOS DE POSGRADO E INVESTIGACIÓN



"POR MI PATRIA Y POR MI BIEN"

**“COMPARACIÓN DE LAS FILOSOFÍAS DE ESQUEMAS DE
PROTECCIÓN PARA LÍNEAS DE TRANSMISIÓN”**

TESIS

QUE PARA OBTENER EL GRADO DE:
MAESTRO EN INGENIERÍA ELÉCTRICA

PRESENTA:
ING. PEDRO ALBERTO ARÓZQUETA ZÚÑIGA
G05071284

MIEMBROS DEL JURADO

PRESIDENTE: M.C. JOSÉ DE JESÚS DURÓN MENDOZA
SECRETARIO: DR. PEDRO MARTÍN GARCÍA VITE
VOCAL: M.C. HERMENEGILDO CISNEROS VILLEGAS
SUPLENTE: M.C. RAFAEL CASTILLO GUTIÉRREZ

CD. MADERO, TAMAULIPAS, MÉXICO

DICIEMBRE 2016



Cd. Madero, Tamps; a **05 de Diciembre de 2016.**

OFICIO No.: U2.131/16
ÁREA: DIVISIÓN DE ESTUDIOS
DE POSGRADO E INVESTIGACIÓN
ASUNTO: AUTORIZACIÓN DE IMPRESIÓN DE TESIS

C. ING. PEDRO ALBERTO ARÓZQUETA ZUÑIGA
NO. DE CONTROL G05071284
PRESENTE

Me es grato comunicarle que después de la revisión realizada por el Jurado designado para su examen de grado de Maestría en Ingeniería Eléctrica, el cual está integrado por los siguientes catedráticos:

PRESIDENTE :	M.C. JOSÉ DE JESÚS DURÓN MENDOZA
SECRETARIO :	DR. PEDRO MARTÍN GARCÍA VITE
VOCAL :	M.C. HERMENEGILDO CISNEROS VILLEGAS
SUPLENTE :	M.C. RAFAEL CASTILLO GUTIÉRREZ

Se acordó autorizar la impresión de su tesis titulada:

"COMPARACIÓN DE LAS FILOSOFÍAS DE ESQUEMAS DE PROTECCIÓN PARA LÍNEAS DE TRANSMISIÓN"

Es muy satisfactorio para esta División compartir con Usted el logro de esta meta, esperando que continúe con éxito su desarrollo profesional y dedique su experiencia e inteligencia en beneficio de México.

ATENTAMENTE

"POR MI PATRIA Y POR MI BIEN"®

DRA. ADRIANA ISABEL REYES DE LA TORRE
JEFA DE LA DIVISIÓN DE ESTUDIOS
DE POSGRADO E INVESTIGACIÓN



S. E. P.
DIVISIÓN DE ESTUDIOS
DE POSGRADO E
INVESTIGACIÓN
I.T.C.M.

c.c.p.- Archivo
Minuta

AIRT 'RCG' a



Agradecimientos

A mis padres, por ser el sustento y la motivación en mi vida, por todo su apoyo y esfuerzo en mi desarrollo profesional.

A mis hermanos, Roberto, Gabriela, Lizeth, Abigail por su apoyo y paciencia.

A todos mis compañeros que a lo largo de este proceso ayudaron de una u otra forma a lograr este trabajo, Juan Manuel, Verónica, Harald, Manuel, Mario, Pablo, Aarón, Noé, Joel, Jesús, Edson, Abel, Jeziel, Nicolás, Eduardo, Anselmo e Inés, muchas gracias a todos ustedes.

A mi asesor, M.C. José de Jesús Durón Mendoza, por todo su apoyo y paciencia en el desarrollo de esta investigación, muchas gracias por todas sus enseñanzas.

A todos mis maestros de la maestría por su dedicación y compromiso dentro del salón de clases; Dr. Gastón Hernández Martínez, M.C. Rafael Castillo Gutiérrez, M.C. Hermenegildo Cisneros Villegas, M.C. Aarón González Rodríguez, M.C. José de Jesús Durón Mendoza, M.C. Eduardo Nacú Salas Cabrera, Dr. Rubén Salas Cabrera, Dr. Pedro Martín García Vite, a la profesora de inglés Gladis Galeana Bravo y a la Dra. Adriana Isabel Reyes de la Torre Jefa de la División de Estudios de posgrado e Investigación.

Al Consejo Nacional de Ciencia y Tecnología (CONACyT) por brindarme el apoyo durante estos dos años.

A Zener por permitirme realizar mi estancia profesional.

COMPARACIÓN DE LAS FILOSOFÍAS DE ESQUEMAS DE PROTECCIÓN PARA LÍNEAS DE TRANSMISIÓN

RESUMEN

En esta investigación se desarrolló un algoritmo para un relevador de protección de distancia para fallas Cross Country. Estas fallas tienen la característica de incluir más fases en ella después de un determinado tiempo, por ejemplo una falla monofásica que cambie a una falla bifásica. Este algoritmo debe operar lo más rápido posible antes de que la falla evolucione; también se trabajó con fallas de línea a tierra, doble línea, doble línea a tierra y trifásicas.

El algoritmo fue implementado en MATLAB, un software diseñado para la implementación de algoritmos, simulaciones, cálculos numéricos entre otras cosas. En él se procesan las señales de voltaje y corriente provenientes de los transformadores de instrumentos del sistema eléctrico de potencia. También se trabajó conjuntamente con TPEMTP (Alternative Transients Program- ElectroMagnetic Transients Program), en el cual, las fallas fueron modeladas e implementadas en el sistema eléctrico de potencia creado a partir de una red real llamada “Tres Estrellas (TTE) – Teotihuacán (TTH)”.

El algoritmo está compuesto por 4 etapas; detección de la falla, clasificación, discriminación direccional y localización; tres de estas trabajan con las señales transitorias (Ondas viajeras), un fenómeno de naturaleza transitoria que se presenta al instante luego de ocurrir una falla el cual, tiene la cualidad de presentarse con frecuencias que oscilan desde los kHz-MHZ. Para el análisis de este fenómeno se utilizó una herramienta matemática llamada “la transformada Wavelet” la cual, permite localizar los espectros de frecuencias en el tiempo, mediante MATLAB esta herramienta fue implementada usando instrucciones y/o comandos.

En esta tesis también se incluye una herramienta de reconocimiento de patrones llamada red neuronal del tipo probabilística que es utilizada para la etapa de clasificación de fallas, discriminación direccional y localización de fallas.

COMPARACIÓN DE LAS FILOSOFÍAS DE ESQUEMAS DE PROTECCIÓN PARA LÍNEAS DE TRANSMISIÓN

ABSTRACT

In this research was developed an algorithm for a distance protection relay for Cross Country faults. These faults have the characteristic of including more phases after a certain time, for example; a line to ground fault that becomes a double line to ground fault. The algorithm must work as fast as possible before the fault evolves. We also worked with faults line to ground, line to line, line to line to ground and three-phase faults.

The algorithm was implemented in MATLAB, a software designed for the implementation of algorithms, simulations, numeric calculations among other things. The signals of current and voltage from the instrument Transformers of power system were processed in it. We also worked jointly with ATP-EMTP (Alternative Transients Program-

Electromagnetic Transients Program), in which the faults were designed and implemented in the power system developed from a real network called “Tres Estrellas (TTE)- Teotihuacán (TTH).

The algorithm is composed of four stages: fault detection, classification, directional discrimination and localization. Three of these work with transient signals (traveling waves), a transient phenomenon that occurs instantly after a fault, This phenomenon has the quality to occur with frequencies ranging from kHz-MHz. To analyze this phenomenon we used a mathematic tool called the wavelet transform which locates the frequency spectrums in time using MATLAB, this tool was implemented by instructions or commands.

It was also included a tool for pattern recognition called probabilistic neural network that we used for the classification of faults and which was used for proper operation of the directional discrimination and faults localizations.

Contenido

	<i>Página</i>
Resumen.....	ii
Abstract.....	iii
Contenido.....	iv
Lita de figuras.....	ix
Lista de tablas.....	xii

CAPITULO 1

INTRODUCCIÓN.....	1
1.1. ANTECEDENTES.....	2
1.2. PLANTEAMIENTO DEL PROBLEMA.....	6
1.3. JUSTIFICACIÓN.....	7
1.4. OBJETIVOS.....	8
1.4.1. Objetivo general.....	8
1.4.2. Objetivos específicos.....	8
1.5. HIPÓTESIS.....	10
1.6. ALCANCES Y LIMITACIONES.....	11

CAPITULO 2

MARCO TEÓRICO.....	13
2.1. LÍNEAS DE TRANSMISIÓN.....	14
2.1.1. Parámetros de una línea de transmisión trifásica.....	17
2.1.1.1. Resistencia.....	17
2.1.1.2. Inductancia.....	19
2.1.1.3. Capacitancia.....	21
2.1.1.4. Conductancia.....	22
2.1.2. Parámetros de líneas paralelas.....	23
2.1.2.1. Inductancia en líneas paralelas.....	23

2.1.2.2.	Capacitancia en líneas paralelas.	25
2.1.3.	Parámetros secundarios de una línea de transmisión.	26
2.1.3.1.	Impedancia característica de la línea (ZC).	26
2.1.3.2.	Constante de propagación (γ).	27
2.1.3.3.	Longitud de onda (λ).....	27
2.1.3.4.	Velocidad de propagación de onda.....	27
2.1.4.	Representación de líneas de transmisión.....	28
2.1.4.1.	Circuito nominal PI.	28
2.1.4.2.	Parámetros ABCD.....	29
2.1.4.3.	Circuito equivalente PI para líneas largas.	30
2.1.5.	Carga de la impedancia de sobrevoltaje.....	30
2.1.6.	Compensación serie de líneas de transmisión.....	31
2.2.	CONDICIONES ANORMALES DE OPERACIÓN EN LÍNEAS DE TRANSMISIÓN.....	32
2.2.1.	Perturbaciones eléctricas.....	33
2.2.1.1.	Sobrecargas.	33
2.2.1.2.	Cortocircuitos.	33
2.2.1.3.	Caída de tensión.	33
2.2.1.4.	Elevación de tensión.....	34
2.2.1.5.	Variación de frecuencia.....	34
2.2.1.6.	Distorsión armónica	34
2.2.1.7.	Transitorios.....	34
2.2.1.8.	Inversión de corriente.	35
2.2.2.	Fallas eléctricas en líneas de transmisión.....	35
2.2.2.1.	Fallas de alta impedancia.....	36
2.2.2.2.	Fallas simultaneas.....	37
2.2.2.3.	Fallas evolutivas (cross-country).....	37
2.3.	RELEVADORES DE PROTECCIÓN.....	38
2.3.1.	Características funcionales de un sistema de protección	39
2.3.1.1.	Sensibilidad.	39
2.3.1.2.	Selectividad.	39
2.3.1.3.	Rapidez.....	40
2.3.1.4.	Confiabilidad.....	40
2.3.2.	Esquema básico de protección	40
2.3.3.	Estructura de un relevador digital de protección.....	42

2.3.3.1. Módulo de entradas análogas.	43
2.3.3.2. Módulo de entradas digitales.....	43
2.3.3.3. Modulo convertidor de señales analógicas a digitales.....	43
2.3.3.4. Memoritas RAM, EPROM y EEPROM.....	44
2.4. PROTECCIÓN DIGITAL DE DISTANCIA.....	44
2.4.1. Característica tipo impedancia.....	46
2.4.2. Característica tipo Mho.....	47
2.4.3. Característica tipo Ohm.....	48
2.4.4. Señales de polarización.....	48
2.4.5. Factor de compensación k0.....	50

CAPITULO 3

EQUIPO UTILIZADO.....	54
3.1. RELEVADOR DE DISTANCIA ABB REL 316*4.....	55
3.1.1. Conexión a PC.	56
3.1.2. Descripción de parámetros de la función de distancia.	57
3.1.2.1. Parámetros generales.....	58
3.1.2.2. Arranques.....	59
3.1.2.3. Medición.....	61
3.2. RELEVADOR DIFERENCIAL DE LINEA ABB REL 551.....	63
3.2.1. Conexión a PC.	64
3.2.2. Protección diferencial de línea.....	65

CAPITULO 4

MODELADO.....	68
4.1. MODELADO DE UN RELEVADOR DE ONDA SUPERPUESTA.....	69
4.1.1. Descripción de relevador de comparación direccional por onda superpuesta.....	69
REFERENCIAS.....	78

CAPITULO 5

CRITERIOS DE AJUSTE.	79
5.1. CÁLCULO DE AJUSTES DE PROTECCIÓN DE DISTANCIA (21) Y COMPARACIÓN DIRECCIONAL (85).	80
5.1.1. Cálculo de ajustes para la línea de transmisión A3040.	80
5.1.1.1. Descripción de la línea protegida y su entorno.....	80
5.1.1.1. Cálculo de ajuste de la zona de disparo instantáneo (Bus MMT).	83
5.1.1.2. Cálculo de ajuste de la zona de sobre alcance (Bus MMT).....	86
5.1.1.3. Cálculo de ajuste de la zona de bloqueo (Bus MMT).	89
5.1.1.4. Cálculo de ajuste de la zona de respaldo temporizado (Bus MMT).....	90
5.1.1.5. Cálculo de ajuste de la zona de arranque de baja impedancia (Bus MMT)....	94
5.1.1.6. Calculo de ajuste de la zona de disparo instantáneo (Bus JUI).	97
5.1.1.7. Cálculo de ajuste de la zona de sobre alcance (Bus JUI).	99
5.1.1.8. Cálculo de ajuste de la zona de bloqueo (Bus JUI).	102
5.1.1.9. Cálculo de ajuste de la zona de respaldo temporizado (Bus JUI).....	104
5.1.1.10. Cálculo de ajuste de la zona de arranque de baja impedancia (Bus JUI)...	107
5.1.2. Cálculo de ajustes para línea de transmisión A3480.....	111
5.1.2.1. Descripción de la línea protegida y su entorno.....	111
5.1.2.2. Cálculo de ajuste de la zona de disparo instantáneo (Bus MMT).	113
5.1.2.3. Cálculo de ajuste de la zona de sobre alcance (Bus MMT).....	115
5.1.2.4. Cálculo de ajuste de la zona de bloqueo (Bus MMT).	117
5.1.2.5. Cálculo de ajuste de la zona de respaldo temporizado (Bus MMT).....	119
5.1.2.6. Cálculo de ajuste de la zona de arranque de baja impedancia (Bus MMT)..	121
REFERENCIAS.....	124

CAPITULO 6

CONCLUSIONES.	125
6.1. CONCLUSIONES.	126
6.2. RECOMENDACIONES PARA TRABAJOS FUTUROS.	127

APÉNDICE A

TRANSFORMADORES DE POTENCIAL Y CORRIENTE.....	128
A.1. TRANSFORMADORES DE CORRIENTE.....	129
A.1.1. CONSTRUCCIÓN DEL TC.....	129
A.1.2. TCs para protección y medición.....	129

Lista de Figuras

	<i>Página</i>
Figura 2.1 Estructura básica de una línea de transmisión aérea.	15
Figura 2.2 Sección transversal de conductores.....	16
Figura 2.3 Distribución asimétrica de conductores en estructuras de uso común.....	17
Figura 2.4 Ejemplo de una línea trifásica asimétrica de dos conductores.....	20
Figura 2.5 Arreglo típico de conductores de líneas trifásicas paralelas.	23
Figura 2.6 Circuito nominal PI.....	29
Figura 2.7 Circuito equivalente PI para líneas largas.....	30
Figura 2.8 Representación de una línea de transmisión con compensación serie.....	32
Figura 2.9 Comportamiento de voltajes y corrientes de falla en líneas de transmisión.	35
Figura 2.10 Falla cross-country en diferentes fases falla de líneas paralelas.	38
Figura 2.11 División de zonas de protección primarias.	42
Figura 2.12 Estructura básica de un relevador digital.	43
Figura 2.13 Representación de una protección de distancia.....	45
Figura 2.14 Característica tipo impedancia. a) Comparador de magnitud. b) Comparador de fase.....	46
Figura 2.15 a) Característica tipo Mho comparador de fase. b) Característica lenticular. c) Característica tomate.	47
Figura 2.16 Característica tipo Ohm.	48
Figura 2.17 Efecto de la resistencia de arco sobre la impedancia vista por el relevador.	51
Figura 3.1 Imagen frontal del REL 316*4.....	55
Figura 3.2 Pantalla inicial del software CAP2/316.	56
Figura 3.3 Cable de comunicación entre el REL 316*4 y la PC.....	57
Figura 3.4 Ventana de selección de las funciones del REL 316*4.....	57
Figura 3.5 Submenú parámetros generales de la función de distancia.	58
Figura 3.6 Submenú arrancadores de la función de distancia.	60
Figura 3.7 Submenú medición de la función de distancia.....	62

Figura 3.8 Imagen frontal del REL.....	63
Figura 3.9 Software CAP540.	64
Figura 3.10 Cable de comunicación entre el REL 316*4 y la PC.....	65
Figura 3.11 Ejemplo de oscilograma tomado del relevador ABB 551.....	66
Figura 3.12 Configuración de la característica diferencial en el relevador ABB 551.	66
Figura 4.1 Modelado de relevador de comparación direccional por onda superpuesta.	70
Figura 4.2 Modelado de línea de transmisión.....	71
Figura 4.3 Parámetros utilizados en el modelado de la línea de transmisión.	71
Figura 4.4 Modelado de interruptores controlados.....	72
Figura 4.5 Cuadro de diálogo de los interruptores controlados.....	73
Figura 4.6 Equivalente corto circuito.	74
Figura 4.7 Circuito de estudio.	74
Figura 4.8 Hoja de configuración del equivalente de corto circuito.	74
Figura 4.9 Modelado de transformador de corriente.	75
Figura 4.10 Cuadro configuración de los transformadores de corriente.	76
Figura 4.11 Modelado de transformador de voltaje.	76
Figura 4.12 Cuadro de diálogo de configuración de transformadores de voltaje.....	77
Figura 5.1 Circuito de estudio línea A3040.....	80
Figura 5.2 Zona de disparo de línea A3040 (Bus MMT).	85
Figura 5.3 Zona de sobrealcance línea A3040 (Bus MMT).	88
Figura 5.4 Zona de bloqueo línea A3040 (Bus MMT).....	90
Figura 5.5 Cálculo de Infeed para línea A3040 (Bus MMT).	91
Figura 5.6 Zona de respaldo temporizado línea A3040 (Bus MMT).	93
Figura 5.7 Zona de arranque de baja impedancia línea A3040 (Bus MMT).....	95
Figura 5.8 Zonas de protección para línea A3040 (Bus MMT).	96
Figura 5.9 Zona de disparo instantáneo línea A3040 (Bus JUI).	99
Figura 6.10 Zona de sobre alcance línea A3040 (Bus JUI).....	102
Figura 5.11 Zona de bloqueo línea A3040 (Bus JUI).	104
Figura 5.12 Cálculo de Infeed para línea A3040 (Bus JUI),	105
Figura 5.13 Zona de respaldo temporizado línea A3040 (Bus JUI).....	107
Figura 5.14 Zona de arranque de baja impedancia línea A3040 (Bus JUI).....	109

Figura 5.15 Zonas de protección para línea A3040 (Bus JUI).	110
Figura 5.16 Circuito de estudio línea A3480.....	111
Figura 5.17 Calculo de Infeed para línea A3480 (Bus MMT).	119
Figura 6.1 Modelado final del relevador por comparación direccional de onda superpuesta.	126
Figura 6.2 Oscilografías tomadas de fallas trifásicas.	126

Lista de Tablas

	<i>Página</i>
Tabla 5.1 Parámetros de secuencia de línea A3040.	81
Tabla 5.2 Parámetros de secuencia positiva de línea A3040 compensada.	81
Tabla 5.3 Parámetros de secuencia de la línea A3280.	81
Tabla 5.4 Parámetros de secuencia de la línea A3080.	82
Tabla 5.5 Datos de ajuste de la zona de baja impedancia.....	96
Tabla 5.6 Datos de ajuste de las zonas de protección.....	96
Tabla 5.7 Datos de ajuste de la zona de baja impedancia.....	110
Tabla 5.8. Datos de ajuste de las zonas de protección.....	110
Tabla 5.9 Parámetros de secuencia de línea A3480.	112
Tabla 5.10 Parámetros de secuencia de la línea A3600.	112
Tabla 5.11 Datos de ajuste de la zona de baja impedancia.....	123
Tabla 5.12 Datos de ajuste de las zonas de protección.....	123

Introducción.

En la actualidad, existen diversos relevadores de protección, con diferentes filosofías de operación, las cuales cuentan con capacidades distintas al momento de detectar la gran diversidad de fallas que existen en los sistemas eléctricos de potencia.

Debido a que las líneas de transmisión son los elementos con mayor presencia de fallas en un sistema eléctrico de potencia, conocer los alcances que ofrecen las distintas filosofías de los relevadores de protección empleadas en ellas, siempre será determinante para ofrecer un servicio adecuado del suministro eléctrico.

El propósito de este trabajo es comparar las ventajas de las filosofías de protección más utilizadas en líneas de transmisión, a través de estudios donde se aplican diversas fallas de difícil detección para estas.

En este capítulo se plantean los pasos y objetivos a seguir para primeramente identificar las ventajas de los relevadores y después comparar los resultados obtenidos.

1.1. ANTECEDENTES.

El uso y desarrollo de la energía eléctrica ha permitido a través de la historia, la creación de múltiples aplicaciones y servicios que han impactado positivamente en el crecimiento de diversos sectores económicos y sociales mejorando significativamente la calidad de vida de las personas y su entorno.

Esto no hubiera sido posible, sin la creación de un Sistema Eléctrico de Potencia (SEP) capaz de satisfacer el constante incremento de la demanda eléctrica. Este sistema de potencia es un conjunto de elementos que trabaja de forma coordinada para generar, transportar y distribuir la energía eléctrica desde las centrales de producción hasta los centros de consumo, respetando los márgenes operativos de calidad y confiabilidad establecidos.

Para una sociedad moderna dependiente de la disponibilidad de la energía eléctrica, un suministro eléctrico sin variaciones y sin interrupciones siempre será lo más deseado, pero es claro que, en un Sistema Eléctrico de Potencia, donde existen limitaciones económicas y técnicas, además de factores climatológicos y ambientales que escapan a cualquier tipo de control, esto no puede ser logrado.

Por lo tanto, los encargados de mantener la calidad del suministro eléctrico (forma de onda, amplitud, frecuencia y distorsión armónica), debieron encontrar una solución al hecho de que se presentarían fallas o condiciones anormales aleatorias e inesperadas y que estas deberían ser mitigadas lo más rápido posible evitando la propagación de sus efectos sobre el sistema.

En consecuencia, se creó el relevador de protección, que por definición es un dispositivo eléctrico-electrónico, diseñado para operar bajo ciertas condiciones eléctricas de entrada que, al cumplirse, causan un cambio en la operación de interruptores controlados, modificando un circuito eléctrico asociado, esto con el fin de aislar la sección en falla y minimizar los efectos producidos por estas en el sistema eléctrico de potencia, asegurando la

máxima transferencia de potencia, además de prevenir daños al personal y al equipo conectado. [1, 2]

Los relevadores de protección han pasado por tres etapas de diseño bien definidas que estuvieron estrechamente ligadas al desarrollo tecnológico de cada época. Los primeros relevadores fueron llamados electromecánicos por estar compuestos a partir de bobinas, discos de inducción y partes móviles, le siguieron los relevadores estáticos que fueron construidos a base de bulbos electrónicos, dispositivos magnéticos, elementos semiconductores y compuertas lógicas, y por último, se desarrollaron los relevadores que implementaban computadoras digitales para realizar algoritmos de detección de fallas, los cuales al principio tuvieron dificultades por que las computadoras de la época eran grandes y muy costosas.

Hoy en día la técnica de protección digital está bien consolidada y es un área de investigación activa, su nombre hace referencia al hecho de que todas las operaciones y soluciones están basadas en valores digitales que representan a las señales análogas de entrada, la manipulación de estos valores digitales ofreció una gran variedad de ventajas que optimizaron la operación del relevador y la protección de sistemas eléctricos de potencia.

Por mencionar algunas de estas ventajas sobre sus predecesores, el relevador digital contienen menos componentes y menos conexiones, la mayoría de los cambios de diseño implican solamente modificaciones de software, los datos almacenados no se deterioran a menos que haya una falla en el equipo, tienen capacidad de autodiagnóstico, tienen una gran flexibilidad funcional ya que pueden realizar tareas de medición, control y supervisión, tienen capacidad de comunicación con otros equipos digitales y pueden constituir la base de una protección adaptiva, además de permitir la extracción de un reporte de las mediciones de sus entradas y la respuesta que tubo ante ellas. [1, 2]

En el mercado se manejan relevadores digitales con diferentes filosofías de protección, encargados de proteger diferentes zonas de un sistema de potencia, ya sea para

generadores, transformadores, buses, líneas, capacitores y/o reactores, así como para cualquier equipo grande (motores, cargas estáticas, etc.) conectado al sistema de potencia.

Es sabido que, aunque las fallas pueden generarse en cualquiera de los elementos que componen a los sistemas eléctricos de potencia, los elementos mayormente expuestos a fallas o perturbaciones, son las líneas de transmisión, aproximadamente el 95% de todas las fallas en el sistema de potencia se generan en ellas, debido a que cubren grandes extensiones de distancia estando expuestos a condiciones climatológicas y ambientales del lugar donde se encuentran. [1, 2, 3]

En varios países la protección de líneas de transmisión es una tarea bien definida, en México el uso de esquemas de protección por norma, para niveles de voltaje de 230 y 400 kV contempla el uso de dos protecciones primarias (P1 y P2), una protección de respaldo (PR) y una protección de falla de interruptor (50FI), las cuales deben tener diferente filosofía de operación para respaldar la protección en la zona deseada ante una falla de difícil detección para algún relevador. [1, 4]

Algunas de las protecciones primarias y de respaldo más utilizadas son, la protección de distancia (21L), la protección de comparación direccional (85L) y la protección diferencial de línea (87L), conocer sus alcances y limitaciones se vuelve indispensable para cualquier ingeniero de protecciones que desee proteger una línea de transmisión. [1, 4]

Una de las mayores dificultades y por la cual la protección de líneas de transmisión está considerada como una de las más complejas aplicaciones que tiene la protección eléctrica, es el de contemplar el gran volumen de información y factores que influyen en la elección y ajuste de los relevadores, la variedad de configuraciones y niveles de voltaje que pueden existir en la topología de red han dificultado la detección precisa de las fallas, por lo cual se deben realizar estudios que permiten corroborar y encontrar soluciones eficientes a la problemática presente en las líneas de transmisión.

Uno de estos estudios y en el cual se enfocará este trabajo será el de realizar pruebas de laboratorio a los relevadores de protección primarios de líneas de transmisión. Estas pruebas consisten en aplicar a las entradas de los relevadores, señales de voltaje y corriente similares a las encontradas cuando ocurre una falla en una línea de transmisión, para de esta forma observar la respuesta de los relevadores ante las señales de falla.

Estas señales generalmente se obtienen al simular los elementos del sistema eléctrico de potencia que intervienen en la falla, mientras más cercano sea el modelo con todos sus parámetros a lo utilizado en el ámbito laboral, mayor será la aproximación a la falla verdadera.

Lo buscado con estas pruebas es identificar las ventajas de cada relevador ante determinado escenario en una línea de transmisión.

1.2. PLANTEAMIENTO DEL PROBLEMA.

La búsqueda por satisfacer la demanda de energía eléctrica ha traído consigo el incremento en la complejidad de los diferentes escenarios presentes en las líneas de transmisión, líneas de dos o más conductores, líneas de doble circuito, líneas con compensación serie, por mencionar algunas configuraciones que dificultan la selección y ajuste de los relevadores a utilizar.

Aunado a esto, las líneas de transmisión son los elementos del sistema eléctrico de potencia con mayor presencia de fallas, junto a la gran cantidad de configuraciones de red que existen, forman una gran diversidad de fallas, que si bien, los relevadores son eficientes para una gran cantidad de ellas, en casos particulares se tienen dificultades que exponen al sistema.

Por ejemplo, una protección de distancia (21L) basada en el comportamiento de la impedancia vista en la ubicación del relevador hasta donde ocurre la falla, tiene dificultades en la detección de arcos de alta impedancia generados por contaminación o por rose de alguna rama de árbol con la línea de transmisión, generando desequilibrio en el funcionamiento del sistema. [1]

Además, en la práctica, es común encontrar relevadores de diferentes fabricantes con la misma filosofía de protección, pero con algoritmos de detección y diseños de construcción distintos, esto ha evidenciado que alguno se distinga por ofrecer una mayor precisión que otro ante la diversidad de escenarios y fallas que se pueden encontrar.

Por lo tanto, un área tan crítica como lo son las líneas de transmisión, se requiere estar preparado con la mejor elección posible ante cualquier contingencia que se presente, por lo cual se vuelve de vital importancia conocer los alcances de los relevadores a utilizar ante diferentes configuraciones de línea y fallas de difícil detección.

1.3. JUSTIFICACIÓN.

La interrupción del suministro eléctrico tiene un impacto muy grande en la actividad económica y social de un país, usualmente, el costo de las pérdidas en producción es mayor que el costo de los daños físicos en el equipo involucrado en una falla eléctrica. Por lo tanto, se debe asegurar que los esquemas de protección respondan adecuadamente en caso de cualquier contingencia que se presente.

El uso de equipo de prueba especializado y el modelado de redes con parámetros típicamente usados, son herramientas eficientes que permiten corroborar el funcionamiento de los relevadores ante una determinada situación y de esta forma ajustar si es necesario los parámetros que beneficien la detección ante determinadas fallas.

1.4. OBJETIVOS.

1.4.1. Objetivo general.

Identificar las ventajas que ofrecen los relevadores de protección digital de distancia (21L), comparación direccional (85L) y diferencial de línea (87L), ante diferentes fallas de difícil detección simuladas y aplicadas con equipo de prueba en el laboratorio.

1.4.2. Objetivos específicos.

Modelar en el software ATPDraw segmentos de red de 400 kV con valores típicamente usados en el área laboral, que contemple los siguientes elementos:

- Líneas cortas, medianas y largas.
- Líneas de transmisión de dos o más conductores.
- Líneas de transmisión de doble circuito.
- Líneas con compensación serie.
- Transformadores de instrumentos.

Contemplar los siguientes escenarios de falla en las líneas de transmisión modeladas:

- Fallas de alta impedancia.
- Fallas simultaneas.
- Fallas evolutivas (cross country).
- Fallas con baja aportación de corriente.
- Fallas en líneas con compensación serie.

El equipo con el cual se harán las pruebas a los relevadores es el generador Omicron. Para reproducir las señales de las fallas de los circuitos modelados, es necesario convertir los archivos pl4 de las señales de corriente y voltaje obtenidos, en archivos Comtrade compatibles con el equipo Omicron.

Calcular los ajustes de los siguientes relevadores, referidos a las líneas modeladas:

- ABB 316*4 Protección de distancia (21L/21N)
- ALSTOM LFDC 101 Protección de comparación direccional por onda superpuesta (85L)
- ABB 551 Protección diferencial de línea (87L)

Identificar las ventajas que presentan los relevadores anteriores ante la aplicación de las señales de falla obtenidas de las simulaciones de red.

Estos equipos forman parte del laboratorio de la Maestría en Ingeniería Eléctrica del ITCM.

1.5. HIPÓTESIS.

Es posible identificar las ventajas de los relevadores de protección examinados, mediante estudios que apliquen señales de corriente y voltaje a sus entradas y monitoreen la respuesta a sus salidas, esto a través de equipo de prueba especializado, que reproduzca adecuadamente señales seleccionadas de simulaciones hechas en software especializado con valores típicamente usados de redes de transmisión.

1.6. ALCANCES Y LIMITACIONES.

El modelado realizado de los diferentes elementos de red, pueden ser utilizados como referencia para diferentes estudios que involucren transitorios en líneas de transmisión.

El cálculo de ajustes de los relevadores, al ser basados en normas actuales, pueden ser tomados como referencia para el ajuste de otras protecciones con el mismo principio de operación.

Las pruebas realizadas a los relevadores con el equipo Omicron son la mejor opción para observar el comportamiento de los relevadores ante diferentes tipos de fallas, este procedimiento puede ser tomado como referencia para futuros estudios ya sea en el ámbito escolar o laboral.

Gracias a la capacidad de oscilografías y registro secuencial de eventos de los relevadores de protección, así como por los registradores de falla, instalados en las subestaciones, se pueden comparar las fallas simuladas y fallas reales obtenidas de estos equipos.

Existen limitaciones con la precisión de las simulaciones debido a no tener los valores de placa de los elementos.

Referencias

- [1] Durón Mendoza J. J., Notas del Curso Protecciones Eléctricas. División de Estudios de Posgrado e Investigación, Maestría en Ingeniería Eléctrica, ITCM. Cd. Madero, Tamps., agosto-diciembre, 2014.
- [2] Filosofías y Principios Básicos de Protecciones. CFE. México, 2002.
- [3] Ramírez Alanís M. S., Protección de Sistemas Eléctricos de Potencia. Facultad de Ingeniería Mecánica y Eléctrica, UANL. San Nicolás de los Garza, N.L., julio 2005.
- [4] Esquemas Normalizados de Protecciones para Líneas de Transmisión y Subtransmisión. Norma NRF-041, CFE. México, 2013.
- [5] Criterios de Ajuste y Coordinación de Protecciones para Líneas de Transmisión, Subtransmisión y Cables de Potencia, CFE. México, 2014.

Marco Teórico.

Este capítulo se divide en tres partes:

Primero, se presenta un resumen sobre líneas de transmisión aéreas trifásicas simples y de doble circuito que indica, como calcular los parámetros de impedancia serie y admitancia paralelo, además de otros parámetros, y las formas en que se representan estas.

Segundo, se resumen las fallas más comunes en líneas de transmisión y las fallas de difícil detección propuestas en el capítulo uno, fallas de alta impedancia, fallas cross country, fallas evolutivas, fallas en líneas con compensación serie y fallas de baja aportación de corriente.

Tercero, se realiza un resumen de las protecciones digitales de líneas de transmisión, su estructura y su filosofía general, así como un resumen las bases teóricas de los principios de operación de los relevadores de protección de distancia, diferencial de línea y comparación direccional por onda superpuesta, que se propusieron para estudio en este trabajo.

2.1. LÍNEAS DE TRANSMISIÓN. [1]

Una línea de transmisión es el medio por el cual se transporta energía eléctrica entre dos puntos del sistema de potencia, comúnmente a grandes distancias y según se requiera en un sentido u otro. Estas líneas, pueden ser diseñadas aéreas o subterráneas y pueden transportar energía de corriente alterna (c.a.) o directa (c.d.), dependiendo de las ventajas técnicas y económicas que ofrezcan para determinado escenario de transmisión.

Así mismo, los niveles altos (HV) y extra altos (EHV) de voltaje que manejan las líneas de transmisión, están pensados en la forma más económicamente eficiente de transportar la potencia eléctrica a grandes distancias, contemplando factores mecánicos, eléctricos y ambientales.

En México, existen redes malladas de líneas de transmisión con niveles de voltaje ya establecidos que clasifican a las líneas en áreas por la función que realizan, las cuales se pueden identificar como sigue:

a) Líneas de transmisión.

Con niveles de extra alta tensión (EHV), de 230 kV, 400 kV y mayores, son líneas que enlazan las centrales generadoras con los centros de distribución o de consumo. [2]

b) Líneas de subtransmisión.

Con niveles de alta tensión (HV), que van desde 69 kV hasta 161 kV, son líneas de menor distancia que las líneas de transmisión, que además han pasado por varios puntos de la red tales como las subestaciones. [2]

c) Líneas de distribución.

Con niveles de media tensión (MV), que van desde 2.4 kV hasta 34.5 kV, son líneas que salen de las subestaciones de distribución hasta los centros de consumo. [2]

Actualmente, las líneas aéreas trifásicas con transmisión de c.a. son las más utilizadas, su composición básicamente está formada por conductores, aisladores, hilos de guarda y estructuras metálicas, que aíslan y dan soporte a la línea, como se muestra en la figura 2.1.

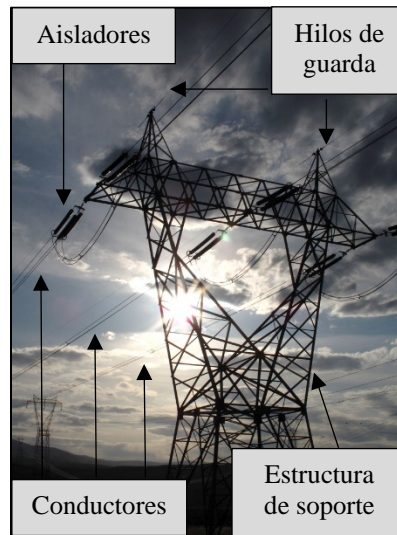


Figura 2.1 Estructura básica de una línea de transmisión aérea.

Es importante agregar, que los conductores están formados por capas de hilos trenzados de acero, aluminio y aleaciones de aluminio, y que la cantidad de conductores utilizados por fase en una línea de transmisión, variará dependiendo del nivel de voltaje aplicado y la cantidad de potencia transmitida.

En el mercado existen conductores con diferentes combinaciones de hilos trenzados, que derivan en diferentes propiedades mecánicas y eléctricas. Estos conductores son identificados por sus iniciales en inglés:

AAC	conductor todo de aluminio
AAAC	conductor todo de aleación de aluminio
ACSR	conductor de aluminio con alma de acero
ACAR	conductor de aluminio con alma de aleación
ACS	conductor de acero revestido de aluminio

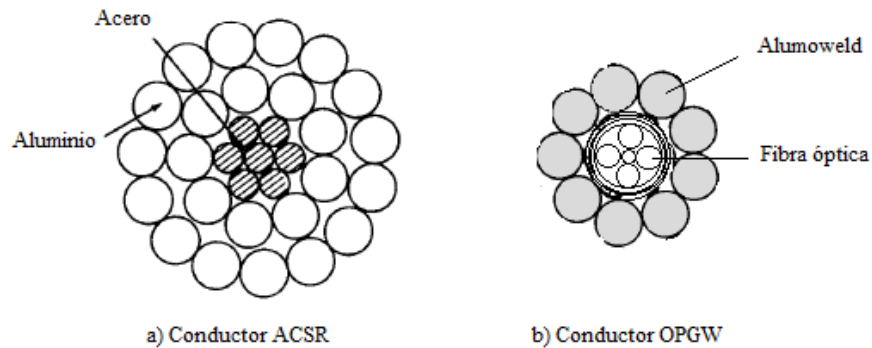


Figura 2.2 Sección transversal de conductores

Otro elemento importante de los mencionados anteriormente, son los hilos de guarda, ubicados arriba de los conductores de fase, sirven para proteger a estos últimos contra descargas atmosféricas. Son conectados a tierra en la torre provocando que cuando un rayo choca contra ellos, fluya hacia tierra sin causar daños. Suelen ser de acero de alta o extra alta resistencia mecánica, alumoweld (ACS) o de aluminio reforzado (ACSR) con secciones transversales mucho menores que la de los conductores de las fases. [3]

En la actualidad a los hilos de guarda, se les ha dado otra función que la de solo protección contra descargas atmosféricas. Con el uso de un nuevo tipo de conductor llamado OPGW (optical ground wire), se ha aprovechado el tendido paralelo con la línea de transmisión para comunicación de datos. Esta red de comunicación, principalmente es utilizada en monitoreo y control de elementos importantes del Sistema Eléctrico Nacional (generadores, subestaciones, nodos, etc.) y para comunicación de los relevadores de protección utilizados en las líneas de transmisión.

Todos estos conductores, con diferentes características mecánicas y eléctricas, son concentrados por los fabricantes, en tablas que comúnmente se encuentran en unidades del sistema inglés. Estas tablas, enlistan los nombres con los que se identifican a los conductores, junto con áreas transversales, diámetros, resistencias y reactancias inductivas y capacitivas por unidad de longitud que en estos casos sería en ohm-milla (Ω/mi).

2.1.1. Parámetros de una línea de transmisión trifásica. [1]

Son cuatro los parámetros básicos que afectan la correcta transferencia de energía a través de las líneas de transmisión: resistencia, inductancia, capacitancia y conductancia. Ya que estos parámetros se encuentran distribuidos a lo largo de todos los conductores que conforman la línea, se vuelve indispensable identificarlos y calcularlos para determinar el comportamiento que tendrán los voltajes y las corrientes a través de las líneas de transmisión.

Se debe dejar en claro, que dependiendo del tipo de distribución que tengan los conductores en las estructuras que los soportan, y la cantidad de circuitos con los que se acoplen a lo largo de la longitud de toda la línea, serán los valores totales de los parámetros utilizados para estos cálculos. En la figura 2.3 se observan diferentes distribuciones de conductores en torres de transmisión.

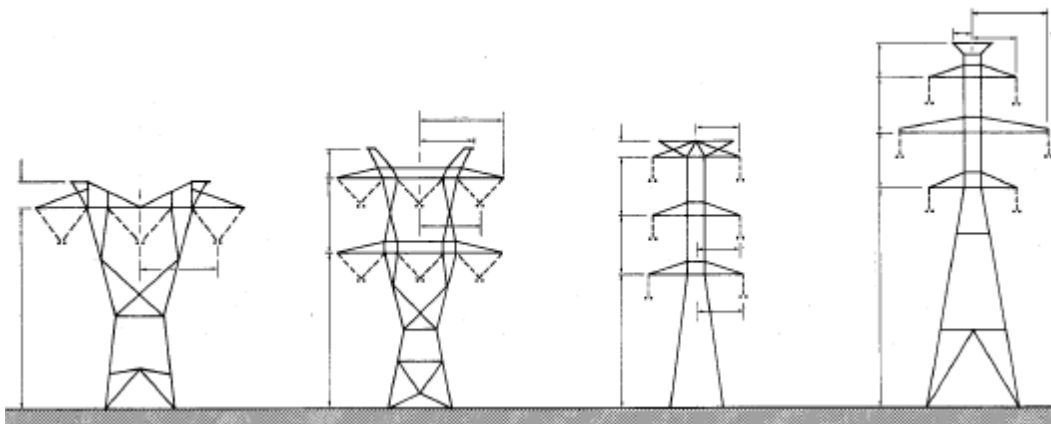


Figura 2.3 Distribución asimétrica de conductores en estructuras de uso común.

2.1.1.1. Resistencia. [1]

Definida como la oposición al paso de la corriente, la *resistencia de corriente directa* (R_{cd}), es directamente dependiente de la resistividad del material con el que estén hechos los conductores (ρ_T), su temperatura, la longitud (l) por la que circule la corriente y su área transversal (A), como se muestra en la ecuación (2.1).

$$R_{ca} = \frac{\rho_T l}{A} \quad [\Omega/m] \quad (2.1)$$

A corriente continua o alterna de muy baja frecuencia, la sección transversal de un conductor circular conduce corriente de forma uniforme. A medida que la frecuencia de la corriente aumenta, la uniformidad de la densidad de corriente se desplaza a zonas exteriores del conductor, llegando a conducir solo la superficie a frecuencias muy altas. A este fenómeno se le llama *efecto piel*.

Este fenómeno es el causante de la variación de la resistencia eléctrica en un conductor y provoca que la *resistencia efectiva o de corriente alterna* (R_{ca}) sea mayor que la resistencia de corriente directa. Esto se vuelve muy perjudicial, debido a que la causa más importante de *pérdidas de potencia* (P_{loss}) en las líneas de transmisión, es la resistencia efectiva, lo cual se puede determinar a partir de la ecuación (2.2).

$$R_{ca} = \frac{P_{loss}}{|I|^2} \quad [\Omega/m] \quad (2.2)$$

Como fue mencionado anteriormente, las líneas de transmisión cuentan con varios conductores agrupados geoméricamente por fase que, dependiendo del número de ellos, modificaran algunos parámetros de la línea.

Para calcular la resistencia promedio (R) en toda longitud de la línea de transmisión, el valor de R_{ca} por unidad de longitud, calculado o tomado de las tablas de conductores, será multiplicado por la longitud total (L_T) de la línea, entre el número de conductores en el agrupamiento (n).

$$R = \frac{R_{ca} * L_T}{n} \quad [\Omega] \quad (2.3)$$

2.1.1.2. Inductancia. [1]

La *inductancia* en una línea de transmisión trifásica transpuesta, se puede encontrar con la suma de los flujos magnéticos internos y externos que convergen entre sí en los conductores, producidos por la corriente alterna que fluye a través de ellos. Estos flujos magnéticos, se ven influenciados por el número de conductores por fase, su tipo de agrupamiento, la distancia que existe entre ellos dentro de este agrupamiento, y la distancia entre fases. Entonces la inductancia por unidad de longitud (metros), se calcula con la ecuación (2.4).

$$L = 2 \times 10^{-7} \ln \left(\frac{D_E}{RMG_L} \right) \quad [H/m] \quad (2.4)$$

Donde D_E es el *equivalente de la distancia media geométrica* entre fases para conductores agrupados en líneas trifásicas, el cual se calcula con la distancia entre los centros que forman los agrupamientos de conductores en cada fase, como se muestra en la figura 2.4, en esta figura se puede observar una línea trifásica con dos conductores por fase, la distancia que existe entre centros de fases (D) y la distancia entre conductores por fase (d).

$$D_E = \sqrt[3]{D_{12}D_{23}D_{31}} \quad [m] \quad (2.5)$$

El valor RMG_L es el *radio medio geométrico del agrupamiento de conductores*, utilizado para el cálculo de la inductancia en líneas trifásicas. Dependiendo del número de conductores en el agrupamiento de las fases, será la ecuación a utilizar para su cálculo. Estas ecuaciones utilizan el *radio medio geométrico (RMG)* del tipo de conductor en las líneas, que se obtiene de las tablas proporcionadas por los fabricantes, además de la distancia (d) que existe entre conductores de un agrupamiento por fase, anteriormente dicho.

Entonces, para el cálculo del RMG_L de 2 conductores agrupados por fase se tiene:

$$RMG_L = \sqrt[2]{RMG * d} \quad [m] \quad (2.6)$$

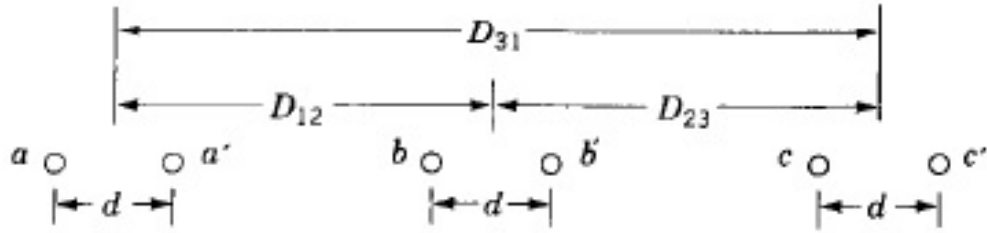


Figura 2.4 Ejemplo de una línea trifásica asimétrica de dos conductores.

RMG_L para 3 conductores agrupados por fase.

$$RMG_L = \sqrt[3]{RMG * d^2} \quad [m] \quad (2.7)$$

RMG_L para 4 conductores agrupados por fase.

$$RMG_L = 1.09 * \sqrt[4]{RMG * d^3} \quad [m] \quad (2.8)$$

Para calcular la *reactancia inductiva* (X_L) a partir de la inductancia por unidad de longitud calculada en la ecuación (2.4), es necesario multiplicarla por la frecuencia angular ($2\pi f$), donde f es igual a 60 Hz, como se muestra en la ecuación (2.9).

$$X_L = 2\pi fL \quad [\Omega/m] \quad (2.9)$$

No se debe confundir con la reactancia inductiva X_a encontrada en las tablas proporcionadas por los fabricantes, ya que ese valor es la reactancia para un conductor sólido de una línea monofásica a un pie de espaciamiento.

Si se desea obtener la inductancia o reactancia de toda la longitud de la línea, los valores obtenidos en las ecuaciones (2.4) y (2.9), se multiplicarán por la longitud total en la base de unidades adecuada.

2.1.1.3. Capacitancia. [1]

La *capacitancia al neutro* de una línea de transmisión trifásica transpuesta, se puede encontrar con la suma de las cargas, producidas por los flujos eléctricos, que convergen entre sí en los conductores a partir de la diferencia de potencial aplicada entre ellos y entre neutro. Estos flujos eléctricos, se ven influenciados por el tamaño de los conductores, el número de ellos por fase, la distancia que existe entre cada uno y el tipo de aislante que los separa, como se muestra en la ecuación (2.10).

$$C = \frac{2\pi k}{\ln\left(\frac{D_E}{RMG_C}\right)} \quad [F/m] \quad (2.10)$$

Donde k es el valor de la permeabilidad en líneas aéreas (8.85×10^{-12} F/m), D_E es el valor del equivalente de la distancia media geométrica calculado en la ecuación (2.5) y RMG_C es el radio medio geométrico del agrupamiento de conductores para capacitores. Para calcular el RMG_C se utilizan ecuaciones similares a las del RMG_L para la inductancia, solo que ahora en lugar de utilizar el radio medio geométrico del tipo de conductores, se utilizará su radio externo (r).

Entonces, para el cálculo del RMG_C para 2 conductores agrupados por fase se tiene:

$$RMG_C = \sqrt[2]{r * d} \quad [m] \quad (2.11)$$

RMG_C para 3 conductores agrupados por fase.

$$RMG_C = \sqrt[3]{r * d^2} \quad [m] \quad (2.12)$$

RMG_C para 4 conductores agrupados por fase.

$$RMG_C = 1.09 * \sqrt[4]{r * d^3} \quad [m] \quad (2.13)$$

Para obtener la *reactancia capacitiva* (X_C) a partir de la capacitancia calculada en la ecuación (2.10), se debe multiplicar por la frecuencia angular y calcular su inverso, como se muestra en la ecuación (2.14).

$$X_C = \frac{1}{2\pi f C} \quad [\Omega/\text{m}] \quad (2.14)$$

No se debe confundir con la reactancia capacitiva $X_{a''}$ encontrada en las tablas proporcionadas por los fabricantes, ya que ese valor es la reactancia para un conductor sólido de una línea monofásica a un pie de espaciamento.

Si se desea obtener la inductancia o reactancia de toda la longitud de la línea, los valores obtenidos en las ecuaciones (2.10) y (2.14), se dividen entre la longitud total en la base de unidades adecuada.

2.1.1.4. Conductancia. [3]

El cuarto parámetro, la *conductancia*, es la pérdida de potencial entre conductores o entre conductores y tierra, estas pérdidas se presentan debido a las corrientes de fuga en los aisladores de líneas aéreas y al efecto corona del conductor. La *corriente de fuga* del aislador depende de la cantidad de suciedad, sal y otros contaminantes que se hayan acumulado sobre los aisladores, así como por factores climatológicos, en particular la presencia de humedad. El *efecto corona* ocurre cuando un valor elevado de la intensidad del campo eléctrico en la superficie de un conductor hace que el aire se ionice eléctricamente y se vuelva conductor. La pérdida de potencia real debido al efecto corona, depende de las condiciones climatológicas, en particular la lluvia, y de las irregularidades en la superficie del conductor.

Las pérdidas debido a la fuga en el aislador y al efecto corona suelen ser pequeñas en comparación con la pérdida I^2R en el conductor. La conductancia suele despreciarse en los estudios de sistemas de potencia porque es un componente muy pequeño de la admitancia en derivación.

2.1.2. Parámetros de líneas paralelas. [1]

Las líneas paralelas son dos circuitos trifásicos idénticos en construcción que operan en paralelo lo suficientemente cerca como para que exista acoplamiento entre ellos. En la figura 2.5 se muestra un arreglo típico de líneas trifásicas con circuitos paralelos que están en la misma torre.

Para obtener la inductancia promedio y la capacitancia al neutro de este circuito, es necesario tomar el conjunto de conductores agrupados por fase, como si fuera un solo conductor que representa a todo el agrupamiento, respetando la ubicación del centro del agrupamiento, el *RMG* de los conductores utilizados y el radio externo (*r*) de estos.

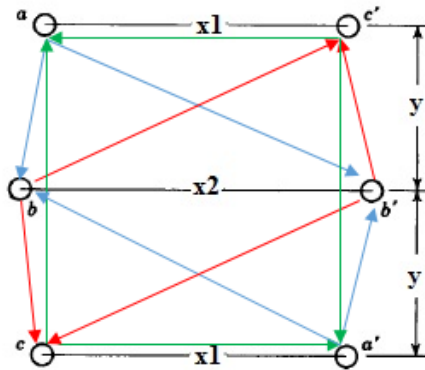


Figura 2.5 Arreglo típico de conductores de líneas trifásicas paralelas.

2.1.2.1. Inductancia en líneas paralelas. [1]

Debido a la influencia que tiene el circuito paralelo sobre el flujo magnético para el cálculo de la inductancia promedio de las líneas en las torres, se deben contemplar los conductores de ambos circuitos. Tomando como base el cálculo de la ecuación (2.4), se tiene:

$$L_P = 2 \times 10^{-7} \ln \left(\frac{D_P}{RMG_L^P} \right) \quad [H/m] \quad (2.15)$$

Donde D_p es el equivalente de la distancia media geométrica entre fases de los conductores de ambos circuitos, similar al de la ecuación (2.5), solo que esta requiere que la distancia entre fases sea calculada por el método del *DMG* para ambos circuitos.

$$D_p = \sqrt[3]{DMG_{ab}DMG_{bc}DMG_{ca}} \quad [m] \quad (2.16)$$

La DMG_{ab} , que es la distancia media geométrica entre las fases a-b. Se calcula con las distancias entre conductores de ambos circuitos, en color azul sobre la figura 2.5, como se muestra en la ecuación (2.17).

$$DMG_{ab} = \sqrt[4]{D_{ab}D_{ab'}D_{a'b}D_{a'b'}} \quad [m] \quad (2.17)$$

Para las distancias medias entre las fases b-c y c-a, en color rojo y verde sobre la figura 2.5, se tiene:

$$DMG_{bc} = \sqrt[4]{D_{bc}D_{bc'}D_{b'c}D_{b'c'}} \quad [m] \quad (2.18)$$

$$DMG_{ca} = \sqrt[4]{D_{ca}D_{ca'}D_{c'a}D_{c'a'}} \quad [m] \quad (2.19)$$

Para el cálculo del RMG_L^P , el cual es el radio medio geométrico para líneas paralelas, se utilizará una ecuación similar a la ecuación (2.16), que se muestra en la ecuación (2.20).

$$RMG_L^P = \sqrt[3]{RMG_{aa'}RMG_{bb'}RMG_{cc'}} \quad [m] \quad (2.20)$$

Esta ecuación cambia las distancias medias (DMG_{ab} , DMG_{bc} , DMG_{ca}) que se utilizan para formarlas, por un equivalente de la ecuación (2.6) el cual es el cálculo de una *RMG* de dos conductores, similar a los encontrados por fase en la representación de circuitos paralelos.

Estos equivalentes se definen con las distancias que hay entre conductores de las mismas fases ($a - a'$, $b - b'$, $c - c'$), como se muestra en la representación común de circuitos paralelos en la figura 2.5.

Entonces, para los conductores equivalentes de cada fase se tiene:

$$RMG_{aa'} = \sqrt[2]{RMG * d_{aa'}} \quad [m] \quad (2.21)$$

$$RMG_{bb'} = \sqrt[2]{RMG * d_{bb'}} \quad [m] \quad (2.22)$$

$$RMG_{cc'} = \sqrt[2]{RMG * d_{cc'}} \quad [m] \quad (2.23)$$

Los cuales se sustituyen en la ecuación (2.20).

Las ecuaciones (2.16) y (2.20) se sustituyen en (2.15) para obtener la inductancia promedio por unidad de longitud en líneas de doble circuito.

2.1.2.2. Capacitancia en líneas paralelas. [1]

Al igual que para la inductancia en circuitos paralelos, los conductores en una línea con circuito doble influyen en el cálculo de la capacitancia, debido al aumento de líneas de flujo eléctrico que convergen sobre los conductores en una misma torre. Tomando como base el cálculo para la capacitancia de la ecuación (2.10), se tiene:

$$C = \frac{2\pi k}{\ln\left(\frac{D_p}{RMG_C^P}\right)} \quad [F/m] \quad (2.24)$$

Donde D_p es el mismo valor que el utilizado para la inductancia de circuitos dobles, por lo tanto, se sigue el mismo procedimiento que la ecuación (2.16). Para el cálculo del valor RMG_C^P , se sigue el mismo procedimiento que el utilizado en la inductancia de la ecuación (2.20), solo que a las ecuaciones que la forman (2.21), (2.22) y (2.23), se les cambia el valor RMG por el valor del radio externo de los conductores (r) en las fases.

$$RMG_C^P = \sqrt[3]{RMG_{aa}^C \cdot RMG_{bb}^C \cdot RMG_{cc}^C} \quad [m] \quad (2.25)$$

$$RMG_{aa'}^C = \sqrt[2]{r * d_{aa'}} \quad [m] \quad (2.26)$$

$$RMG_{bb'}^C = \sqrt[2]{r * d_{bb'}} \quad [m] \quad (2.27)$$

$$RMG_{cc'}^C = \sqrt[2]{r * d_{cc'}} \quad [m] \quad (2.28)$$

Las ecuaciones (2.16) y (2.25) se sustituyen en (2.24) para obtener la capacitancia al neutro de las líneas de doble circuito. Si se desea la capacitancia al neutro en toda la longitud de la línea, se dividirá este valor (ecuación (2.24)), entre la longitud total.

2.1.3. Parámetros secundarios de una línea de transmisión. [1]

Existen otros parámetros de líneas, obtenidos a partir del estudio de las ecuaciones diferenciales de voltaje y corrientes de líneas de transmisión con parámetros distribuidos que facilitan el entendimiento del comportamiento de estas. Como, por ejemplo:

2.1.3.1. Impedancia característica de la línea (Z_c). [1]

La impedancia característica se puede definir como la relación de la diferencia de potencial aplicada y la corriente absorbida por una línea de transmisión, siendo esta de longitud infinita. La impedancia característica se mantiene constante aun cuando la generación o la carga conectada a esta se modifiquen, además es independiente de la longitud.

Si se define a esta para una línea sin pérdidas, donde la resistencia y la conductancia en derivación se desprecian, la frecuencia no le afecta, ya que solo depende de parámetros tales como el tipo de conductor y la configuración que se le dé a este dentro de la línea de transmisión.

$$Z_c = \frac{1}{Y_c} = \sqrt{\frac{z}{y}} \quad (2.29)$$

2.1.3.2. Constante de propagación (γ). [1]

La constante de propagación es la atenuación y el desfase que sufre una onda al desplazarse en una línea de transmisión. La constante de propagación está formada por la constante de atenuación (α), que se mide en nepers por unidad de longitud, y la parte en cuadratura que se llama constante de fase (β), que se mide en radianes por unidad de longitud.

$$\gamma = \alpha + j\beta = \sqrt{zy} \quad (2.30)$$

2.1.3.3. Longitud de onda (λ). [1]

Una longitud de onda, es la distancia entre dos puntos de una onda a lo largo de la línea que difieren 360° o 2π radianes en fase. Para una línea aérea sin pérdidas se tiene una longitud de onda aproximada de 3000 millas a una frecuencia de 60 Hz.

$$\lambda = \frac{2\pi}{\beta} \quad (2.31)$$

2.1.3.4. Velocidad de propagación de onda. [1]

Es la velocidad del desplazamiento de una onda sobre una línea de transmisión. Para una línea aérea sin pérdidas a 60 Hz, la velocidad de propagación es muy cercana a la velocidad de la luz en el aire, aproximadamente 186000 millas/s o 3×10^8 m/s.

$$Velocidad = \lambda f = \frac{2\pi f}{\beta} \quad (2.32)$$

2.1.4. Representación de líneas de transmisión. [1]

2.1.4.1. Circuito nominal PI. [1]

Las líneas de transmisión se pueden representar de forma práctica y sencilla, usando un modelo de parámetros concentrados monofásico llamado circuito nominal PI, estos permiten obtener valores aproximados de voltajes y corrientes en las líneas de transmisión.

Este modelo de parámetros concentrados, permite clasificar a las líneas de transmisión conforme a la relación que existe entre la longitud de la línea y la relevancia que adquiere la capacitancia al incrementar esta última. Se clasifican como sigue:

- Línea corta menores a 80 km
- Línea mediana de 80 km a 240 km
- Línea larga mayores a 240 km

La representación de este circuito nominal PI, se puede observar en la figura 2.6, donde para facilidad de cálculos, se utiliza la admitancia paralelo (Y), la cual desprecia la conductancia en derivación (G) dejando solo la capacitancia al neutro (C).

Si una línea aérea, se clasifica como corta, la capacitancia en derivación, es tan pequeña que se puede omitir por completo con una pérdida de exactitud pequeña y solo se requiere considerar la resistencia (R) y la inductancia (L) en serie para la longitud total de la línea. Una línea de longitud media, idéntica a la figura 2.6, se puede representar con suficiente exactitud con R y L como parámetros concentrados, con la mitad de la capacitancia al neutro de la línea concentrada en cada terminal del circuito equivalente, en este caso admitancia.

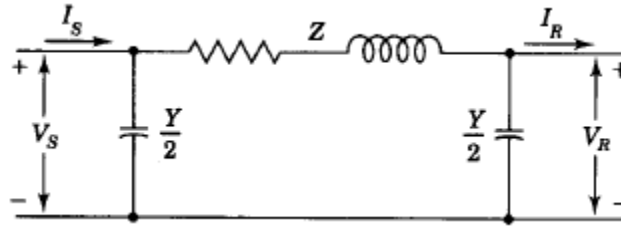


Figura 2.6 Circuito nominal PI.

El uso de parámetros concentrados tiene buenos resultados de exactitud en líneas cortas y medianas, en líneas que tiene más de 240 km se requiere de cálculos en términos de constantes distribuidas si se necesita un alto grado de exactitud, aunque para algunos propósitos, se puede usar una representación de parámetros concentradas para líneas hasta de 320 km de largo.

2.1.4.2. Parámetros ABCD. [1]

Otra conveniente forma de representar la línea de transmisión de la figura 2.6, es la usada como ecuaciones de una red de dos puestos. Estas ecuaciones son escritas como:

$$\begin{bmatrix} V_S \\ I_S \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} A & B \\ C & D \end{bmatrix} \begin{bmatrix} V_R \\ I_R \end{bmatrix} \quad (2.33)$$

Para el caso donde la línea de transmisión es representada como un circuito simétrico PI, que tiene una susceptancia igual a cada extremo de la línea, se tiene:

$$A = D = \cosh \gamma l = \frac{ZY}{2} + 1 \quad (2.34)$$

$$B = Z_c \sinh \gamma l = Z \quad (2.35)$$

$$C = Y_c \sinh \gamma l = Y \left(1 + \frac{ZY}{4} \right) \quad (2.36)$$

2.1.4.3. Circuito equivalente PI para líneas largas. [1]

Para líneas de transmisión largas, el circuito equivalente PI es preferido que el circuito nominal PI, para representación de sistemas de transmisión en estudios. Esto se puede representar a partir de:

$$Z' = Z_C \sinh \gamma l = B \tag{2.37}$$

$$\frac{Y'}{2} = \frac{\cosh \gamma l - 1}{Z_C \sinh \gamma l} \tag{2.38}$$

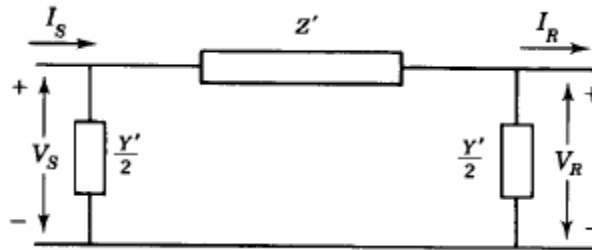


Figura 2.7 Circuito equivalente PI para líneas largas.

Este nuevo circuito equivalente es necesario representarlo con todos los parámetros ABCD, por lo tanto, se tiene:

$$A = D = 1 + \frac{Z'Y'}{2} \tag{2.39}$$

$$C = Y \left(1 + \frac{Z'Y'}{4} \right) \tag{2.40}$$

2.1.5. Carga de la impedancia de sobrevoltaje. [1]

La *cargabilidad de la impedancia de sobrevoltaje* (CIS), o surge impedance loading (SIL), de una línea es la potencia entregada por ella a una carga puramente resistiva que es igual a la impedancia de sobrevoltaje (impedancia característica de una línea de transmisión sin pérdidas).

$$CIS = \frac{|V_{LL}|^2}{\sqrt{L/C}} \text{ MW} \quad (2.41)$$

Donde $|V_{LL}|$ es el voltaje línea a línea en la carga en kV. Debido a que la carga es puramente resistiva, (carga natural de la línea). Cuando la línea está cargada la corriente que suministra es:

$$|I_L| = \frac{|V_{LL}|}{\sqrt{3} * \sqrt{L/C}} \text{ MW} \quad (2.42)$$

2.1.6. Compensación serie de líneas de transmisión. [1]

La *compensación serie* consiste en un banco de capacitores colocado en serie con cada conductor de fase de la línea. Su objetivo es el de reducir la impedancia serie (reactancia inductiva específicamente) de la línea, para disminuir la caída de voltaje (donde estén conectados los capacitores) y aumentar la capacidad de transmisión de potencia en ella.

Supóngase una línea de transmisión simétrica con generadores a ambos extremos V_S y V_R , respectivamente, sin compensación. La potencia máxima transmitida por esta línea, normalmente sería $P_{max} = (V_S * V_R) / X_L$, donde X_L es la reactancia total de la línea. Si agregamos compensación serie capacitiva (X_C), que modifique la impedancia total de la línea, la potencia máxima transmitida ahora quedaría como la ecuación (2.38):

$$P_{max} = \frac{V_S * V_R}{(X_L - X_C)} \quad (2.43)$$

Se puede determinar el porcentaje de compensación con la ecuación (2.39).

$$\% \text{ Compensación} = \frac{X_C}{X_L} \quad (2.44)$$

Se debe tener cuidado con el grado de compensación, debido a que esta afectará la estabilidad del sistema. Se recomienda un 20% de compensación máximo en la línea.

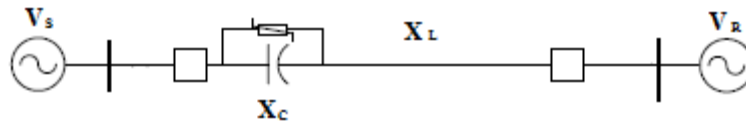


Figura 2.8 Representación de una línea de transmisión con compensación serie.

2.2. CONDICIONES ANORMALES DE OPERACIÓN EN LÍNEAS DE TRANSMISIÓN. [4], [5]

Todo sistema eléctrico de potencia, puede estar expuesto a fallas o a diferentes condiciones anormales de operación, originadas por aspectos relacionados con el propio sistema o por elementos externos al mismo. Su pronta solución evitara afectaciones y pérdidas materiales. Algunos factores que originan condiciones anormales de operación, pueden ser los siguientes:

- Cortocircuito.
- Falla de aislamiento.
- Operación por interruptores.
- Sobrecarga en los elementos del sistema.
- Rechazo de carga.
- Desconexión de líneas.
- Sobretensiones por descargas atmosféricas.
- Arcos eléctricos por contaminación.
- Elementos extraños en la instalación (roedores, pájaros, ramas de árbol).
- Resistencia mecánica de diseño.
- Factores humanos.

2.2.1. Perturbaciones eléctricas. [4], [5], [6]

Las perturbaciones eléctricas están estrechamente relacionadas con la calidad del suministro eléctrico, ya que estas se manifiestan como variaciones en la amplitud, forma de onda, frecuencia y cantidad armónica. Sus efectos en cortos periodos de tiempo no causan graves daños, pero su continuidad y el aumento en su severidad derivado de esto, resultará en esfuerzos no comunes para los elementos del sistema de potencia, que desencadenarán eventos de falla. Los fenómenos eléctricos que sufren los elementos del sistema, debido a los eventos antes mencionados, se pueden explicar cómo sigue.

2.2.1.1. Sobrecargas. [4]

Las sobrecargas son elevaciones de la corriente por encima de los valores máximos permisibles de los elementos conectados al sistema, estas producen efectos térmicos que afectan principalmente el tiempo de vida de los aislamientos.

2.2.1.2. Cortocircuitos. [5]

Se produce un cortocircuito cuando existe conexión directa entre dos o más puntos del sistema con diferencia de potencial. Se caracteriza por la disminución de la magnitud de voltaje y por el aumento instantáneo de la intensidad de corriente, cuyo valor está limitado únicamente por la impedancia de cortocircuito y por las maquinas asociadas al mismo.

2.2.1.3. Caída de tensión. [6]

Es el decremento en el valor eficaz de la tensión a la frecuencia fundamental, con magnitudes que se encuentran entre el 10% y el 90% del valor nominal. Si la duración de este decremento es menor a un minuto se le conoce como sags.

2.2.1.4. Elevación de tensión. [6]

Es un incremento en el valor eficaz de la tensión a la frecuencia fundamental, con magnitudes que se encuentra por lo menos un 10% arriba del valor nominal. Si la duración de este incremento de voltaje es menor a un minuto, comúnmente se les llama swells.

2.2.1.5. Variación de frecuencia. [6]

La variación de la frecuencia en un sistema eléctrico de potencia, es permisible dentro de ciertos límites, los valores fuera de estos límites son indicativos de un desequilibrio entre la generación y la carga, y por lo tanto, se indica como una condición anormal de operación.

2.2.1.6. Distorsión armónica. [6]

Es la distorsión de la onda senoidal de corriente o voltaje, por la adición de una o más ondas con frecuencias múltiplos de la frecuencia fundamental (armónicas) que se les sobreponen. Según el orden de la armónica es el grado de la distorsión de la onda fundamental.

2.2.1.7. Transitorios. [6]

Son disturbio de voltaje mucho más pequeños que los sags y swells cuya duración es generalmente menor a un ciclo y se muestran como una discontinuidad, pronunciada y corta de la forma de onda. Puede ser de cualquier polaridad y puede ser aditivo o sustractivo de la forma de onda nominal. Generalmente son causados por descargas atmosféricas, así como por maniobras de interruptores y por oscilaciones comúnmente debidas a la conexión de bancos de capacitores y cambios súbitos en el sistema de suministro.

2.2.1.8. Inversión de corriente. [7]

La inversión de corriente se crea cuando ocurre una falla de alta impedancia en una línea de transmisión con compensación serie en uno de sus extremos. Debido a que la corriente de falla es muy baja, la corriente total que fluye en la línea, cambia de dirección hacia afuera en una de sus terminales.

2.2.2. Fallas eléctricas en líneas de transmisión. [6], [8]

Una falla en una línea de transmisión es cualquier evento no programado que interfiere con el flujo normal de la corriente. Comúnmente se relaciona con los cortocircuitos, por ser la falla más frecuente y peligrosa, debido a las altas corriente que lo acompañan. Sin embargo, la mayoría de las fallas en líneas de transmisión, son originadas por descargas atmosféricas, que dan como resultado el flameo de aisladores.

En los sistemas de potencia pueden ocurrir diferentes tipos de fallas por cortocircuito, los cuales pueden ser divididos de acuerdo al número de fases afectadas que intervienen en ella y a la simetría de las corrientes al ocurrir un evento de este tipo.

- Fallas simétricas (trifásicas).
- Fallas asimétricas (bifásicas, bifásicas a tierra y monofásicas).

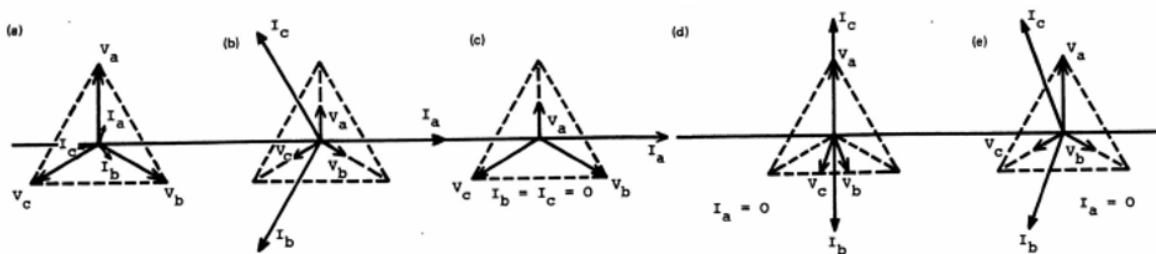


Figura 2.9 Comportamiento de voltajes y corrientes de falla en líneas de transmisión.

En la figura 2.9, se muestra un cuadro típico de estudio donde se observa el comportamiento de las magnitudes y ángulos, de los voltajes y corrientes, de diversos tipos de fallas. En ella se pueden observar:

- a) Operación normal, magnitudes simétricas.
- b) Falla trifásica, ocurre cuando las tres fases hacen contacto entre sí.
- c) Falla monofásica a tierra, ocurre cuando una fase hace contacto con tierra.
- d) Falla bifásica, ocurre cuando dos fases hacen contacto entre sí.
- e) Falla bifásica a tierra, ocurre cuando dos fases hacen contacto entre sí y tierra.

Existen otro tipo de fallas compuestas por estas últimas que, por sus características, son de difícil detección para los sistemas de protección.

2.2.2.1. Fallas de alta impedancia. [9]

Las fallas de alta impedancia son definidas como un contacto eléctrico no buscado entre conductores energizados y objetos extraños aledaños (árboles, aves, ardillas, columnas de humo) no conductores. Estos no conductores presentan gran oposición al flujo de corriente (alta impedancia) debido al material del que están formados. Otra causa de alta impedancia es cuando un conductor energizado se rompe y cae a tierra, convirtiendo la superficie de contacto en una carga en el extremo roto, la cual, dependiendo del tipo de superficie, permitirá o no un flujo de corriente a tierra.

Una característica importante asociada a las fallas de alta impedancia es su no linealidad, la no linealidad esta generalmente asociada a un arco eléctrico que puede estar relacionado al punto de contacto del conductor con la tierra u otro objeto durante la ocurrencia de una falla de alta impedancia.

Este tipo de fallas son difíciles de detectar por los equipos de monitoreo, debido a que su presencia resulta solamente en un pequeño incremento en la corriente, pudiendo ser confundido con un incremento de carga para el sistema.

2.2.2.2. *Fallas simultaneas. [8], [10]*

Las fallas simultaneas son combinaciones de dos o más fallas de ocurrencia al mismo tiempo, las cuales pueden ser del mismo tipo o diferentes y ocurrir en el mismo punto o lugares diferentes. Las fallas simultaneas pueden poseer causas en común o diferentes, y en algunos casos, como consecuencia una de la otra. Es posible que las fallas sean consecuencias de eventos totalmente diferentes, pero esto es poco probable.

Cuando existen fallas simultaneas en dos partes de un sistema, generalmente es imposible para un dispositivo de protección el operar adecuadamente bajo todas las condiciones. Si ambas fallas simultaneas están dentro de la zona de operación de la protección al menos uno de los elementos de detección de la misma operará adecuadamente, con la subsecuente operación secuencial de todas las protecciones que están viendo las fallas. Cuando ambas fallas aparecen simultáneamente dentro y fuera de la zona de cobertura de protección, algunos equipos presentan una dificultad para determinar si deben actuar o no. [9]

2.2.2.3. *Fallas evolutivas (cross-country). [10], [11]*

El ejemplo básico de una falla evolutiva (cross-country), es aquella que comienza con una falla de fase a tierra y que, debido a sus características con el tiempo, involucra a otras fases en la falla, convirtiéndola en una falla doble línea a tierra o hasta una falla trifásica.

El problema con esta falla se presenta, cuando se utiliza un relé de distancia fase-tierra, para la protección de líneas de transmisión paralelas que están conectadas a barras comunes en ambos extremos. Consideremos el caso de una falla que ocurre entre la fase a y tierra en la línea 1, y pocos milisegundos después aparece otra falla en la fase b y tierra en la línea 2, como se muestra en la figura 2.10.

Esta falla conocida como cross-country, es causada por el arco de falla, desde el primer fallo a tierra acrecentado con el tiempo, y la participación de la otra línea de

transmisión en la falla. Tales fallas producen un desbalance en las contribuciones de corriente en ambas fases a y b de ambos circuitos por inducción, que pueden ser detectados como una falla de fase ab-g en ambas líneas.

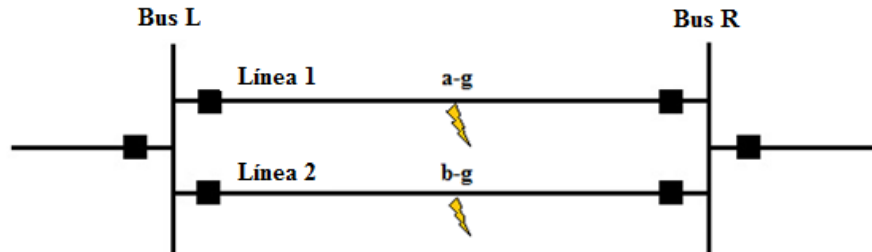


Figura 2.10 Falla cross-country en diferentes fases falla de líneas paralelas.

Este problema es particularmente grave cuando se utilizan disparos y recierre monopolares, en líneas que requieren estar en operación el mayor tiempo posible, sucediendo que en un evento como este, con desbalances en las fases involucradas puede ocasionar un disparo tripolar en ambos circuitos. En este caso, la operación correcta y deseable sería, el disparo de la fase correspondiente en cada línea, aunque las impedancias resultantes sean desequilibradas.

2.3. RELEVADORES DE PROTECCIÓN. [4], [5], [12], [13], [14]

La función principal de la protección por relevadores es originar el retiro rápido del servicio de cualquier elemento de un sistema de potencia cuando este sufre un cortocircuito o cuando empieza a funcionar en cualquier forma anormal que pueda originar daño o interfiera de otra manera con el funcionamiento eficaz del resto del sistema.

El equipo de protección está ayudado en esta tarea por:

- Transformadores de instrumentos.

Los transformadores de instrumentos (TP's y TC's), son el enlace entre el sistema de potencia (alto voltaje) y los relevadores de protección (bajo voltaje). Sirven de aislamiento y reducen los niveles de voltaje y corriente a valores que los relevadores pueden manejar.

- Interruptores.

Son dispositivos mecánicos o neumáticos, controlados eléctricamente por el relevador, con la capacidad de conducir momentáneamente la corriente máxima de cortocircuito e interrumpirla, para aislar los elementos del sistema de potencia que se encuentran en falla o con algún comportamiento anormal.

- Banco de baterías.

Su principal objetivo es el de proveer al relevador de protección, la energía necesaria para su correcto funcionamiento. De igual forma este banco de baterías alimenta a los interruptores controlados por los relevadores.

- Cargadores de baterías.

Es el encargado de monitorear y recargar el banco de baterías.

2.3.1. Características funcionales de un sistema de protección. [5], [12], [13], [14]

Tanto un sistema de protección en su conjunto como cada una de las protecciones que lo componen, deben satisfacer las siguientes características funcionales:

2.3.1.1. Sensibilidad. [5], [13], [14]

La protección debe saber distinguir inequívocamente las situaciones de falla de aquellas que no lo son, estableciendo magnitudes mínimas necesarias que permitan distinguir la diferencia entre estas.

2.3.1.2. Selectividad. [5], [13], [14]

La selectividad es la capacidad que debe tener la protección para, una vez detectada la existencia de una falla, discernir si la misma se ha producido dentro o fuera de su área de vigilancia y desconectar solo el equipo necesario para liberar la falla.

2.3.1.3. Rapidez. [5], [13], [14]

Tras haber sido detectada una falla, esta debe ser despejada lo más rápido posible. Cuanto menos tiempo se tarde en aislar la falla, menos se extenderán sus efectos y menores daños (equipo, personal) y alteraciones se producirán en el sistema.

2.3.1.4. Confiabilidad. [5], [13], [14]

Es una medida del grado de certeza que el relevador o el esquema de protección se va a comportar correctamente durante una falla en el sistema de potencia. En términos de protección, la confiabilidad está dada por dos elementos:

- Dependabilidad.
Es la habilidad de un esquema de protección para operar cuando se requiere.
- Seguridad.
Es la habilidad de los esquemas de protección para nunca operar en forma incorrecta.

2.3.2. Esquema básico de protección. [5], [13], [14]

Una de las mayores dificultades de la aplicación de relevadores es frecuentemente el tener un informe exacto de los requerimientos de la protección a utilizar y los alcances que esta debe tener. Con la participación de diversas entidades se han establecido una serie de datos que se deben conocer para asignar una protección adecuada, los cuales se citan a continuación:

- Configuración del sistema eléctrico.
- Conexión e impedancias del equipo primario.
- Voltaje del sistema.
- Secuencia de fases del sistema eléctrico.

- Procedimientos y prácticas operativas.
- Importancia del equipo a proteger.
- Estudio de cortocircuito (presente y futuro a 5 años).
- Cargas máximas y estudios de oscilación.
- Localización, conexión y relación de TC's y TP's.
- Futuras expansiones.

En base de lo anterior, podemos definir la división de un sistema de potencia con relación a las zonas de protección en los siguientes elementos o unidades eléctricas:

- Generado o unidad transformadora.
- Transformadores.
- Buses.
- Líneas (transmisión, subtransmisión y distribución).
- Equipo (motores, cargas eléctricas, etc.).
- Capacitores y reactores.

La gran importancia de la función realizada por el sistema de protección hace aconsejable dotarlo de una estructura que impida que el fallo de cualquiera de sus equipos deje desprotegido al sistema eléctrico de potencia y desencadene una serie de consecuencias indeseables.

Por esta razón, los sistemas de protección se estructuran comúnmente en dos protecciones, una protección primaria y una secundaria, con diferentes principios de operación que dan redundancia y traslape a las zonas de protección asignadas.

El nombre de protección primaria, se le asigna a aquella protección que tiene la responsabilidad de despejar las fallas en primera instancia. Comúnmente es la protección con mayor selectividad del esquema de protección y están definidas para desconectar el mínimo número de elementos necesarios para aislar la falla.

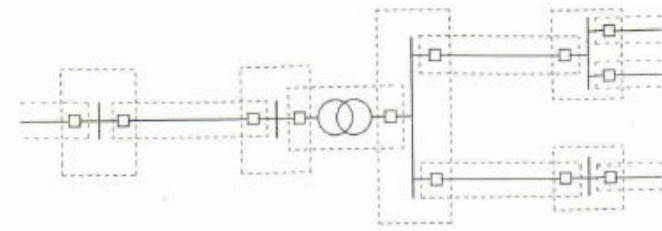


Figura 2.11 División de zonas de protección primarias.

Las protecciones de respaldo, son aquellas que tienen la responsabilidad de despejar la falla en segunda instancia, es decir, solamente deben operar en el caso de que hayan fallado las protecciones primarias correspondientes. Por esta razón, es muy importante independizar entre si las causas de fallo de la protección principal y de respaldo, de forma que nada que pueda producir el fallo de la protección principal sea capaz también, de provocar fallo de la protección de respaldo. Usualmente esto se consigue empleando distintos elementos y circuitos de alimentación, control, etc. en cada una de las protecciones.

Las protecciones de respaldo deben operar con retardo de tiempo respecto a las protecciones primarias, con el fin de dejarlas actuar. Una vez que se haya producido una acción de la protección primaria, las protecciones de respaldo deben ser reiniciadas con el fin de impedir innecesarias aperturas de interruptores.

2.3.3. Estructura de un relevador digital de protección. [15], [16]

Los relevadores digitales son sistemas microprocesados, compuestos por módulos que realizan tareas en tiempo real, para determinar una acción dependiendo de las condiciones encontradas a sus entradas. Una estructura básica de un relevador digital puede ser vista en la figura 2.12.

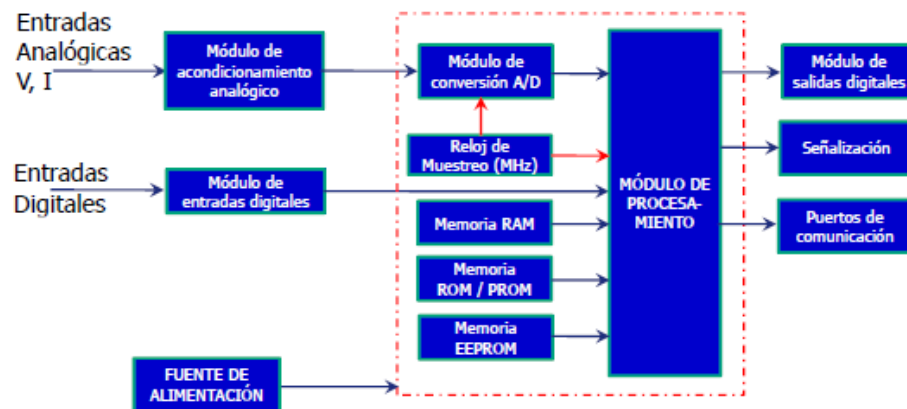


Figura 2.12 Estructura básica de un relevador digital.

2.3.3.1. Módulo de entradas análogas. [15], [16]

Este módulo acondiciona las señales de voltaje y corriente de los TP's y TC's a niveles de bajo nivel para la etapa análogo/digital. Aísla los circuitos electrónicos del relevador de los TP's y TC's. Además, protege contra sobrevoltajes transitorios. En este módulo se encuentra también un filtro anti-aliasing análogo, que filtra componentes de alta frecuencia.

2.3.3.2. Módulo de entradas digitales. [15], [16]

Este módulo monitorea las señales de estados. Proporciona aislamiento eléctrico entre las señales de entrada y los circuitos electrónicos del relevador. Además de proteger al relevador contra sobrevoltajes transitorios.

2.3.3.3. Módulo convertidor de señales analógicas a digitales. [15], [16]

Este módulo realiza la tarea de digitalización (muestreo, cuantificación y codificación) de las señales de voltaje y corriente de bajo nivel entregadas por el módulo de acondicionamiento análogo.

El *muestreo* comúnmente se realiza con un circuito de muestreo y retención (*S/H*), el cual convierte la señal de tiempo continuo a una señal de tiempo discreto. La *cuantificación* es la conversión de la señal de tiempo discreto en una señal de tiempo discreto con valores discretos. La diferencia entre estas dos señales se denomina error de cuantificación. La *codificación* es la representación de cada valor de la señal digital mediante un código binario de bits.

Este módulo también realiza el *filtrado digital* de las señales para eliminar componentes de c.d. y altas frecuencias (armónicas). Entrega al procesador señales digitales estables para cálculos de fasores y algoritmos de protección.

2.3.3.4. Memorias RAM, EPROM y EEPROM. [15], [16]

La memoria RAM, es un búfer que almacena temporalmente los valores de entrada, resultados intermedios de algoritmos, valores de prefalla y datos que pueden utilizados o guardados posteriormente en memoria no volátil.

La memoria EPROM o memoria FLASH, almacena los programas y los algoritmos del relevador (firmware).

La memoria EEPROM, almacena los ajustes, las oscilografías y datos históricos del relevador. Mantiene los datos almacenados aun cuando se pierde la alimentación del relevador.

2.4. PROTECCIÓN DIGITAL DE DISTANCIA.

El principio de la protección digital de distancia, es el de calcular e interpretar la impedancia vista (impedancia de falla) por el relevador, a partir de los voltajes y las corrientes a los extremos de la línea protegida, adquiridos a través de transformadores de instrumentos. Esta impedancia calculada, es comparada contra una impedancia de referencia, que es

ajustada a partir de un porcentaje de la impedancia total de la línea protegida. La protección digital de distancia, enviara la señal de disparo, cuando la impedancia calcula sea menor que la impedancia de referencia, lo cual ocurre cuando existe una falla en la

La filosofía de la protección de distancia, es la de medir la impedancia vista por el relevador e interpretar los cambios que ocurren en ella, para discernir si existe una falla y si esta, se encuentra dentro de su zona de operación. Esta impedancia es calculada a partir de los voltajes y las corrientes, tomadas a través de los transformadores de instrumentos que enlazan al relevador con el sistema de potencia.

A la impedancia calculada se le define como *impedancia aparente* y a la referencia contra la que se le compara se le llama *característica de operación*. Puesto que, los cambios en la impedancia son proporcionales a la distancia que existe entre la falla y el relevador, se le asignó a este último el nombre de protección de distancia.

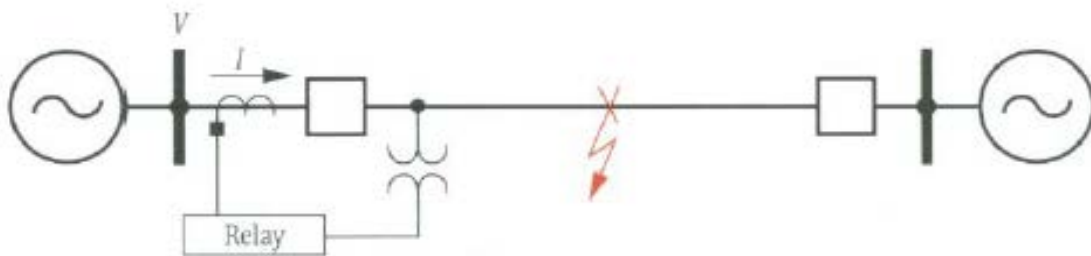


Figura 2.13 Representación de una protección de distancia.

Existen diferentes tipos de características de operación con el concepto de protección de distancia. Las cuales surgieron a partir de combinar las entradas de voltaje y corriente con la impedancia de referencia de distintas formas, para obtener características más selectivas.

La impedancia aparente y las características de operación, se pueden representar en un plano complejo teniendo como ejes a la resistencia (eje real) y a la reactancia (eje imaginario), llamado plano R-X.

2.4.1. Característica tipo impedancia.

La característica tipo impedancia está basada en el principio de comparar ya sea la amplitud o la fase de la impedancia de falla (Z_f) contra una impedancia de referencia (Z_r). A partir de los fasores de la corriente de falla (I_f) y del voltaje de falla (V_f), se calcula la impedancia de falla ($Z_f = V_f/I_f$) vista por el relevador.

El comparador de amplitud, compara la magnitud de la impedancia de falla contra la magnitud de la impedancia de referencia, la cual principalmente es un porcentaje de la impedancia total de la línea a proteger ($Z_f = \%Z_L$), junto con alguna compensación de esta. Cuando la magnitud de Z_f es menor que la de Z_r , figura 2.14.a, el relevador manda la señal de disparo.

El comparador de fase, compara el ángulo (α) formado por el fasor de la impedancia de referencia menos la impedancia de falla ($Z_r - Z_f$), contra el fasor formado por la impedancia de referencia más la impedancia de falla ($Z_r + Z_f$). Si el ángulo entre estos dos fasores llega a ser menor de 90° y mayor a -90° , el relevador manda la señal de disparo, figura 2.14.b.

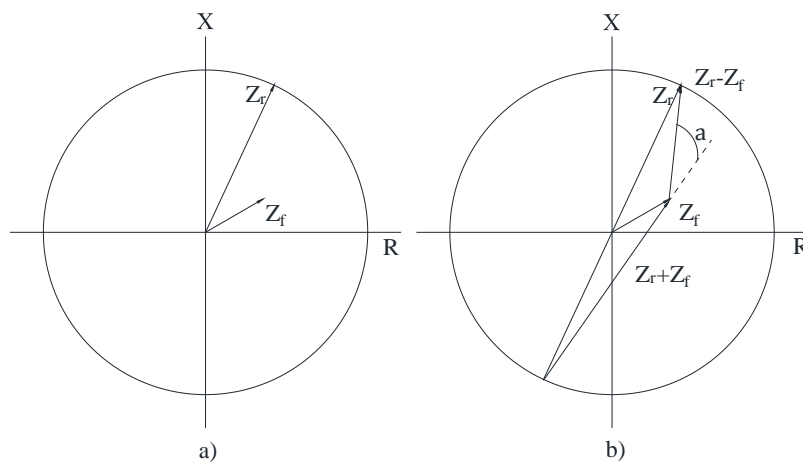


Figura 2.14 Característica tipo impedancia. a) Comparador de magnitud.
b) Comparador de fase.

2.4.2. Característica tipo Mho.

La característica tipo Mho como comparador de fase es la más utilizada de todas, se forma con la comparación del ángulo (α) resultante de la impedancia de referencia menos la impedancia de falla ($Z_r - Z_f$), contra la impedancia de falla (Z_f). Si el ángulo α es menor que 90° y mayor que -90° , el relevador manda la señal de disparo, como se muestra en la figura 2.15.a.

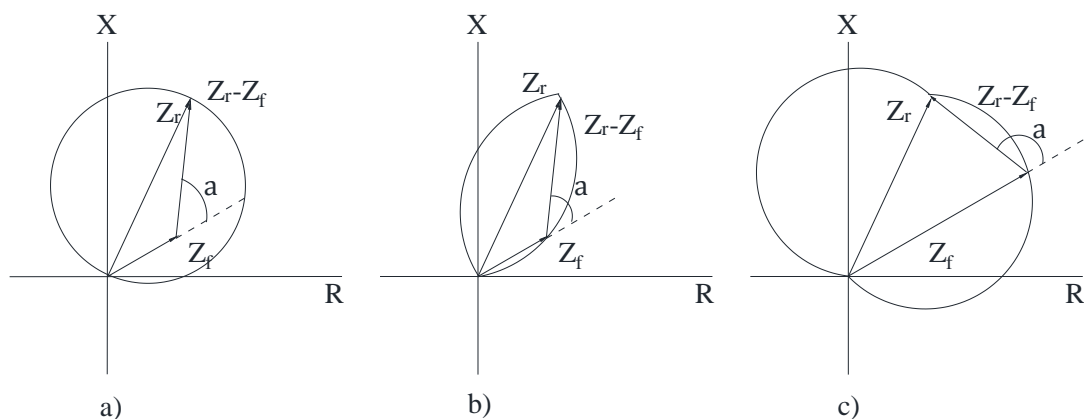


Figura 2.15 a) Característica tipo Mho comparador de fase. b) Característica lenticular. c) Característica tomate.

Para aumentar la selectividad de la característica tipo Mho, cuando existen oscilaciones de potencia o cuando se tiene el problema de invasión del vector de carga, el ángulo de referencia de 90° y -90° , fue cambiado por uno menor, reduciendo la zona de disparo. A esta característica se le llamo como *lenticular*, figura 2.15.b.

Cuando existen fallas a tierra con una alta resistencia de arco, se prefirió aumentar el ángulo de referencia, llamando a esta característica como *tomate*. Como se observa en el inciso c de la figura 2.15.

2.4.3. Característica tipo Ohm.

La característica Ohm se utiliza en la formación de características cuadrilaterales, este relevador manda a disparar la zona de protección cuando el ángulo formado por la impedancia de referencia menos la impedancia de falla ($Z_r - Z_f$), contra la impedancia de referencia (Z_r), es menor que 90° y mayor que -90° , como se muestra en la figura 2.16.

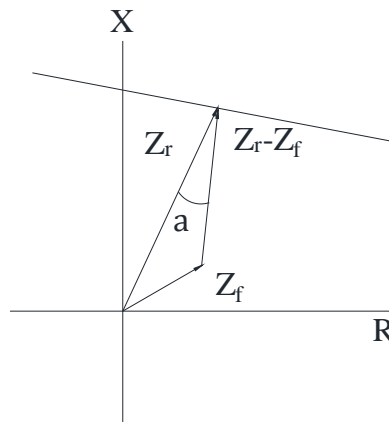


Figura 2.16 Característica tipo Ohm.

2.4.4. Señales de polarización.

Existen diversas señales de voltaje de polarización que pueden ser utilizadas para formar la función mho de un relevador de distancia.

Voltaje de la fase fallada

V_a para falla AG

Auto polarizada

V_{ab} para falla AB

(self-polarized)

Voltaje en cuadratura

V_{bc} desfasado 90° adelante para falla AG

Polarización cruzada o de fases sanas

V_a desfasado 90° atrás para falla BC (cross-polarized)

Voltaje de secuencia positiva

V_{a1} para falla AG Polarización de secuencia positiva

V_{ab1} para falla AB

El requisito fundamental que debe cumplir la señal de voltaje de polarización es que, en condiciones de prefalla, su ángulo de fase sea el mismo que el del voltaje de falla utilizado por la función mho.

El relevador mho requiere mho requiere necesariamente de un voltaje para poder operar. En el caso de una falla muy cercana a la ubicación del relevador, el voltaje de falla será muy (casi cero para una falla franca), y la función mho auto polarizada podría no operar, mientras que una con polarización cruzada o de secuencia positiva si operara, excepto para una falla trifásica, en la que los tres voltajes serán muy bajos, por lo que también estaría en riesgo su operación.

Para superar esta deficiencia, se le añade una memoria a la señal de voltaje de polarización.

La acción de memoria tiene la función de recordad el voltaje visto por el relevador posterior a la falla, por un tiempo suficiente para permitirle operar para una falla interna en la que los voltajes de falla son muy bajos.

Es decir, al ocurrir la falla, mantiene por un tiempo predeterminado al voltaje de polarización utilizado por la función mho, en su valor de prefalla.

Un tiempo típico de ajuste para la acción de memoria de la función mho es de 6 ciclos. El resultado de la acción de memoria es el de producir una respuesta dinámica de la función mho que es diferente a la de estado estable:

2.4.5. Factor de compensación k_0 .

Como ya sabemos, en las fallas a tierra participa la red de secuencia cero. Con el fin de que los elementos de distancia para fallas a tierra se pueden ajustar en base a la impedancia de secuencia positiva de la línea de transmisión es necesario incluir un factor de compensación de secuencia cero (k_0), el cual se calcula mediante la siguiente expresión:

$$k_0 = \frac{Z_{0L} - Z_{1L}}{3Z_{1L}}$$

Si recordamos, la señal de operación para el comparador de la función mho es:

$$Z_R - V$$

Al incluir el factor de compensación de la siguiente forma:

$$[I + (I_N * k_0)]Z_R - V$$

La impedancia de una línea de transmisión típica es altamente inductiva con ángulos de fase de entre 65 y 85 grados. Para realizar una correcta protección de línea, es necesario contemplar la impedancia de falla, en los cálculos de los ajustes de los esquemas de protección, esta impedancia de falla, típicamente es una resistencia de arco.

Warrington desarrollo la siguiente fórmula para calcular la resistencia de arco de falla:

$$R_{arc} = \frac{8750(s + ut)}{I_f^{1.4}} \quad [\Omega] \quad (2.24)$$

Donde:

s	Espaciamiento de conductores.
u	Velocidad del viento.
t	Tiempo.
I_f	Corriente de falla rms.

El efecto de la resistencia de arco es el de desplazar la impedancia vista por el relevador hacia la derecha en el plano R-X, como se muestra en la figura 2.17. el valor de la resistencia de arco es mayor conforme más alejada la falla este del relevador, debido a que a mayor distancia la corriente es menor, y la corriente aparece en el denominador de la ecuación de Warrington.

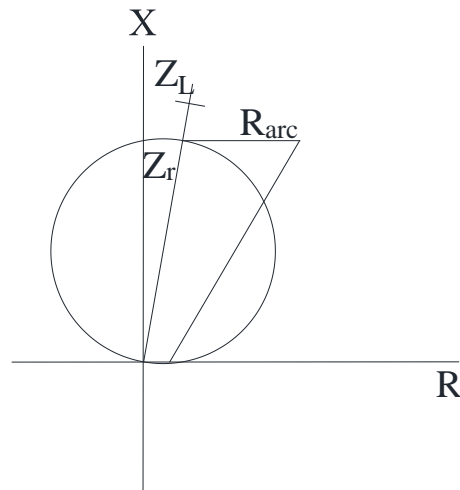


Figura 2.17 Efecto de la resistencia de arco sobre la impedancia vista por el relevador.

Referencias

- [1] Stevenson Jr. W. D., Grainger J. J., Análisis de sistemas de potencia. McGraw-Hill/Interamericana de México S.A. de C.V., 1er edición en español. Edo. México, Mex, 1996.
- [2] Esquemas normalizados de protecciones para líneas de transmisión y subtransmisión. Norma NRF-041, CFE. México, 2013.
- [3] Duncan Glover, M. S. Sarma, Análisis y diseño de sistemas de potencia., 3er Edición en español.
- [4] Olvera Blanco F. J. Relevadores de protección aplicados a las líneas de transmisión. Facultad de Ingeniería Mecánica y Eléctrica, UANL. Monterrey, N.L., diciembre 1999.
- [5] Ramírez Alanís M. S., Protección de sistemas eléctricos de potencia. Facultad de Ingeniería Mecánica y Eléctrica, UANL. San Nicolás de los Garza, N.L., julio 2005.
- [6] Gómez Castellanos Rafael., Análisis y solución a los disturbios de tensión que se presentan en el IIB de la UNAM. Facultad de Ingeniería, UNAM. D. F., Mex., julio 2005.
- [7] Criterios de Ajuste y Coordinación de Protecciones para Líneas de Transmisión, Subtransmisión y Cables de Potencia, CFE. México, 2014.
- [8] Gonzalez Longatt F. M., Capitulo 4 Anormalidades en Sistemas de Potencia. 2007.
- [9] Arboleda Correa A., Localización de fallas de alta impedancia en líneas de transmisión para un estudio de caso mediante redes neuronales. Facultad de Minas, UNDC. Medellín., Col., 2010.
- [10] Garcia Cervantes L.G., Hernandez Guzman F., Estudio de cortocircuito y coordinación de protección es de la subestación eléctrica Coatzintla. Facultad de Ingeniería, U.V., Poza Rica, Ver., 2005.

- [11] <http://www.sectorelectricidad.com/11080/funcionamiento-del-rele-de-distancia-de-fase-incorrecta/>
- [12] Vega Corral J. R., Soto Murrieta J. L., Ruelas Tanori R., Manual del curso: Protecciones de líneas de alta tensión. CFE. México.
- [13] Filosofías y Principios Básicos de Protecciones. CFE. México, 2002.
- [14] Durón Mendoza José de Jesús, Notas del Curso Protecciones Eléctricas. División de Estudios de Posgrado e Investigación, Maestría en Ingeniería Eléctrica, ITCM. Cd. Madero, Tamps.
- [15] Durón Mendoza José de Jesús, Notas del Curso Modelado de Relevadores de Protección. División de Estudios de Posgrado e Investigación, Maestría en Ingeniería Eléctrica, ITCM. Cd. Madero, Tamps.
- [16] Vizcaíno Núñez Carlos, Relevadores estáticos y relevadores numéricos. CFE. Manzanillo, Colima., Agosto 2012.

Equipo utilizado.

El esquema de protección numérico de línea REL 316*4, es una unidad compacta, diseñada para proveer una protección selectiva de alta velocidad en líneas y cables de distribución y transmisión de media y alta tensión.

El esquema de protección diferencial REL 551, es unidad compacta, diseñada para proveer una protección altamente selectiva y sensitiva en líneas y cables de distribución y transmisión de media, alta y extra alta tensión. Esta protección, cuenta con puertos para comunicación serie, sistemas de autosupervisión con grabadores de eventos, cuatro grupos independientes de ajustes de parámetros y un software con librerías de protección, monitoreo y evaluación.

3.1. RELEVADOR DE DISTANCIA ABB REL 316*4.

El esquema de protección numérico de línea REL 316*4, es una unidad compacta, diseñada para proveer una protección selectiva de alta velocidad en líneas y cables de distribución y transmisión de media y alta tensión.

Este relevador cuenta con cinco zonas de protección de distancia tipo poligonal independientes para medición hacia adelante y hacia atrás, además de una zona de arranque elegible cómo de sobrecorriente o de baja impedancia, también de tipo poligonal. La característica de distancia, cuenta con una protección de respaldo de sobrecorriente de tiempo definido para protección de zonas cortas, supervisión de TP's, bloqueo por oscilaciones de potencia, lógicas de cierre bajo falla y sobrealcance, además, de implementar los esquemas de teleprotección PUTT, POTT y bloqueo con funciones ECO.

Sumada a la protección de distancia, el REL 316*4, cuenta con protección diferencial longitudinal, protección de falla a tierra para sistemas aislados y aterrizados, protección direccional de sobrecorriente de tiempo inverso y definido, protección de falla de interruptor, protección de sobretensión y funciones como localizadores de fallas y registradores de eventos. Además, el esquema incluye una memoria de eventos (con información sobre la distancia a la en relación con la longitud de referencia) y un registrador de eventos.



Figura 3.1 Imagen frontal del REL 316*4.

La asignación de los opto acopladores de entrada, las señales de los LED, las señales de salida de los relés auxiliares, el ajuste de los diferentes parámetros, la configuración del esquema, el despliegue de los eventos y las variables del sistema, se ejecutan interactivamente por medio del HMI localizado en la parte frontal del equipo (figura 3.1). Además, el REL 316*4, está equipado con interfaces seriales para la conexión con una PC de control local y para comunicación remota con el sistema de control.

Este relevador está equipado con auto supervisión continua y función de auto diagnóstico.

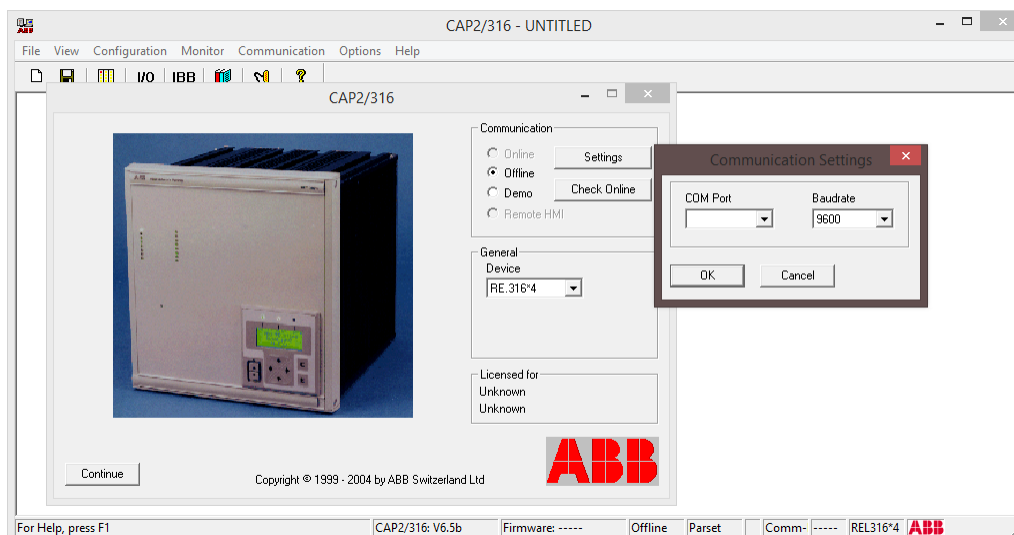


Figura 3.2 Pantalla inicial del software CAP2/316.

3.1.1. Conexión a PC.

Para tener acceso a la interfaz de usuario por computadora llamada CAP2/316, que se puede observar en la figura 3.2, es necesario utilizar un cable opto/serialDB9 con numero de identificación 1MKC950001-1, figura 3.3., que se conecta al puerto óptico localizado en la parte frontal del relevador, al costado izquierdo del HMI local. Como ya se mencionó esta interfaz permite administrar correctamente todas las configuraciones del relevador, se debe señalar que solo funciona en sistemas Windows XP y distribuciones anteriores.



Figura 3.3 Cable de comunicación entre el REL 316*4 y la PC.

3.1.2. Descripción de parámetros de la función de distancia.

Ya que solo nos interesa la función de distancia, solo tomaremos los parámetros que intervienen en el accionar de esta función.

Para eso es necesario acceder al menú donde se seleccionan las funciones de protección a utilizar, su nombre es Selec Protection Function y se puede acceder a ella desde la ventana principal desde la pestaña Configurations.

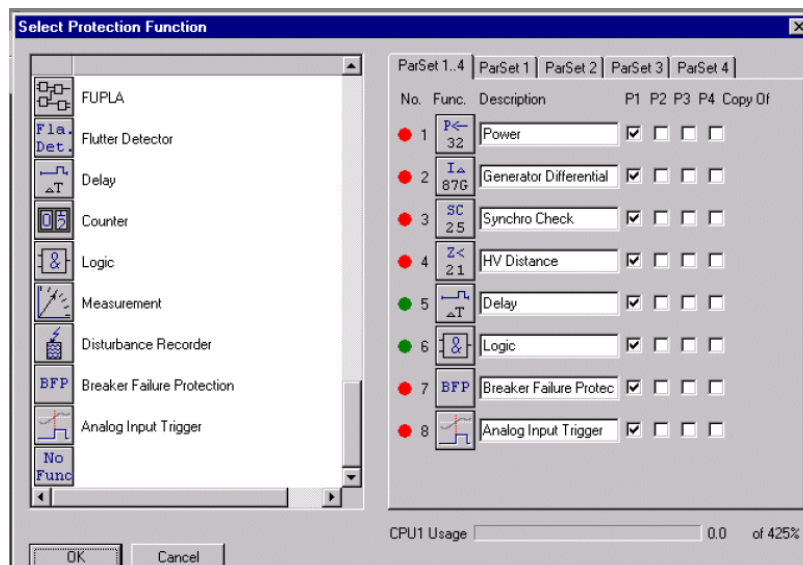


Figura 3.4 Ventana de selección de las funciones del REL 316*4

3.1.2.1. Parámetros generales.

Los parámetros aquí descritos se pueden observar en la figura 3.5.

ParSet	Parámetro para determinar en qué juego de parámetros esta activa una función particular.
Ref.Length	Reactancia (valor secundario) para ser usado como longitud de referencia de la línea.
CTneutral	lado de los TC's en el cual se forma el punto estrella (dirección de la corriente), lado barras (diagrama antiguo BBC), lado línea (estándar de hoy). Este parámetro solo tiene influencia sobre la función de distancia y el despliegue de las variables del sistema. No influencia en valores de los canales A/D.
EventRecFull	Determinación de si todos los eventos de la función de distancia que han sido repuestos se deben desplegar en la lista de eventos.

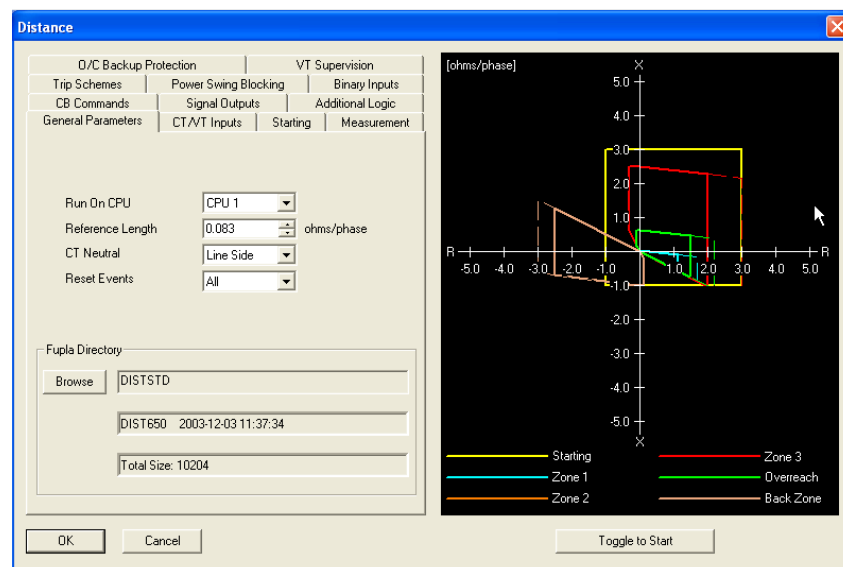


Figura 3.5 Submenú parámetros generales de la función de distancia.

3.1.2.2. Arranques.

Los parámetros aquí descritos se pueden observar en la figura 3.6.

StartMode	Selección del tipo de arrancador a utilizar:
	OC Sobrecorriente.
	UZ Baja impedancia.
PhaseSelMode	Preferencia de fase para fallas cross-country en sistemas con bobinas Petersen y sistemas no aterrizados:
	SolidGround Sólidamente aterrizado (sin preferencia de fase).
	RTS(R) cíclico Fases ACB(A)
	TRS(T) cíclico Fases CAB(C)
	RTS acíclico Fases ACB
	RST acíclico Fases ABC
	TSR acíclico Fases CBA
	TRS acíclico Fases CAB
	SRT acíclico Fases BAC
	STR acíclico Fases BCA
GndFaultMode	Método de detección de fallas a tierra:
	I0 Entrada análoga de corriente de neutro.
	I0 o U0 Entrada análoga de corriente de neutro o de voltaje de neutro.
	I0 y U0 Entrada análoga de corriente de neutro y de voltaje de neutro.
	Bloqueo Solamente medición de lazo fase a fase.
Istart	Valor de energización del arranque de sobrecorriente.
Imin	Nivel de corriente para habilitar la protección.
3I0min	Nivel de corriente residual (3I0) para habilitar la protección, detector de falla a tierra.

3U0min	Nivel de tensión de neutro (3U0) en el cual la medición de falla a tierra es habilitada, detector de falla a tierra.
XA	Alcance reactivo de la impedancia característica en la dirección de disparo.
XB	Alcance reactivo de la impedancia característica en la dirección de restricción.
RA	Alcance resistivo de la impedancia característica en la dirección de disparo.
RB	Alcance resistivo de la impedancia característica en la dirección de restricción.
RLoad	Alcance resistivo para evitar invadir la zona de carga.
AngleLoad	Angulo de fase límite para evitar la zona de carga.
Uweak	(Fase) Valor de la tensión de energización para determinar las condiciones de alimentación débil o línea muerta para permitir la energización manual de la línea. un ajuste de cero inhabilita la función.

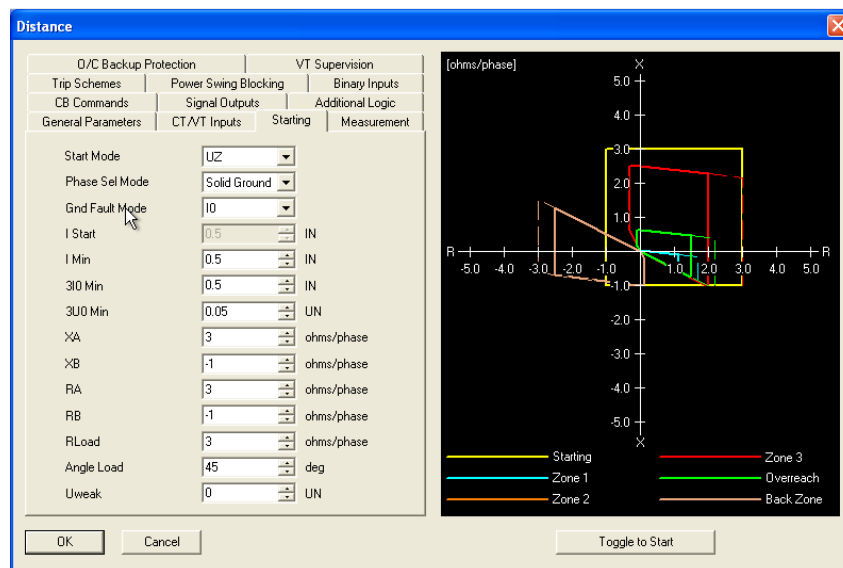


Figura 3.6 Submenú arrancadores de la función de distancia.

3.1.2.3. Medición.

Los parámetros aquí descritos se pueden observar en la figura 3.7.

X(n)	Energización de la reactancia de la línea para la zona (n): $X < 0$ para la dirección de restricción. $X = 0$ inhabilita la zona (la zona 1 no se puede inhabilitar).
R(n)	Energización de la resistencia de la línea para la zona (n); el signo debe ser el mismo de X(n).
RR(n)	Alcance resistivo (incl. la resistencia de arco) de la zona (n) para fallas entre fases; el signo debe ser el mismo de X(n).
RRE(n)	Alcance resistivo (incl. la resistencia de arco) de la zona (n) para fallas a tierra; el signo debe ser el mismo de X (n).
k0(n)	Valor del factor de compensación de secuencia cero para fallas a tierra en la zona (n); $ (Z0 - Z1) / (3 \times Z1) $.
k0Ang(n)	Ángulo de fase del factor de compensación de secuencia cero para fallas a tierra de la zona (n); $\text{Arg}[(Z0 - Z1) / (3 \times Z1)]$.
Delay(n)	Tiempo de operación para la zona (n).
Delay(Def)	Tiempo de operación para la zona final (alcance del arranque).
k0m	Valor del factor de compensación de secuencia cero para líneas paralelas (relación de la impedancia mutua a tres veces la impedancia de secuencia positiva; $ Zm0 / (3 \times Z1) $. La impedancia mutua no se toma en consideración para un ajuste cero.
k0mAng	Angulo de fase del factor de compensación de secuencia cero para un circuito paralelo; $\text{Arg}[Zm0 / (3 \times Z1)]$.
UminFault	Tensión mínima a la cual la tensión de falla se usa para determinar la dirección de la falla.

MemDirMode	<p>Procedimiento que se sigue después que la tensión en memoria decae y no hay tensión disponible para medición:</p> <p>Protección bloqueada</p> <p>Protección dispara</p> <p>Disparo condicional</p>	<p>Solamente dispara si las direcciones durante el paso de tiempo actual y los precedentes están en oposición.</p>
DefDirMode	<p>Respuesta al terminar el paso de tiempo final (tiempo definitivo).</p> <p>No direccional:</p> <p>Hacia adelante:</p>	<p>Disparo por fallas en ambas direcciones.</p> <p>Dispara solamente para fallas en la dirección hacia adelante.</p>
Block Z1	Bloqueo de la medición de zona 1. On / Off.	

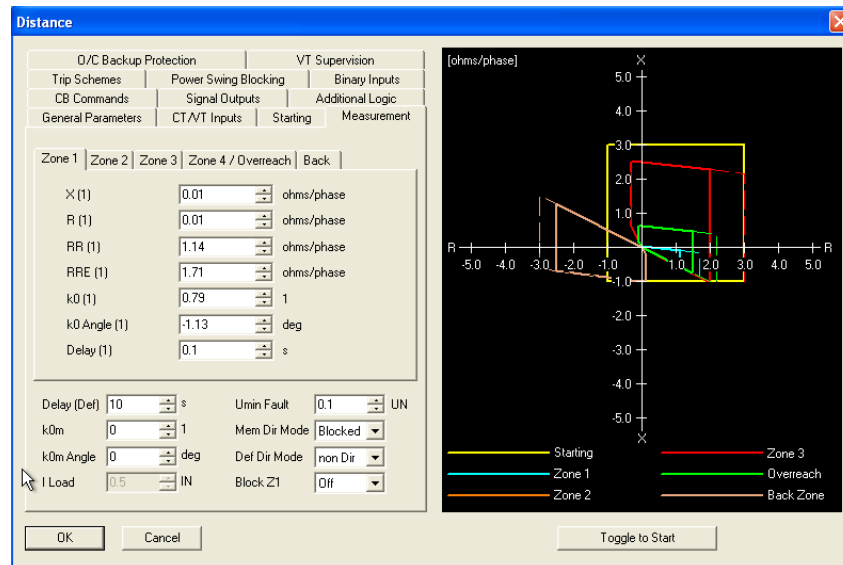


Figura 3.7 Submenú medición de la función de distancia.

3.2. RELEVADOR DIFERENCIAL DE LINEA ABB REL 551.

El esquema de protección diferencial REL 551, es unidad compacta, diseñada para proveer una protección altamente selectiva y sensitiva en líneas y cables de distribución y transmisión de media, alta y extra alta tensión. Esta protección, cuenta con puertos para comunicación serie, sistemas de autosupervisión con grabadores de eventos, cuatro grupos independientes de ajustes de parámetros y un software con librerías de protección, monitoreo y evaluación.

Este esquema cuenta con las siguientes funciones:

Diferencial de línea	Protección diferencial de línea de fase segregada (DIFL).
Corriente	Protección de sobrecorriente de fase no direccional instantánea y de tiempo definido, (IOCph) y (TOCph). Protección de sobrecorriente residual no direccional instantánea y de tiempo definido, (IOCr) y (TOCr). Protección de sobrecorriente residual no direccional con retardo de tiempo. (TEF). Protección por sobrecarga térmica. (THOL).



Figura 3.8 Imagen frontal del REL

Supervisión de sistema secundario.	Supervisión de corriente (CTSU).
Logic	Logica de disparo tripolar (TR01-3).
Monitoreo	Registrador de disturbios (DR).
	Registrador de eventos (ER).
	Registro de valores de disparo (TVR).
	Supervision de las cantidades de entrada de C.A. (DA).

El relevador 551, cuenta con una interfaz HMI localizada en la parte frontal del equipo, figura 3.8, que permite acceder a la configuración de señales LED, señales de salida de relés auxiliares, ajustes de parámetros, configuraciones de esquemas, despliegues de eventos y a las variables del sistema.

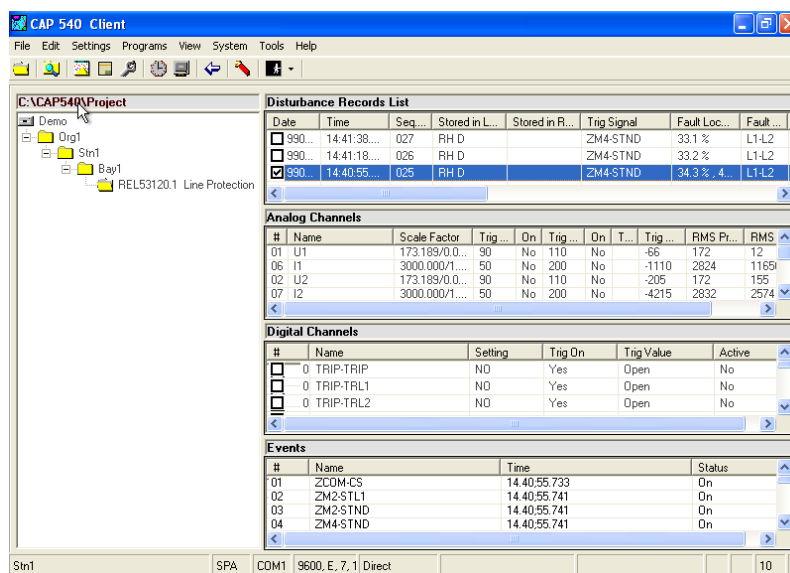


Figura 3.9 Software CAP540.

3.2.1. Conexión a PC.

Para tener acceso a la interfaz de usuario por computadora llamada CAP540, que se puede observar en la figura 3.9, es necesario utilizar un cable opto/serialDB9 con número de identificación 1MKC950001-1, figura 3.10, que se conecta al puerto óptico localizado en la

parte frontal del relevador, al costado izquierdo del HMI local. El software CAP540, por sí solo no es capaz de realizar un enlace entre PC y relevador, en esta tarea entra el programa PST Network (viene en el paquete de instalación del software CAP540), que lo auxilia entablando conexión punto a punto o a través de una red.

Como ya se mencionó la interfaz CAP540, permite administrar correctamente todas las configuraciones del relevador, se debe señalar que solo funciona en sistemas Windows XP y distribuciones anteriores.



Figura 3.10 Cable de comunicación entre el REL 316*4 y la PC.

3.2.2. Protección diferencial de línea.

La función de protección diferencial de línea, puede ser utilizado en líneas aéreas líneas paralelas y cables de media, alta y extra alta tensión. La medición de fase segregada, la cual da una correcta selección de fase para todo tipo de fallas, incluyendo fallas simultaneas en líneas de doble circuito La protección diferencial es afectada por voltajes y corrientes inversos en líneas con compensación serie.

La protección diferencial requiere un enlace de comunicación digital de 56/64 kbits, la cual puede ser por fibra óptica dedicada o canales multiplexados. La comunicación es necesaria en ambas direcciones. El tiempo máximo de transmisión para el cual la función diferencial operara es 12 ms. Para tiempos de transmisión largos, la función diferencial, estará bloqueada y una alarma será activada.

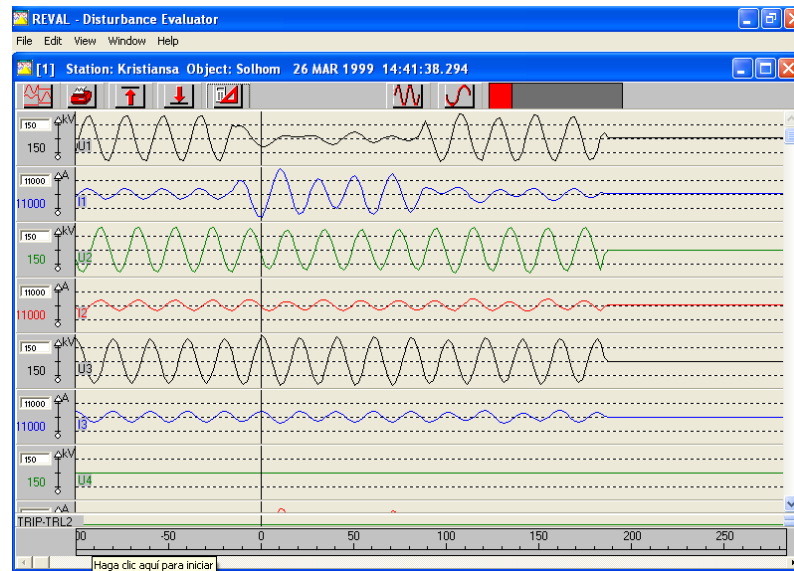


Figura 3.11 Ejemplo de oscilograma tomado del relevador ABB 551.

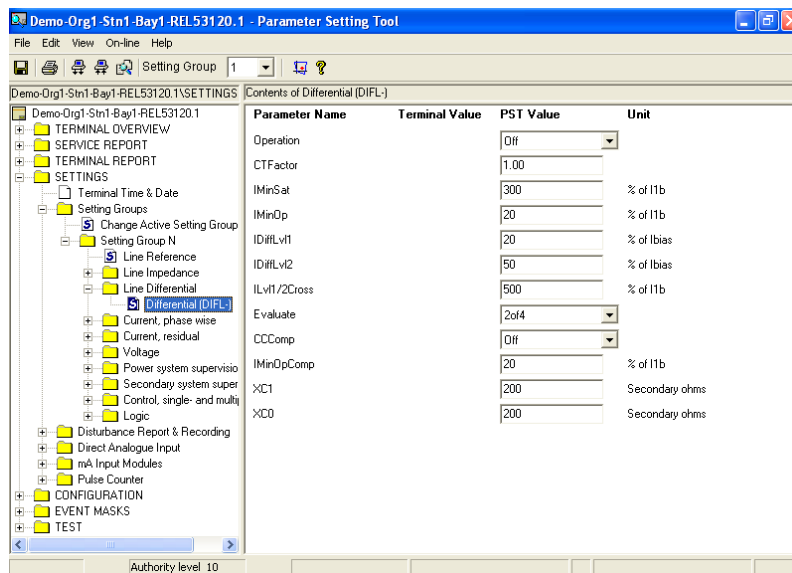


Figura 3.12 Configuración de la característica diferencial en el relevador ABB 551.

Referencias

- [1] Durón Mendoza J. J., Notas del Curso Protecciones Eléctricas. División de Estudios de Posgrado e Investigación, Maestría en Ingeniería Eléctrica, ITCM. Cd. Madero, Tamps., agosto-diciembre, 2014.
- [2] Filosofías y Principios Básicos de Protecciones. CFE. México, 2002.
- [3] Ramírez Alanís M. S., Protección de Sistemas Eléctricos de Potencia. Facultad de Ingeniería Mecánica y Eléctrica, UANL. San Nicolás de los Garza, N.L., julio 2005.
- [4] Esquemas Normalizados de Protecciones para Líneas de Transmisión y Subtransmisión. Norma NRF-041, CFE. México, 2013.
- [5] Criterios de Ajuste y Coordinación de Protecciones para Líneas de Transmisión, Subtransmisión y Cables de Potencia, CFE. México, 2014.

Modelado.

El modelado de esta línea de transmisión es parte de lo que se desarrolla para la tesis de grado, la línea que se muestra solo es una sección de una red modelada mas grande.

Este trabajo se realizó para entender cómo funcionaba el relevador de comparación direccional de onda superpuesta LFDC 101 de Alstom.

Primeramente se usó TACS para desarrollar la lógica del relevador, pero al tener limitantes en el número de elementos TACS que se pueden manejar, se optó por usar MODELS.

4.1. MODELADO DE UN RELEVADOR DE ONDA SUPERPUESTA.

MODELS es un subprograma que interactúa con TACS y con circuitos de ATP/EMTP. Tiene similitudes con FORTRAN y MATLAB. En MODELS se puede escribir código como en Matlab y desarrollar herramientas útiles, o usar las ya disponibles.

El modelado de un relevador en atpdraw, probablemente sea atractivo para presentarse en alguna exposición, ya que la mayoría de los trabajos que se han observado, solo exportan los valores de las señales obtenidas a programas como simulink o maple para analizarlas, dejando de lado a atpdraw.

4.1.1. Descripción de relevador de comparación direccional por onda superpuesta.

La imagen de la derecha es la base del relevador propuesto inspirado en la lógica del Alstom LFDC 101. Aun faltan detalles que se explicaran mas adelante.

Los componentes del modelo realizado son:

- 1) Filtro análogo pasa bajas.
- 2) Filtro digital pasa banda segundo orden.
- 3) Restador para obtener valores de línea a línea.
- 4) Ejemplo $X_{ab}=X_a-X_b$, $X_{bc}=X_b-X_c$, $X_{ca}=X_c-X_a$
- 5) Filtro para obtener señal superpuesta.
- 6) Ejemplo $X_{superp}= X_{confalla} - X_{sinfalla}(1 \text{ ciclo atrás})$
- 7) Filtro para evaluar la dirección de la falla.
- 8) Contador

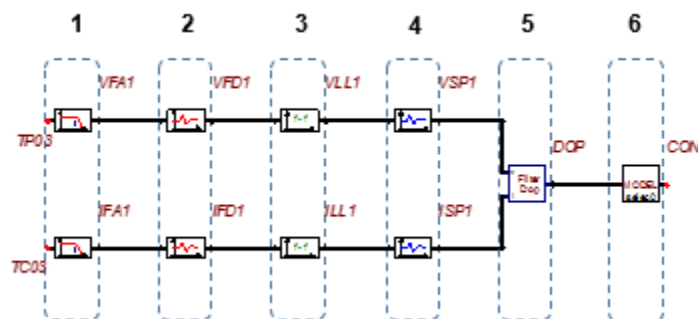


Figura 4.1 Modelado de relevador de comparación direccional por onda superpuesta.

El uso de tantos bloques fue hecho para observar el cambio que existía en las señales en cada etapa realizada, aunque la mayoría de los bloques se pueden simplificar en uno o dos.

A continuación, se hace una breve explicación de lo que se realizó en este trabajo.

4.1.2. Modelado de línea de transmisión.

Esta línea de transmisión trifásica, tiene 71.33 km de longitud, cuenta con tres conductores por fase (Bluejay ACSR) y dos hilos de guarda (Acero 3#8) en los extremos superiores.

Utiliza el modelo LCC de ATPDraw, en el cual se selecciona el tipo de línea Bergeron, debido a que cuenta con mejor respuesta a la frecuencia y es más exacto que un modelo PI, además de contar con mayor rapidez de cálculo numérico y permitir transposiciones automáticas.

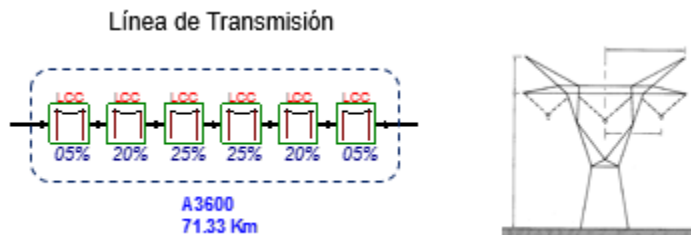


Figura 4.2 Modelado de línea de transmisión.

La distancia se divide en porcentajes de 5% (3.56m), 20% (14.26m) y 25% (17.82m), debido a que son las distancias propuestas por el manual de “Criterios de ajuste y coordinación de protecciones para líneas de transmisión”, para realizar pruebas de ajuste a relevadores (5%, 25%, 50%, 75% y 95%).

Las imágenes del lado derecho muestran los valores utilizados.

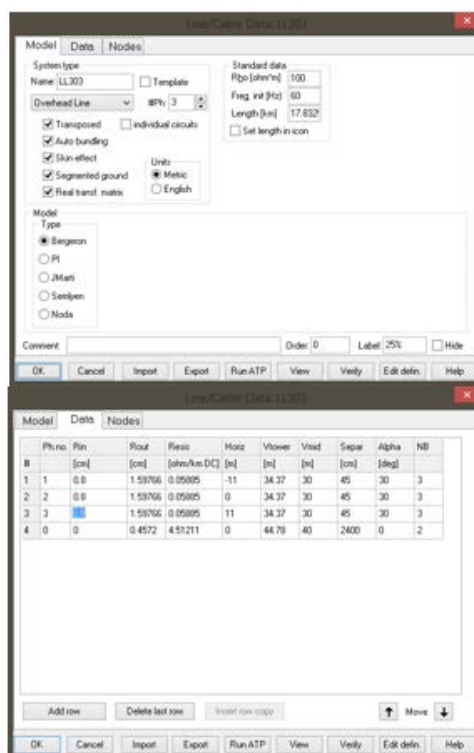


Figura 4.3 Parámetros utilizados en el modelado de la línea de transmisión.

4.1.3. Interruptores controlados.

El interruptor utilizado es SW_TACS, este interruptor puede ser controlado por una señal externa para realizar recierres, la secuencia utilizada puede cambiar las veces que se deseen.

La entrada controladora es TAC por lo cual se debe usar una señal que provenga de un modelo TAC:

TACS=0 interruptor abierto
TACS>0 interruptor cerrado

Normalmente es monofásico pero se puede aumentar el numero de fases a utilizar, cambiando la cantidad en la parte inferior derecha. En configuración del interruptor el valor de CLOSED =1, permite obtener una señal sin deformación a través de él.

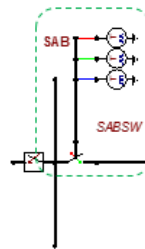


Figura 4.4 Modelado de interruptores controlados.

La señal que controla este interruptor debe ser tipo TAC, por lo cual se usa un generador de pulso (TACS:PULSE_03) para la señal de control.

En TACS:PULSE_03

AMPL = amplitud del tiempo en alto (normalmente 1)

T=periodo de los pulsos (T=Width+tbajo)

Width=tiempo en alto

t_start=inicio del periodo (inicia con tiempo en alto)

Los ciclos se repiten hasta t_stop

Lo generadores de pulsos se configuran para dar un 1 durante todo el periodo de estudio para mantener normalmente cerrados los interruptores, estos se usaran hasta que se diseñe la etapa de disparo del relevador.

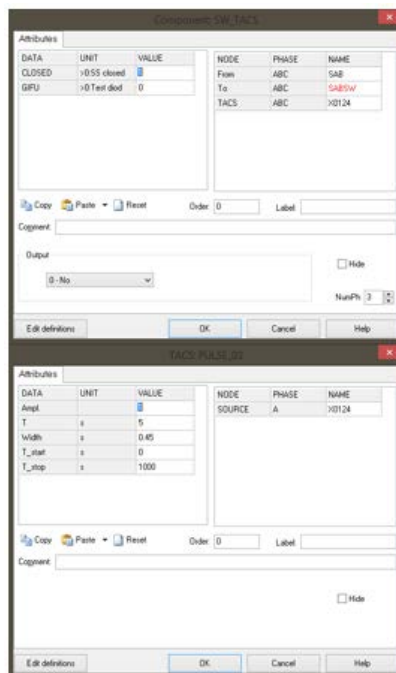


Figura 4.5 Cuadro de dialogo de los interruptores controlados.

4.1.4. Equivalente de corto circuito.

En la imagen de arriba se observa una fuente trifásica (ACSOURCE) en serie con un segmento de línea de transmisión (LINESY_3) y un interruptor.

Para modelar estos elementos fue necesario realizar ensayos de corto circuito en una red de transmisión equivalente modelada en ASPEN, de donde se obtuvieron los valores de voltaje y ángulo para las fuentes trifásicas y los valores de resistencia de corto circuito trifásico en componentes de secuencia para la sección de línea.

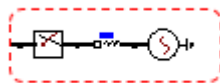


Figura 4.6 Equivalente corto circuito.

En esta línea solo se observa una fuente en el extremo ANG, mientras que en el otro extremo SAB no existe generación, pero esta interconectado por medio de otras líneas a buses con generación.

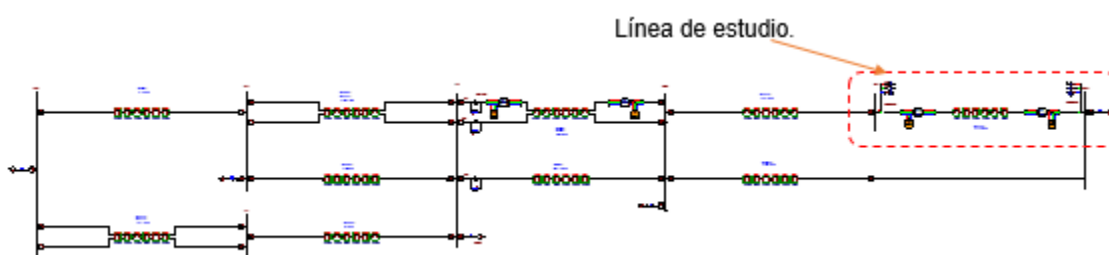


Figura 4.7 Circuito de estudio.

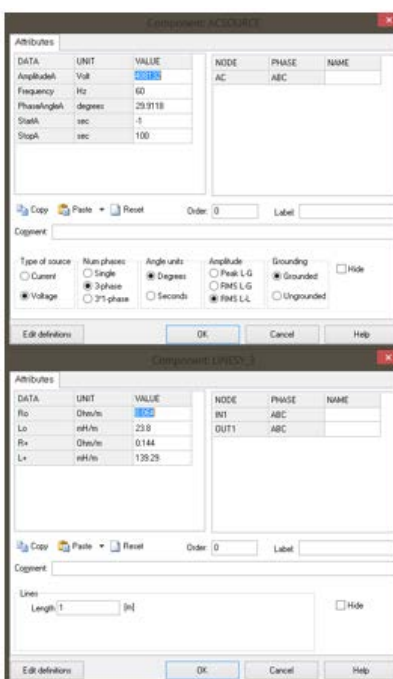


Figura 4.8 Hoja de configuración del equivalente de corto circuito.

4.1.5. Modelado de transformadores de corriente.

Los transformadores monofásicos saturables se conectan en serie con la línea, uno por fase a cada extremo, respetando la polaridad para una falla hacia el centro de la línea.

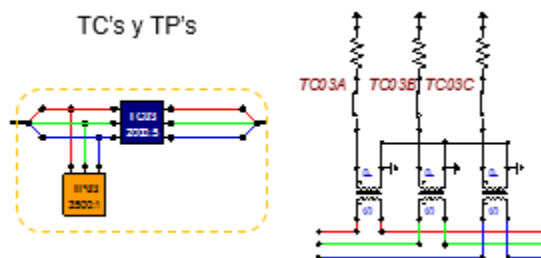


Figura 4.9 Modelado de transformador de corriente.

La conexión del modelo TRAF0_S se realiza tomando el secundario como el lado de alta y el primario como el lado de baja. Se conecta en estrella el secundario, y a la salida de este, se conecta en serie un interruptor junto con un burden resistivo a tierra. El interruptor es necesario para extraer las señales de corriente del bloque, para esto se le da un nombre al nodo mas próximo a la resistencia.

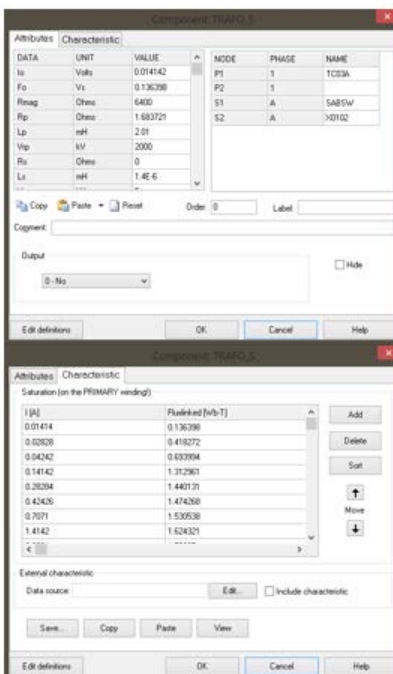


Figura 4.10 Cuadro configuración de los transformadores de corriente.

4.1.6. Modelado de transformadores de voltaje.

Los transformadores de voltaje se conectan en paralelo con la línea, uno a cada extremo, conectando por el lado polarizado.

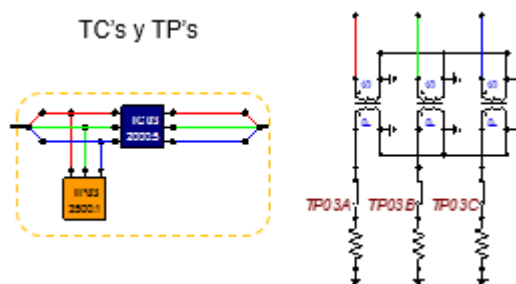


Figura 4.11 Modelado de transformador de voltaje.

La conexión del modelo TRAF0_S se realiza tomando el secundario como el lado de alta y el primario como el lado de baja. Ambos lados del TP se conectan en estrella. La

conexión del interruptor y la resistencia de burden se realizan igual que en el TC, ambos por el lado polarizado. Se deben etiquetar los nodos más próximos al burden.

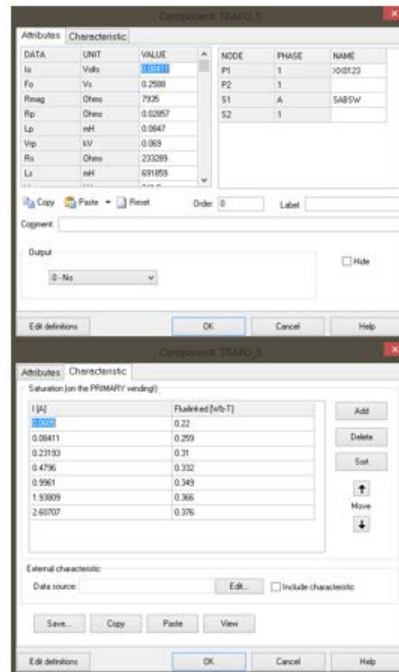


Figura 4.12 Cuadro de diálogo de configuración de transformadores de voltaje.

Para asignar la fase a cada nodo se debe ingresar el mismo nombre con la terminación A, B, C, por ejemplo, TP03A, TP03B, TP03C, de esta forma se puede etiquetar un nodo equivalente con las tres fases con el nombre TP03 en cualquier parte del circuito, igual se hace para el TC.

Los transformadores se comprimen (bloques color naranja) en uno para reducir espacio.

Referencias

- [1] Stevenson Jr. W. D., Grainger J. J., Análisis de Sistemas de Potencia. McGraw-Hill/Interamericana de México S.A. de C.V., 1er edición en español. Edo. México, Mex, 1996.
- [2] Esquemas Normalizados de Protecciones para Líneas de Transmisión y Subtransmisión. Norma NRF-041, CFE. México, 2013.
- [3] Duncan Glover, M. S. Sarma, Análisis y Diseño de Sistemas de Potencia., 3er edición en español.

Capítulo

5

Criterios de ajuste.

5.1. CÁLCULO DE AJUSTES DE PROTECCIÓN DE DISTANCIA (21) Y COMPARACIÓN DIRECCIONAL (85).

5.1.1. Cálculo de ajustes para la línea de transmisión A3040.

5.1.1.1. Descripción de la línea protegida y su entorno.

La línea de estudio A3040 comparte estructura con la línea A3140 a lo largo de sus 243 km de longitud, ambas líneas van del bus JUI al bus MMT, manejando un nivel de voltaje de 400 kV aproximadamente. Estas líneas cuentan con compensación serie conectadas al extremo del bus JUI, con una impedancia capacitiva de 23.04Ω , como se muestra en la imagen.

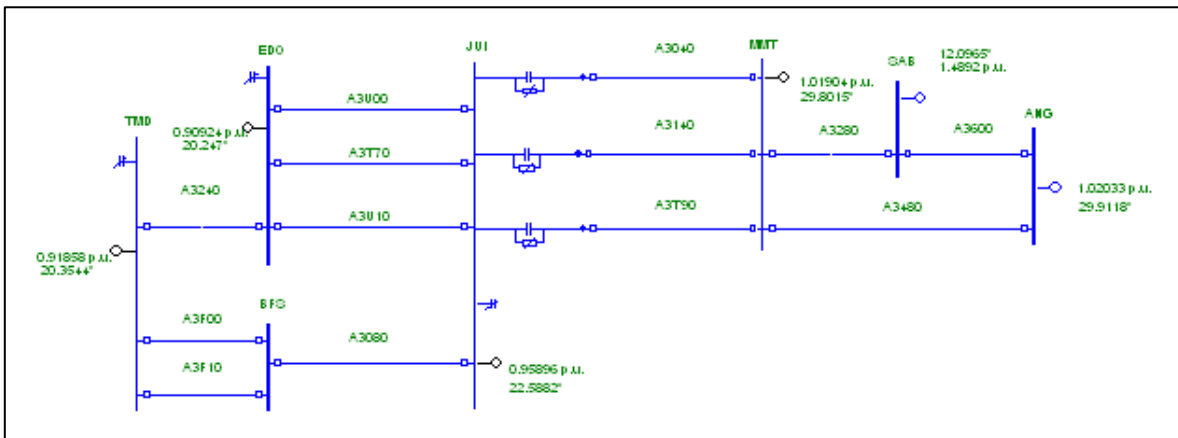


Figura 5.1 Circuito de estudio línea A3040.

Para el cálculo de los ajustes de las protecciones a ambos extremos de la línea A3040, se requiere conocer las impedancias de secuencia de la línea protegida y de las líneas eléctricamente más cortas que salen de los buses remotos respectivamente para cada protección.

De esta forma tenemos que para la protección localizada en el extremo del bus JUI, la línea eléctricamente más corta es A3280, y para la protección localizada en el extremo del bus MMT, tenemos la línea adyacente A3080.

En la tabla 5.1 se muestran los valores de secuencia de la línea A3040.

Tabla 5.1 Parámetros de secuencia de línea A3040.

SEQ	R	X	Z	Θ
ZLp (+) =	7.2092	90.6210	90.9073	85.4515
ZLp (0) =	68.9160	318.9500	326.3105	77.8075
ZLpM (0) =	60.8448	187.2874	196.9230	72.0024

Debido a la compensación serie, la protección localizada en el bus MMT, ve una impedancia de línea menor a la mostrada en la tabla 5.1, para cálculo del alcance inductivo de la zona de disparo instantáneo, se requiere restar la impedancia capacitiva de la compensación a la impedancia de secuencia positiva de la línea de transmisión.

Tabla 5.2 Parámetros de secuencia positiva de línea A3040 compensada.

SEQ	R	X	Z	Θ
ZLc (+) =	7.2092	67.581	67.9644	83.91

Como ya se mencionó, para la protección localizada en el bus JUI se selecciona la línea A3280, esta línea va del bus MMT al bus SAB y cuenta con 31.75 km de longitud. En la tabla 5.3 se muestran los parámetros de secuencia de esta línea.

Tabla 5.3 Parámetros de secuencia de la línea A3280.

SEQ	R	X	Z	Θ
Z (+) =	0.9445	12.246	12.2823	85.5896
Z (0) =	9.0386	39.917	40.9275	77.2413

La línea A3080, seleccionada como la línea eléctricamente más corta que sale del bus remoto para la protección localizada en el bus MMT, cuenta con 95 km de longitud, en esta

longitud es paralela a la línea A3U10 que cuenta con 134 km de longitud. En la tabla 5.4 se muestran los parámetros de secuencia de la línea A3080.

Tabla 5.4 Parámetros de secuencia de la línea A3080.

SEQ	R	X	Z	Θ
Z (+) =	1.9485	32.047	32.1061	86.5206
Z (0) =	29.363	107.92	111.8432	74.7793
ZM (0) =	38.6482	100.6916	107.8539	69.0018

Otro parámetro necesario para el cálculo de ajustes de las protecciones, es la denominada impedancia de carga, la cual es obtenida con la cantidad de corriente que puede transmitirse en las líneas, este parámetro es determinado en su mayoría por el tipo de conductor que se utilice. Así entonces para conductores tipo ACSR Bluejay se tiene que la transmisión máxima de corriente son 2500 A, para uso práctico se deja un margen de esta corriente, con lo cual tenemos que:

$$Z_{load} = \frac{VLL}{\sqrt{3} * I_{max}}$$

$$Z_{load} = \frac{4 \times 10^5}{\sqrt{3} * 2 \times 10^3}$$

$$Z_{load} = 115.47 \Omega \text{ prim}$$

Como es conocido, las fallas a tierra utilizan la red de secuencia cero, con el fin de que las protecciones de distancia para fallas a tierra se puedan ajustar en base a la impedancia de secuencia positiva de la línea de transmisión, es necesario incluir un factor de compensación de secuencia cero (k_0), el cual se calcula como sigue:

$$k_0 = \frac{Z_{Lp}(0) - Z_{Lp}(+)}{3 * Z_{Lp}(+)}$$

$$k_0 = \frac{(68.916 + j318.95) - (7.2092 + j90.621)}{3 * (7.2092 + j90.621)}$$

$$k_0 = \frac{61.7068 + j228.329}{21.6276 + 271.863} = \frac{236.5203 \angle 74.8768}{272.7219 \angle 85.4515}$$

$$k_0 = 0.8672 \angle -10.5747^\circ$$

5.1.1.1. Cálculo de ajuste de la zona de disparo instantáneo (Bus MMT).

Basándonos en las referencias “Archivo de ajuste CFE” y “Manual ABB 316_4” para el cálculo de ajuste de zona de disparo instantáneo en líneas paralelas extra largas y con compensación serie, contando con protección de nivel de potencial tipo MOV (Metal Oxide Varistor) en el capacitor, se tiene para la característica cuadrilateral:

- a) Alcance inductivo de la zona de disparo instantáneo.

Ajustar del 40% al 44% de la reactancia de secuencia positiva de la línea protegida (XL (+)) menos la reactancia del capacitor serie (XC).

$$X1 = 0.42 * [XLp(+)] - XC$$

$$X1 = 0.42 * [90.6210 - 23.04]$$

$$\mathbf{X1 = 28.3840 \Omega prim}$$

- b) Alcance resistivo de la zona de disparo instantáneo.

Ajustar del 60% al 70% de la resistencia de secuencia positiva de la línea protegida.

$$R1 = RLp(+)* 0.65$$

$$R1 = 7.2092 * 0.65$$

$$\mathbf{R1 = 4.6859 \Omega prim}$$

- c) Alcance resistivo para fallas entre fases de la zona de disparo instantáneo.

Utilizar X1' para líneas paralelas como el ajuste entre el 60% y el 70% de la reactancia de secuencia positiva de la línea protegida.

$$X1' = XLp(+) * 0.65$$

$$X1' = 90.6210 * 0.65$$

$$X1' = 58.9036 \Omega \text{ prim}$$

Aplicar el criterio general para RR1.

$$0.5 * X1' < RR1 < 2.5 * X1'$$

$$0.5 * 58.9036 < RR1 < 2.5 * 58.9036$$

$$29.4518 < RR1 < 147.259$$

Ajustar RR1 al 50% del alcance inductivo X1'.

$$RR1 = 0.5 * X1'$$

$$RR1 = 0.5 * 58.9036$$

$$RR1 = 29.4518 \Omega \text{ prim}$$

Verificar que el valor de RR1 este entre los siguientes parámetros, sino es así ajustar al valor de su límite inmediato.

$$10 \leq RR1 \leq 80$$

$$10 \leq 29.4518 \leq 80$$

$$RR1 = 29.4518 \Omega \text{ prim}$$

Nota: La referencia “Hoja de cálculo Excel” utiliza la siguiente condición adicional para cálculo de RR1.

$$\text{Si } RR1 < Zload \text{ ajustar } RR1 = RR1$$

$$\text{Si } RR1 \geq Zload \text{ ajustar } RR1 = Zload$$

$$RR1 < Zload$$

$$29.4518 < 115.47$$

$$RR1 = 29.4518 \Omega \text{ prim}$$

d) Alcance resistivo para fallas a tierra de la zona de disparo instantáneo.

Utilizar el alcance inductivo $X1'$ calculado en el punto c) para fallas entre fases, aplicar el criterio general para RRE1.

$$0.8 * X1' < RRE1 < (1 + k0) * 2.5 * X1'$$

$$0.8 * 58.9036 < RRE1 < (1 + 0.8672) * 2.5 * 58.9036$$

$$47.1228 < RRE1 < 274.962$$

Ajustar RRE1 igual al alcance inductivo $X1'$.

$$RRE1 = X1'$$

$$RRE1 = 58.9036 \Omega \text{ prim}$$

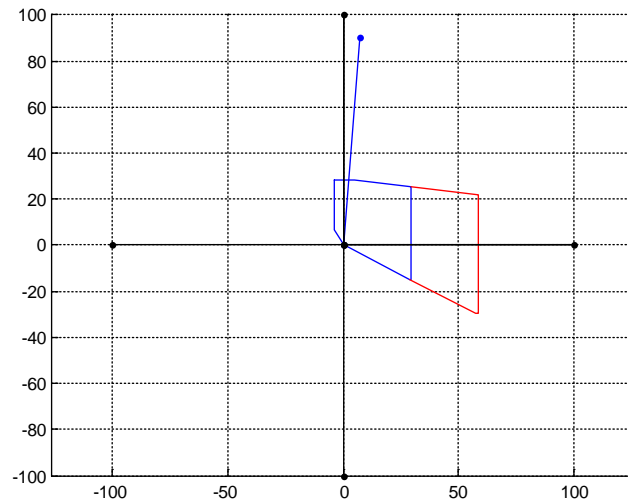


Figura 5.2 Zona de disparo de línea A3040 (Bus MMT).

5.1.1.2. Cálculo de ajuste de la zona de sobre alcance (Bus MMT).

Basándonos en las referencias “Archivo de ajuste CFE” y “Manual ABB 316_4” para el cálculo de ajuste de zona de sobre alcance en líneas paralelas extra largas y con compensación serie, contando con protección de nivel de potencial tipo MOV (Metal Oxide Varistor) en el capacitor, se tiene que para la característica cuadrilateral:

- a) Alcance inductivo para la característica tipo Cuadrilateral.

Ajustar al 150% de la reactancia de secuencia positiva de la línea protegida.

$$X2 = XLp(+) * 1.50$$

$$X2 = 90.6210 * 150$$

$$\mathbf{X2 = 135.9315 \Omega prim}$$

- b) Alcance resistivo de la zona de sobre alcance.

Ajustar al 150% de la resistencia de secuencia positiva de la línea protegida.

$$R2 = RL(+) * 1.50$$

$$R2 = 7.2092 * 1.50$$

$$\mathbf{R2 = 10.8138 \Omega prim}$$

- c) Alcance resistivo para fallas entre fases de la zona de sobre alcance.

Aplicar el criterio general para RR2:

$$0.5 * X2 < RR2 < 2.5 * X2$$

$$0.5 * 135.9315 < RR2 < 2.5 * 135.9315$$

$$67.9657 < RR2 < 339.8287$$

Ajustar RR2 al 50% del alcance inductivo X2 de la zona de sobre alcance.

$$RR2 = 0.5 * X2$$

$$RR2 = 0.5 * 135.9315$$

$$RR2 = 67.9657 \Omega \text{ prim}$$

Verificar que el valor de RR2 este entre los siguientes parámetros, sino es así ajustar al valor de su límite inmediatamente:

$$10 \leq RR2 \leq 80$$

$$10 \leq 67.9657 \leq 80$$

$$RR2 = 67.9657 \Omega \text{ prim}$$

Nota: La referencia “Hoja de cálculo Excel” utiliza la siguiente condición adicional para cálculo de RR2.

$$\text{Si } RR2 < Zload \text{ ajustar } RR2 = RR2$$

$$\text{Si } RR2 \geq Zload \text{ ajustar } RR2 = Zload$$

$$RR2 < Zload$$

$$67.96575 < 115.47$$

$$RR2 = 67.9657 \Omega \text{ prim}$$

$$10 \leq RR2 \leq 80$$

$$10 \leq 67.9657 \leq 80$$

$$**RR2 = 67.9657 \Omega prim**$$

- d) Alcance resistivo para fallas a tierra de la zona de sobre alcance.
 Aplicar el criterio general para RRE2.

$$0.8 * X2 < RRE2 < (1 + k0) * 2.5 * X2$$

$$0.8 * 135.9315 < RRE2 < (1 + 0.8672) * 2.5 * 135.9315$$

$$108.7452 < RRE2 < 634.52824$$

Ajustar RRE2 igual al alcance inductivo X2 de la zona de sobre alcance.

$$RRE2 = X2$$

$$RRE2 = 135.9315 \Omega \text{ prim}$$

Salvo casos especiales (resistividad alta del terreno, efecto de fuente intermedia, etc.), se podrá ampliar el valor de R2N, siempre y cuando este dentro del valor del criterio general.

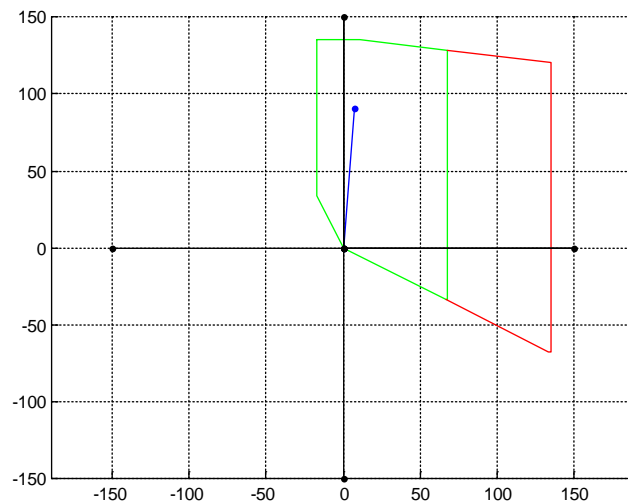


Figura 5.3 Zona de sobrealcance línea A3040 (Bus MMT).

5.1.1.3. Cálculo de ajuste de la zona de bloqueo (Bus MMT).

Basándonos en las referencias “Archivo de ajuste CFE” y “Manual ABB 316_4” para el cálculo de ajuste de zona de bloqueo en líneas paralelas extra largas y con compensación serie, contando con protección de nivel de potencial tipo MOV (Metal Oxide Varistor) en el capacitor, se tiene que para la característica cuadrilateral:

- a) Alcance inductivo de la zona de bloqueo.

Ajustar al 200% de la impedancia de secuencia positiva de la línea a proteger.

$$X3 = XL(+) * 2.00$$

$$X3 = 90.6210 * 2.00$$

$$\mathbf{X3 = 181.242 \Omega prim}$$

- b) Alcance resistivo de la zona de bloqueo.

Ajustar al 200% de la resistencia de secuencia positiva de la línea a proteger.

$$R3 = RL(+) * 2.00$$

$$R3 = 7.2092 * 2.00$$

$$\mathbf{R3 = 14.4184 \Omega prim}$$

- c) Alcance resistivo para fallas entre fases de la zona de bloqueo.

Ajustar RR3 igual al alcance resistivo de la zona de sobre alcance (RR2) del extremo remoto (frontal), respectivamente.

$$RR3 = RR2$$

$$\mathbf{RR3 = 67.9657 \Omega prim}$$

d) Alcance resistivo para fallas a tierra de la zona de bloqueo.

Ajustar RRE3 igual al alcance resistivo de la zona de sobre alcance (RRE2) del extremo remoto (frontal), respectivamente.

$$RRE3 = RRE3$$

$$RRE3 = 135.9315 \Omega \text{ prim}$$

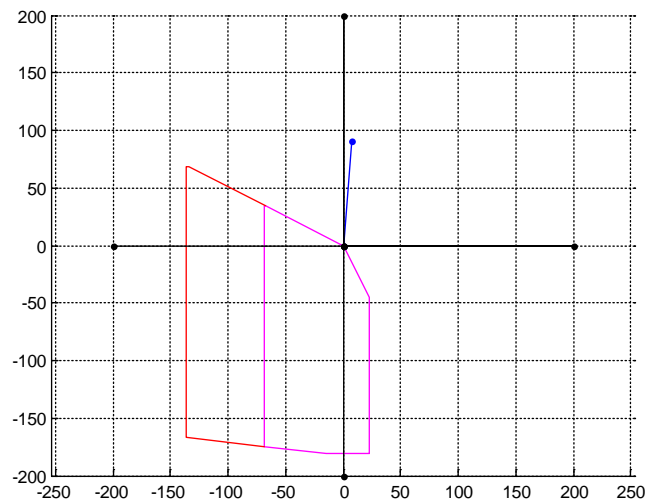


Figura 5.4 Zona de bloqueo línea A3040 (Bus MMT).

5.1.1.4. Cálculo de ajuste de la zona de respaldo temporizado (Bus MMT).

Basándonos en las referencias “Archivo de ajuste CFE” y “Manual ABB 316_4” para el cálculo de ajuste de zona de respaldo temporizado en líneas paralelas extra largas y con compensación serie, contando con protección de nivel de potencial tipo MOV (Metal Oxide Varistor) en el capacitor, se tiene que para la característica cuadrilateral:

a) Alcance inductivo de la zona de bloqueo.

El propósito de esta zona es respaldar el 50 % de la línea más corta que salga del bus remoto con INFEED mínimo, considerando el extremo remoto abierto.

Se realiza el cálculo de Infeed con las líneas A3U10, A3T90 y la generación en el bus JUI fuera de servicio, simulando así, la contingencia más grave con una falla monofásica al 50% en la línea A3080 con el extremo del bus BFS abierto. Las líneas punteadas representan los elementos fuera de servicio.

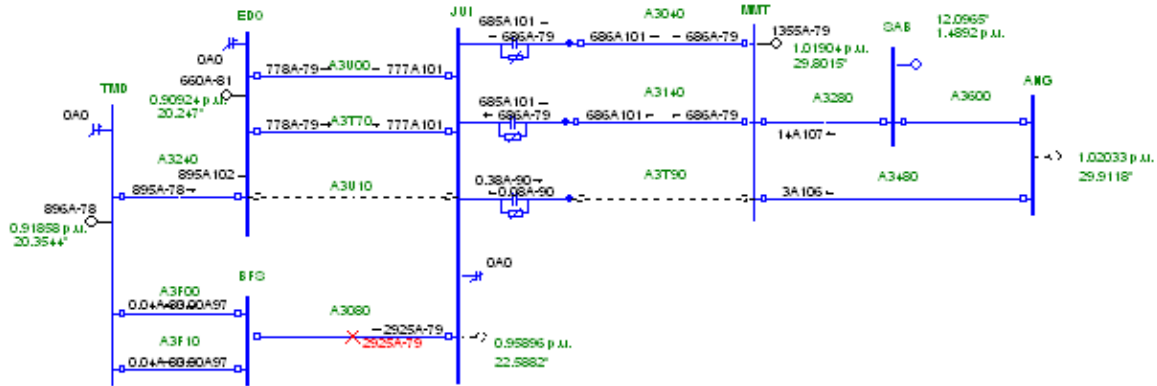


Figura 5.5 Calculo de Infeed para línea A3040 (Bus MMT).

$$Infeed = \frac{\text{Corriente de aportación total}}{\text{Corriente de aportación vista}}$$

$$Infeed = \frac{2925}{686} = 4.2638$$

La línea A3080 es una línea larga, por lo tanto:

$$Infeed = 2$$

Ajustar al 100% de la impedancia de secuencia positiva de la línea protegida y 50% de la línea más corta que salga del bus remoto con infeed mínimo.

$$50\% XLrem(+)= 32.047 * 0.5$$

$$50\% XLrem(+)= 16.0235$$

$$X4 = XLp(+) + (50\% XLrem * Infeed)$$

$$X4 = 90.6210 + (16.0235 * 2)$$

$$X4 = 122.668$$

Nota: La referencia “Hoja de cálculo Excel” utiliza la siguiente condición adicional para cálculo de X4.

$$Si X4 < Zload \text{ ajustar } X4 = X4$$

$$Si X4 \geq Zload \text{ ajustar } X4 = Zload$$

$$X4 > Zload$$

$$122.668 > 115.47$$

$$\mathbf{X4 = 115.47 \Omega prim}$$

b) Alcance resistivo de la zona de respaldo temporizado.

Ajustar al 100% de la impedancia de secuencia positiva de la línea protegida y 50% de la línea más corta que salga del bus remoto con infeed mínimo.

$$50\% RLrem(+) = 1.9485 * 0.5$$

$$50\% RLrem(+) = 0.9742$$

$$R4 = RLp(+) + (50\% RLrem * Infeed)$$

$$R4 = 7.2092 + (0.9742 * 2)$$

$$\mathbf{R4 = 9.1576 \Omega prim}$$

c) Alcance resistivo para fallas entre fases de la zona de respaldo temporizado.

Ajustar RR4 igual al alcance resistivo de la zona de sobre alcance (RR2) de llaveo.

$$RR4 = RR2$$

$$RR4 = 67.9657 \Omega \text{ prim}$$

d) Alcance resistivo para fallas a tierra de la zona de respaldo temporizado.

Ajustar RRE4 igual al alcance resistivo de la zona de sobre alcance (RRE2) de llaveo.

$$RRE4 = RRE2$$

$$RRE4 = 135.9315 \Omega \text{ prim}$$

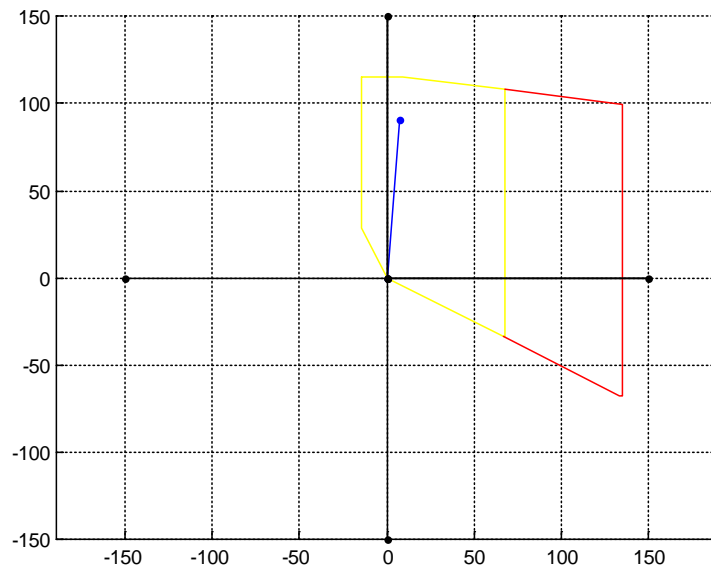


Figura 5.6 Zona de respaldo temporizado línea A3040 (Bus MMT).

5.1.1.5. Cálculo de ajuste de la zona de arranque de baja impedancia (Bus MMT).

- a) Alcance inductivo hacia adelante X_A de la zona de arranque de baja impedancia.
 Ajustar al 175% de la impedancia de secuencia positiva de la línea protegida.

$$X_A = X_{L(+)} * 1.75$$

$$X_A = 90.6210 * 1.75$$

$$\mathbf{X_A = 158.5867 \Omega prim}$$

- b) Alcance inductivo hacia atrás X_B de la zona de arranque de baja impedancia.
 Ajustar igual al alcance inductivo de la zona de bloqueo.

$$X_B = X_3$$

$$\mathbf{X_B = 181.242 \Omega prim}$$

- c) Se requiere el ajuste del valor de Z_{load}

$$\mathbf{Z_{load} = 115.47 \Omega prim}$$

- d) De igual forma el ángulo de Z_{load} , por default se usan 45° .

$$\mathbf{Z_{load} \theta = 45^\circ}$$

- e) Ajustar R_A al alcance resistivo para fallas entre fases a tierra de la zona de sobre alcance.

$$R_A = R_{RE2}$$

$$\mathbf{R_A = 135.9315}$$

f) Ajustar RB al alcance resistivo para fallas entre fases de la zona de sobre alcance.

$$RB = RRE2$$

$$RB = 135.9315$$

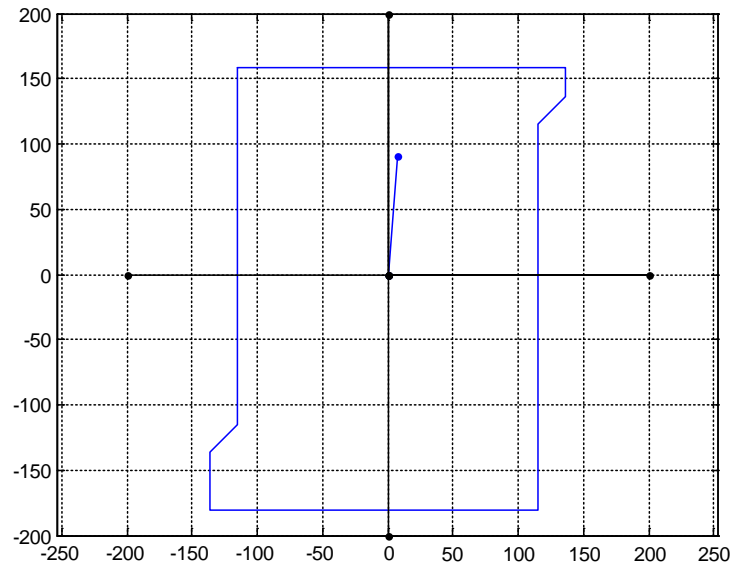


Figura 5.7 Zona de arranque de baja impedancia línea A3040 (Bus MMT).

En las siguientes tablas se tiene el resumen de los ajustes obtenidos para la protección en el extremo del bus MMT.

Tabla 5.5 Datos de ajuste de la zona de baja impedancia.

Zona	XA	XB	RA	RB	ZLOAD	ZLOAD θ
Baja impedancia	158.5867	181.242	135.9315	135.9315	115.47	45°

Tabla 5.6 Datos de ajuste de las zonas de protección.

Alcance	Disparo instantáneo	Sobre alcance	Bloqueo hacia atrás	Respaldo temporizado
X	28.3840	135.9315	181.242	115.47
R	4.6859	10.8138	14.4184	9.1576
RR	29.4518	67.9657	67.9657	67.9657
RRE	58.9036	135.9315	135.9315	135.9315

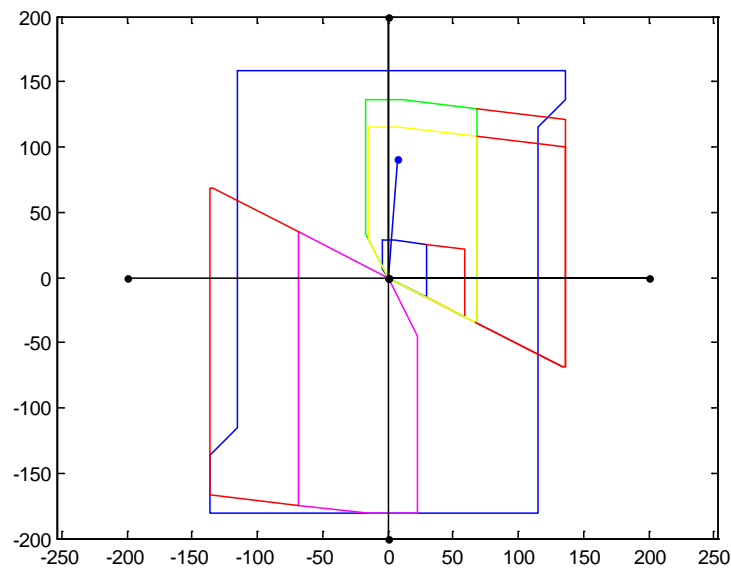


Figura 5.8 Zonas de protección para línea A3040 (Bus MMT).

5.1.1.6. Cálculo de ajuste de la zona de disparo instantáneo (Bus JUI).

Basándonos en las referencias “Archivo de ajuste CFE” y “Manual ABB 316_4” para el cálculo de ajuste de zona de disparo instantáneo en líneas paralelas extra largas y con compensación serie, contando con protección de nivel de potencial tipo MOV (Metal Oxide Varistor) en el capacitor, se tiene que para la característica cuadrilateral:

- a) Alcance inductivo de la zona de disparo instantáneo.

Ajustar del 60% al 70% de la reactancia de secuencia positiva de la línea protegida.

$$X1 = 0.65 * XL(+)$$

$$X1 = 0.65 * 90.6210$$

$$\mathbf{X1 = 58.9036 \Omega prim}$$

- b) Alcance resistivo de la zona de disparo instantáneo.

Ajustar del 60% al 70% de la resistencia de secuencia positiva de la línea protegida.

$$R1 = 0.65 * RL(+)$$

$$R1 = 0.65 * 7.2092$$

$$\mathbf{R1 = 4.6859 \Omega prim}$$

- c) Alcance resistivo para fallas entre fases de la zona de disparo instantáneo.

Aplicar el criterio general para RR1.

$$0.5 * X1 < RR1 < 2.5 * X1$$

$$0.5 * 58.9036 < RR1 < 2.5 * 58.9036$$

$$29.4518 < RR1 < 147.259$$

Ajustar RR1 al 50% del alcance inductivo X1 de la zona de disparo instantáneo.

$$RR1 = 0.5 * X1$$

$$RR1 = 0.5 * 58.9036$$

$$RR1 = 29.4518 \Omega \text{ prim}$$

Verificar que el valor de RR1 este entre los siguientes parámetros, sino es así ajustar al valor de su límite inmediato:

$$10 \leq RR1 \leq 80$$

$$10 \leq 29.4518 \leq 80$$

$$RR1 = 29.4518 \Omega \text{ prim}$$

Nota: La referencia “Hoja de cálculo Excel” utiliza la siguiente condición adicional para cálculo de RR1.

$$\text{Si } RR1 < Zload \text{ ajustar } RR1 = RR1$$

$$\text{Si } RR1 \geq Zload \text{ ajustar } RR1 = Zload$$

$$RR1 < Zload$$

$$29.4518 < 115.47$$

$$\mathbf{RR1 = 29.4518 \Omega \text{ prim}}$$

d) Alcance resistivo para fallas a tierra de la zona de disparo instantáneo.

Aplicar el criterio general para RRE1:

$$0.8 * X1 < RRE1 < (1 + k0) * 2.5 * X1$$

$$0.8 * 58.9036 < RRE1 < (1 + 0.8672) * 2.5 * 58.9036$$

$$47.1228 < RRE1 < 274.962$$

Ajustar RRE1 igual al alcance inductivo X1 de la zona de disparo instantáneo.

$$RRE1 = X1$$

$$RRE1 = 58.9036 \Omega \text{ prim}$$

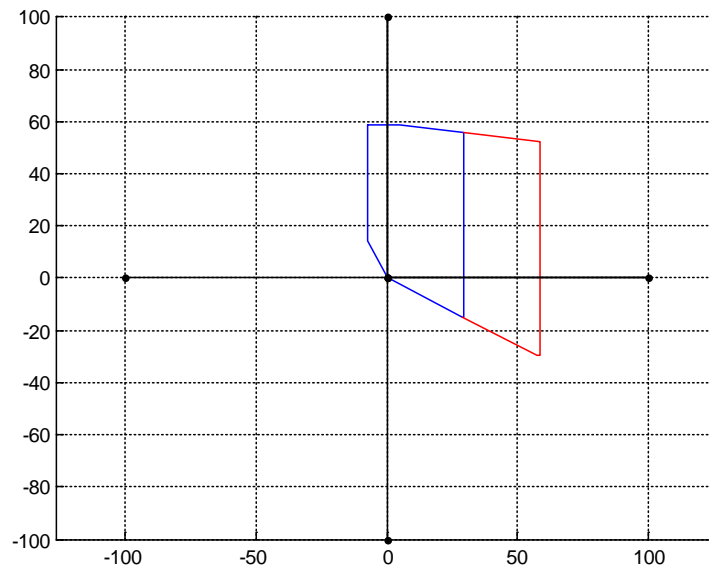


Figura 5.9 Zona de disparo instantáneo línea A3040 (Bus JUI).

5.1.1.7. Cálculo de ajuste de la zona de sobre alcance (Bus JUI).

Basándonos en las referencias “Archivo de ajuste CFE” y “Manual ABB 316_4” para el cálculo de ajuste de zona de sobre alcance en líneas paralelas extra largas y con compensación serie, contando con protección de nivel de potencial tipo MOV (Metal Oxide Varistor) en el capacitor, se tiene que para la característica cuadrilateral:

- a) Alcance inductivo de la zona de sobre alcance.

Ajustar al 150% de la reactancia de secuencia positiva de la línea protegida.

$$X2 = 1.50 * XLp(+)$$

$$X2 = 1.50 * 90.6210$$

$$\mathbf{X2 = 135.9315 \Omega prim}$$

b) Alcance resistivo de la zona de sobre alcance.

Ajustar al 150% de la resistencia de secuencia positiva de la línea protegida.

$$R2 = 1.50 * RLp(+)$$

$$R2 = 1.50 * 7.2092$$

$$\mathbf{R2 = 10.8138 \Omega prim}$$

c) Alcance resistivo para fallas entre fases de la zona de sobre alcance.

Aplicar el criterio general para RR2.

$$0.5 * X2 < RR2 < 2.5 * X2$$

$$0.5 * 135.9315 < RR2 < 2.5 * 135.9315$$

$$67.9657 < RR2 < 339.8287$$

Ajustar RR2 al 50% del alcance inductivo X2 de la zona de sobre alcance.

$$RR2 = 0.5 * X2$$

$$RR2 = 0.5 * 135.9315$$

$$RR2 = 67.9657 \Omega prim$$

Verificar que el valor de RR2 este entre los siguientes parámetros, sino es así ajustar al valor de su límite inmediatamente:

$$10 \leq RR2 \leq 80$$

$$10 \leq 67.9657 \leq 80$$

$$RR2 = 67.9657 \Omega \text{ prim}$$

Nota: La referencia “Hoja de cálculo Excel” utiliza la siguiente condición adicional para cálculo de RR2.

$$\text{Si } RR2 < Zload \text{ ajustar } RR2 = RR2$$

$$\text{Si } RR2 \geq Zload \text{ ajustar } RR2 = Zload$$

$$RR2 < Zload$$

$$67.96575 < 115.47$$

$$RR2 = 67.9657 \Omega \text{ prim}$$

- d) Alcance resistivo para fallas a tierra de la zona de sobre alcance.
Aplicar el criterio general para RRE2.

$$0.8 * X2 < RRE2 < (1 + k0) * 2.5 * X2$$

$$0.8 * 135.9315 < RRE2 < (1 + 0.8672) * 2.5 * 135.9315$$

$$108.7452 < RRE2 < 634.52824$$

Ajustar RRE2 igual al alcance inductivo X2 de la zona de sobre alcance.

$$RRE2 = X2$$

$$RRE2 = 135.9315 \Omega \text{ prim}$$

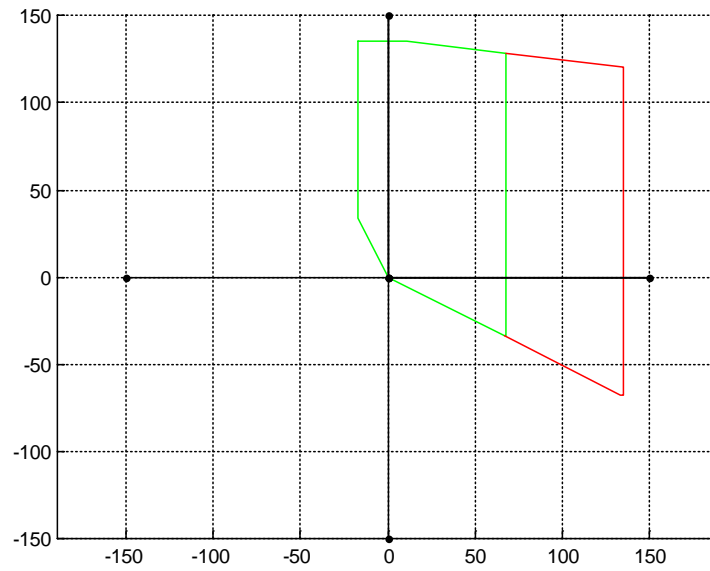


Figura 6.10 Zona de sobre alcance línea A3040 (Bus JUI).

5.1.1.8. Cálculo de ajuste de la zona de bloqueo (Bus JUI).

Basándonos en las referencias “Archivo de ajuste CFE” y “Manual ABB 316_4” para el cálculo de ajuste de zona de bloqueo en líneas paralelas extra largas y con compensación serie, contando con protección de nivel de potencial tipo MOV (Metal Oxide Varistor) en el capacitor, se tiene que para la característica cuadrilateral:

- a) Alcance inductivo de la zona de bloqueo.

Ajustar al 200% de la reactancia de secuencia positiva de la línea a proteger.

$$X3 = 2 * XLp(+)$$

$$X3 = 2 * 90.6210$$

$$X3 = 181.242 \Omega \text{ prim}$$

b) Alcance resistivo de la zona de bloqueo.

Ajustar al 200% de la resistencia de secuencia positiva de la línea a proteger.

$$R3 = 2 * RLp(+)$$

$$R3 = 2 * 7.2092$$

$$\mathbf{R3 = 14.4184 \Omega prim}$$

c) Alcance resistivo para fallas entre fases de la zona de bloqueo.

Ajustar RR3 igual al alcance resistivo de la zona de sobre alcance (RR2) del extremo remoto (frontal), respectivamente.

$$RR3 = RR2$$

$$\mathbf{RR3 = 67.9657 \Omega prim}$$

d) Alcance resistivo para fallas a tierra de la zona de bloqueo.

Ajustar RRE3 igual al alcance resistivo de la zona de sobre alcance (RRE2) del extremo remoto (frontal), respectivamente.

$$RRE3 = RRE2$$

$$\mathbf{RRE3 = 135.9315 \Omega prim}$$

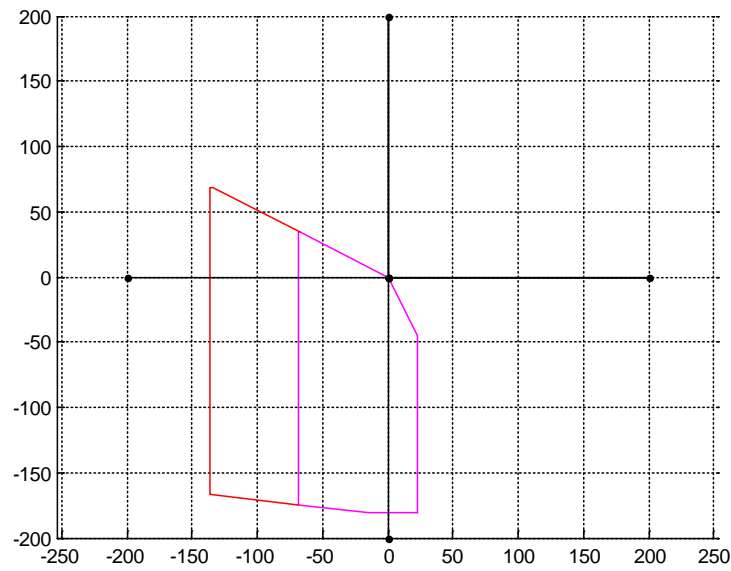


Figura 5.11 Zona de bloqueo línea A3040 (Bus JUI).

5.1.1.9. Cálculo de ajuste de la zona de respaldo temporizado (Bus JUI).

Basándonos en las referencias “Archivo de ajuste CFE” y “Manual ABB 316_4” para el cálculo de ajuste de zona de respaldo temporizado en líneas paralelas extra largas y con compensación serie, contando con protección de nivel de potencial tipo MOV (Metal Oxide Varistor) en el capacitor, se tiene que para la característica cuadrilateral:

- a) Alcance inductivo de la zona de respaldo temporizado.

Se realiza el cálculo de Infeed con la línea A3T90 y la generación del bus MMT fuera de servicio, simulando así la contingencia más grave con una falla monofásica al 50% en la línea A3280 con el extremo del bus SAB abierto. Los elementos punteados representan las líneas fuera de servicio.

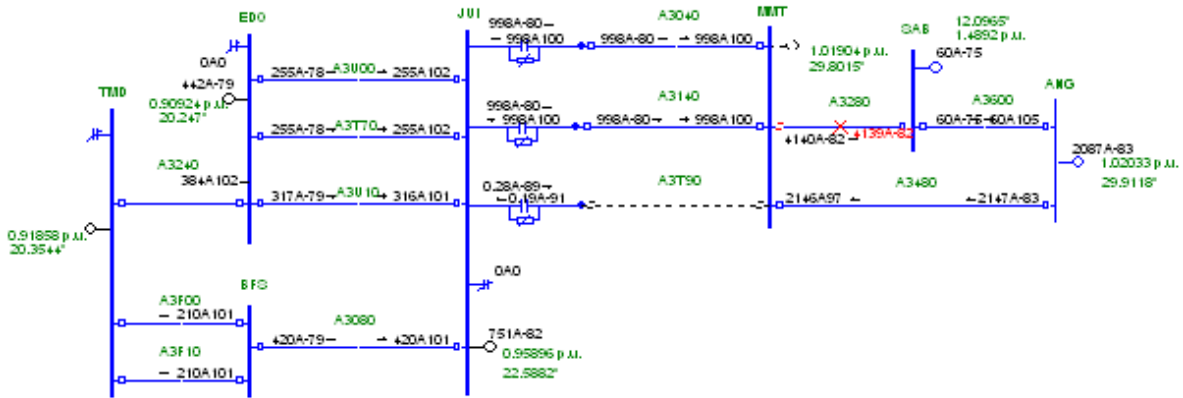


Figura 5.12 Calculo de Infeed para línea A3040 (Bus JUI),

$$Infeed = \frac{\text{Corriente de aportación total}}{\text{Corriente de aportación vista}}$$

$$Infeed = \frac{4139}{998} = 4.1472$$

La línea A3280 es una línea mediana, por lo tanto:

$$Infeed = 4.1472$$

Ajustar al 100% de la impedancia de secuencia positiva de la línea protegida y 50% de la línea más corta que salga del bus remoto con infeed mínimo.

$$50\% XLrem(+) = 12.246 * 0.5$$

$$50\% XLrem(+) = 6.123$$

$$X4 = XLp(+) + (50\% XLrem * Infeed)$$

$$X4 = 90.6210 + (6.123 * 4.1472)$$

$$X4 = 116.0143$$

Nota: La referencia “Hoja de cálculo Excel” utiliza la siguiente condición adicional para cálculo de X4.

$$\text{Si } X4 < Zload \text{ ajustar } X4 = X4$$

$$\text{Si } X4 \geq Zload \text{ ajustar } X4 = Zload$$

$$X4 < Zload$$

$$116.0143 < 115.47$$

$$\mathbf{X4 = 115.47 \Omega prim}$$

b) Alcance resistivo de la zona de respaldo temporizado.

Ajustar al 100% de la impedancia de secuencia positiva de la línea protegida y 50% de la línea más corta que salga del bus remoto con infeed mínimo.

$$50\% RLrem(+) = 0.9445 * 0.5$$

$$50\% RLrem(+) = 0.4722$$

$$R4 = RLp(+) + (50\% RLrem * Infeed)$$

$$R4 = 7.2092 + (0.4722 * 4.1472)$$

$$\mathbf{R4 = 9.1675 \Omega prim}$$

c) Alcance resistivo para fallas entre fases de la zona de respaldo temporizado.

Ajustar RR4 igual al alcance resistivo de la zona de sobre alcance (RR2) de llaveo.

$$RR4 = RR2$$

$$\mathbf{RR4 = 67.9657 \Omega prim}$$

- d) Alcance resistivo para fallas a tierra de la zona de respaldo temporizado.
 Ajustar RRE4 igual al alcance resistivo de la zona de sobre alcance (RRE2) de llaveo.

$$RRE4 = RRE2$$

$$RRE4 = 135.9315 \Omega \text{ prim}$$

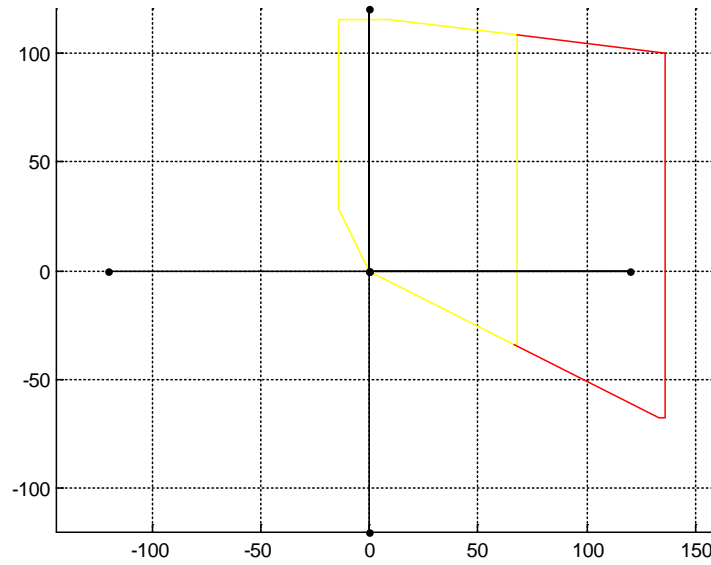


Figura 5.13 Zona de respaldo temporizado línea A3040 (Bus JUI).

5.1.1.10. Cálculo de ajuste de la zona de arranque de baja impedancia (Bus JUI).

- a) Alcance inductivo hacia adelante X_A de la zona de arranque de baja impedancia.
 Ajustar al 175% de la impedancia de secuencia positiva de la línea protegida.

$$X_A = X_{L(+)} * 1.75$$

$$X_A = 90.6210 * 1.75$$

$$X_A = 158.5867 \Omega \text{ prim}$$

- b) Alcance inductivo hacia atrás XB de la zona de arranque de baja impedancia.
Ajustar igual al alcance inductivo de la zona de bloqueo.

$$XB = X3$$

$$XB = 181.242 \Omega \text{ prim}$$

- c) Se requiere el ajuste del valor de Zload

$$Zload = 115.47 \Omega \text{ prim}$$

- d) De igual forma el ángulo de Zload, por default se usan 45°.

$$Zload \theta = 45^\circ$$

- e) Ajustar RA al alcance resistivo para fallas entre fases a tierra de la zona de sobre alcance.

$$RA = RRE2$$

$$RA = 135.9315$$

- f) Ajustar RB al alcance resistivo para fallas entre fases de la zona de sobre alcance.

$$RB = RRE2$$

$$RB = 135.9315$$

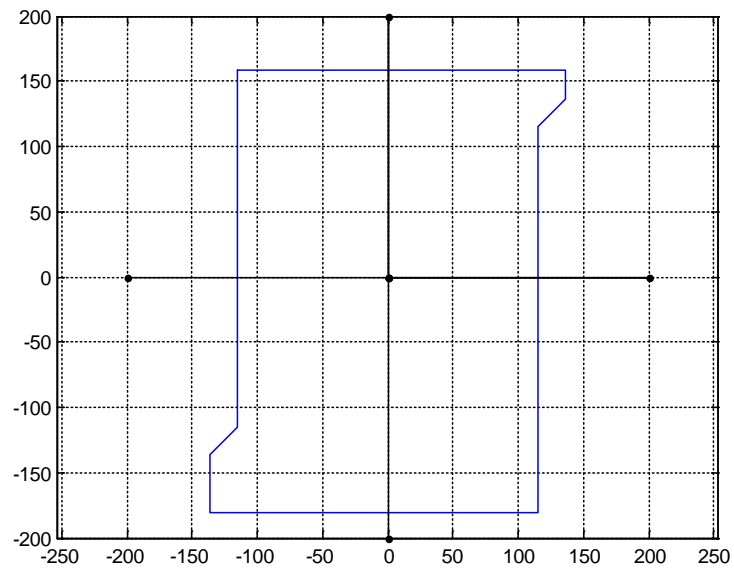


Figura 5.14 Zona de arranque de baja impedancia línea A3040 (Bus JUI).

En las siguientes tablas se tiene el resumen de los ajustes obtenidos para la protección en el extremo del bus MMT.

Tabla 5.7 Datos de ajuste de la zona de baja impedancia.

Zona	XA	XB	RA	RB	ZLOAD	ZLOAD θ
Baja impedancia	158.5867	181.242	135.9315	135.9315	115.47	45°

Tabla 5.8. Datos de ajuste de las zonas de protección.

Alcance	Disparo instantáneo	Sobre alcance	Bloqueo hacia atrás	Respaldo temporizado
X	58.9036	135.9315	181.242	115.47
R	4.6859	10.8138	14.4184	9.1675
RR	29.4518	67.9657	67.9657	67.9657
RRE	58.9036	135.9315	135.9315	135.9315

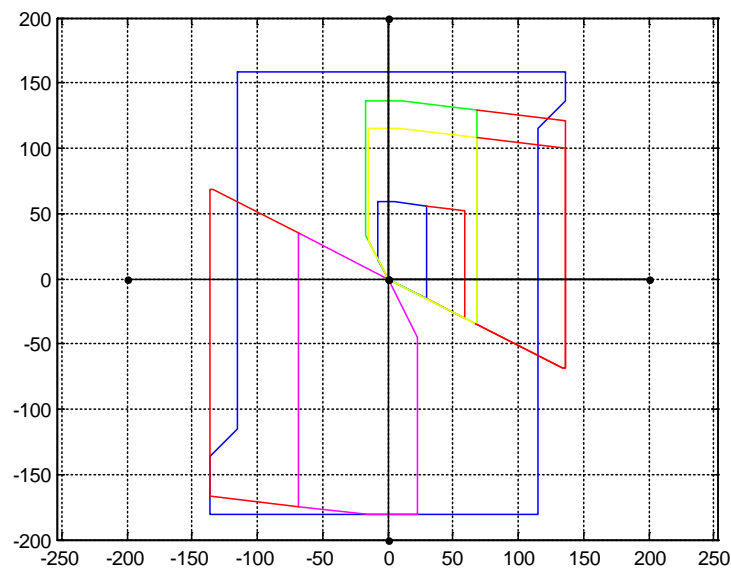


Figura 5.15 Zonas de protección para línea A3040 (Bus JUI).

5.1.2. Cálculo de ajustes para línea de transmisión A3480.

5.1.2.1. Descripción de la línea protegida y su entorno.

La línea A3480 tiene una longitud de 73.45 km, va del bus MMT al bus ANG, maneja un nivel de voltaje de 400 kV aproximadamente. Entra en la categoría de protección de líneas largas.

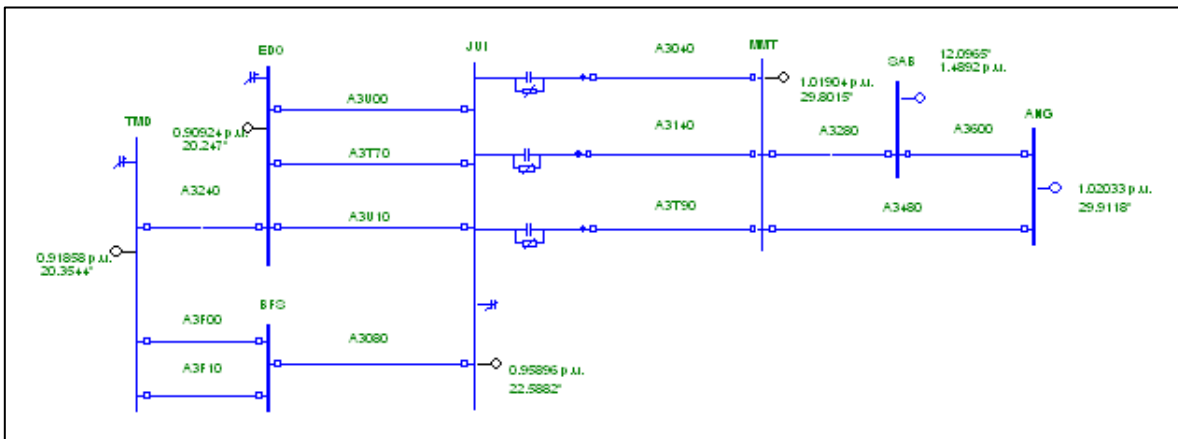


Figura 5.16 Circuito de estudio línea A3480.

Para el cálculo de los ajustes de las protecciones a ambos extremos de la línea A3480, se requiere conocer las impedancias de secuencia de la línea protegida y de las líneas eléctricamente más cortas que salen de los buses remotos respectivamente para cada protección.

De esta forma tenemos que para la protección localizada en el extremo del bus MMT la única línea que sale del bus remoto es A3600, y para la protección localizada en el extremo del bus ANG, tenemos la línea adyacente A3280.

En la tabla 5.2 se muestran los valores de secuencia de la línea A3480.

Tabla 5.9 Parámetros de secuencia de línea A3480.

SEQ	R	X	Z	Θ
Z _{Lp (+)} =	1.4757	25.559	25.6015	86.6955
Z _{Lp (0)} =	19.24	89.052	91.1067	77.8084

La tabla 5.10 muestra los parámetros de secuencia de la línea A3600, que sale del bus ANG y llega al bus SAB, esta línea cuenta con 71.33 km de longitud.

Tabla 5.10 Parámetros de secuencia de la línea A3600.

SEQ	R	X	Z	Θ
Z (+) =	1.4331	24.821	24.8623	86.6955
Z (0) =	18.685	86.481	88.4765	77.8081

Para la protección localizada en el bus ANG se tiene como la línea eléctricamente más corta, a la línea A3280, como ya se mencionó anteriormente, la línea cuenta con 31.75 km de longitud, y va del bus MMT al bus SAB. Los parámetros de secuencia de la línea A3280 son mostrados en la tabla 5.3.

El valor de la impedancia de carga se mantiene igual, mientras se maneje el mismo tipo de conductor y el nivel de voltaje.

$$Z_{load} = \frac{VLL}{\sqrt{3} * I_{max}}$$

$$Z_{load} = \frac{4 \times 10^5}{\sqrt{3} * 2 \times 10^3}$$

$$Z_{load} = 115.47 \Omega \text{ prim}$$

Para protecciones de distancia para fallas a tierra se procede a calcular el factor k_0 para la línea A3480.

$$k_0 = \frac{Z_{Lp}(0) - Z_{Lp}(+)}{3 * Z_{Lp}(+)}$$

$$k_0 = \frac{(19.24 + j89.052) - (1.4757 + j25.559)}{3 * (1.4757 + j25.559)}$$

$$k_0 = \frac{17.7643 + j63.493}{4.4271 + j76.677} = \frac{65.9312 \angle 74.3692}{76.8046 \angle 86.6955}$$

$$k_0 = 0.8584 \angle -12.3263^\circ$$

5.1.2.2. Cálculo de ajuste de la zona de disparo instantáneo (Bus MMT).

Basándonos en las referencias “Archivo de ajuste CFE” y “Manual ABB 316_4” para el cálculo de ajuste de zona de disparo instantáneo en líneas largas, se tiene para la característica cuadrilateral:

- a) Alcance inductivo de la zona de disparo instantáneo.

Ajustar al 80% de la reactancia de secuencia positiva de la línea protegida.

$$X_1 = 0.80 * X_{Lp}$$

$$X_1 = 0.80 * 25.559$$

$$\mathbf{X_1 = 20.4472 \Omega prim}$$

- b) Alcance resistivo de la zona de disparo instantáneo.

Ajustar al 80% de la resistencia de secuencia positiva de la línea protegida.

$$R_1 = 0.80 * R_{Lp}(+)$$

$$R_1 = 0.80 * 1.4757$$

$$\mathbf{R_1 = 1.1805 \Omega prim}$$

- c) Alcance resistivo para fallas entre fases de la zona de disparo instantáneo.
 Aplicar el criterio general para RR1.

$$0.8 * X1 < RR1 < 2.5 * X1$$

$$0.8 * 20.4472 < RR1 < 2.5 * 20.4472$$

$$16.3577 < RR1 < 51.118$$

Ajustar RR1 igual al alcance inductivo X1 de la zona de disparo instantáneo.

$$RR1 = X1$$

$$RR1 = 20.4472 \Omega \text{ prim}$$

Verificar que el valor de RR1 este entre los siguientes parámetros, sino es así ajustar al valor de su límite inmediato.

$$10 \leq RR1 \leq 80$$

$$10 \leq 20.4472 \leq 80$$

$$RR1 = 20.4472 \Omega \text{ prim}$$

Nota: La referencia “Hoja de cálculo Excel” utiliza la siguiente condición adicional para cálculo de RR1.

$$\text{Si } RR1 < Zload \text{ ajustar } RR1 = RR1$$

$$\text{Si } RR1 \geq Zload \text{ ajustar } RR1 = Zload$$

$$RR1 < Zload$$

$$20.4472 < 115.47$$

$$RR1 = 20.4472 \Omega \text{ prim}$$

d) Alcance resistivo para fallas a tierra de la zona de disparo instantáneo.

Aplicar el criterio general para RRE1:

$$0.8 * X1 < RRE1 < (1 + k0) * 2.5 * X1$$

$$0.8 * 20.4472 < RRE1 < (1 + 0.8584) * 2.5 * 20.4472$$

$$16.3577 < RRE1 < 94.9976$$

Ajustar RRE1 igual al doble del alcance inductivo X1 de la zona de disparo instantáneo.

$$RRE1 = 2 * X1$$

$$RRE1 = 2 * 20.4472$$

$$**RRE1 = 40.8944 \Omega prim**$$

5.1.2.3. Cálculo de ajuste de la zona de sobre alcance (Bus MMT).

Basándonos en las referencias “Archivo de ajuste CFE” y “Manual ABB 316_4” para el cálculo de ajuste de zona de sobre alcance en líneas largas, se tiene para la característica cuadrilateral:

a) Alcance inductivo de la zona de sobre alcance.

Ajustar al 130% de la reactancia de secuencia positiva de la línea protegida.

$$X2 = 1.30 * XLp(+)$$

$$X2 = 1.30 * 25.559$$

$$**X2 = 33.2267 \Omega prim**$$

b) Alcance resistivo de la zona de sobre alcance.

Ajustar al 130% de la resistencia de secuencia positiva de la línea protegida.

$$R2 = 1.30 * RL(+)$$

$$R2 = 1.30 * 1.4757$$

$$\mathbf{R2 = 1.9184 \Omega prim}$$

c) Alcance resistivo para fallas entre fases de la zona de sobre alcance.

Aplicar el criterio general para RR2.

$$0.8 * X2 < RR2 < 2.5 * X2$$

$$0.8 * 33.2267 < RR2 < 2.5 * 33.2267$$

$$26.5813 < RR2 < 83.0667$$

Ajustar RR2 igual al doble del alcance inductivo X2 de la zona de sobre alcance.

$$RR2 = 2 * X2$$

$$RR2 = 2 * 33.2267$$

$$RR2 = 66.4534 \Omega prim$$

Verificar que el valor de RR2 este entre los siguientes parámetros, sino es así ajustar al valor de su límite inmediatamente:

$$10 \leq RR2 \leq 80$$

$$10 \leq 66.4534 \leq 80$$

$$RR2 = 66.4534 \Omega prim$$

Nota: La referencia “Hoja de cálculo Excel” utiliza la siguiente condición adicional para cálculo de RR2.

Si $RR2 < Zload$ ajustar $RR2 = RR2$

Si $RR2 \geq Zload$ ajustar $RR2 = Zload$

$$RR2 < Zload$$

$$66.4534 < 115.47$$

$$\mathbf{RR2 = 66.4534 \Omega prim}$$

- d) Alcance resistivo para fallas a tierra de la zona de sobre alcance.
Aplicar el criterio general para RRE2.

$$0.8 * X2 < RRE2 < (1 + k0) * 2.5 * X2$$

$$0.8 * 33.2267 < RRE2 < (1 + 0.8584) * 2.5 * 33.2267$$

$$26.5813 < RRE2 < 154.3712$$

Ajustar RRE2 igual al doble del alcance inductivo X2 de la zona de sobre alcance.

$$RRE2 = 2 * X2$$

$$RRE2 = 2 * 33.2267$$

$$\mathbf{RRE2 = 66.4534 \Omega prim}$$

5.1.2.4. Cálculo de ajuste de la zona de bloqueo (Bus MMT).

Basándonos en las referencias “Archivo de ajuste CFE” y “Manual ABB 316_4” para el cálculo de ajuste de zona de bloqueo en líneas largas, se tiene que para la característica cuadrilateral:

- a) Alcance inductivo de la zona de bloqueo.

Ajustar al 100% de la reactancia de secuencia positiva de la línea a proteger.

$$X3 = XLp(+)$$

$$\mathbf{X3 = 25.559 \Omega prim}$$

b) Alcance resistivo de la zona de bloqueo.

Ajustar al 100% de la resistencia de secuencia positiva de la línea a proteger.

$$R3 = RLp(+)$$

$$\mathbf{R3 = 1.4757 \Omega prim}$$

c) Alcance resistivo para fallas entre fases de la zona de bloqueo.

Ajustar RR3 igual al alcance resistivo de la zona de sobre alcance (RR2) del extremo remoto (frontal), respectivamente.

$$RR3 = RR2$$

$$\mathbf{RR3 = 66.4534 \Omega prim}$$

d) Alcance resistivo para fallas a tierra de la zona de bloqueo.

Ajustar RRE3 igual al alcance resistivo de la zona de sobre alcance (RRE2) del extremo remoto (frontal), respectivamente.

$$RRE3 = RRE2$$

$$\mathbf{RRE3 = 66.4534 \Omega prim}$$

5.1.2.5. Cálculo de ajuste de la zona de respaldo temporizado (Bus MMT).

Basándonos en las referencias “Archivo de ajuste CFE” y “Manual ABB 316_4” para el cálculo de ajuste de zona de respaldo temporizado en líneas largas, se tiene que para la característica cuadrilateral:

- a) Alcance inductivo de la zona de respaldo temporizado.

Se realiza el cálculo de Infeed con la generación del bus ANG fuera de servicio, simulando así la contingencia más grave con una falla monofásica al 50% en la línea A3600 con el extremo del bus SAB abierto. Las líneas punteadas representan los elementos fuera de servicio.

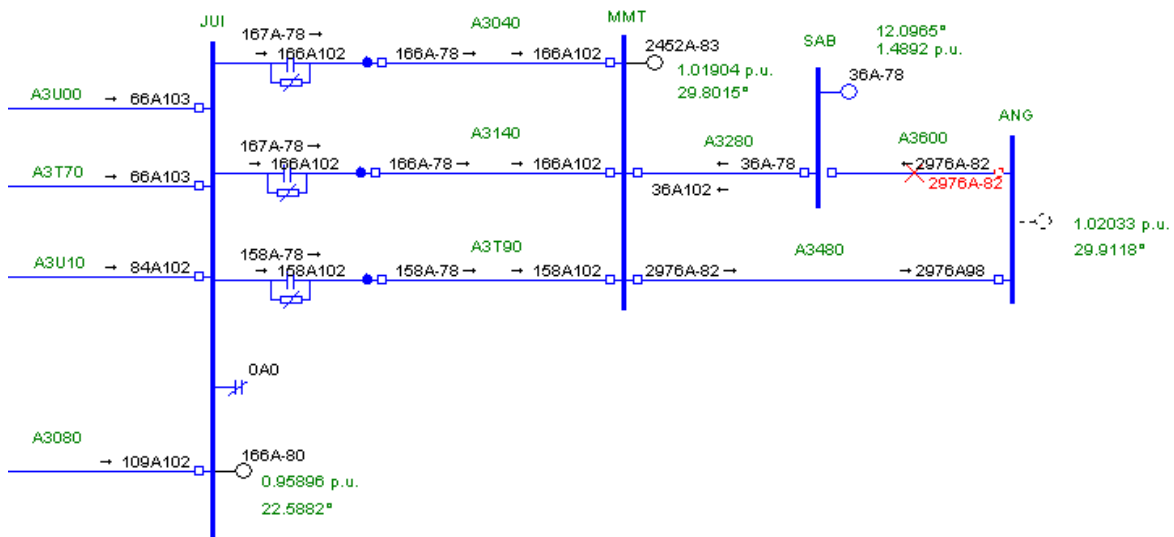


Figura 5.17 Cálculo de Infeed para línea A3480 (Bus MMT).

$$Infeed = \frac{\text{Corriente de aportación total}}{\text{Corriente de aportación vista}}$$

$$Infeed = \frac{2976}{2976} = 1$$

La línea A3280 es una línea mediana, por lo tanto:

$$Infeed = 1$$

Ajustar al 100% de la impedancia de secuencia positiva de la línea protegida y 50% de la línea más corta que salga del bus remoto con infeed mínimo.

$$50\% XLrem(+) = 24.821 * 0.5$$

$$50\% XLrem(+) = 12.4105$$

$$X4 = XLp(+) + (50\% XLrem * Infeed)$$

$$X4 = 25.559 + (12.4105 * 1)$$

$$X4 = 37.9695$$

Nota: La referencia “Hoja de cálculo Excel” utiliza la siguiente condición adicional para cálculo de X4.

$$Si X4 < Zload \text{ ajustar } X4 = X4$$

$$Si X4 \geq Zload \text{ ajustar } X4 = Zload$$

$$X4 < Zload$$

$$37.9695 < 115.47$$

$$X4 = 37.9695 \Omega \text{ prim}$$

b) Alcance resistivo de la zona de respaldo temporizado.

Ajustar al 100% de la impedancia de secuencia positiva de la línea protegida y 50% de la línea más corta que salga del bus remoto con infeed mínimo.

$$50\% RLrem(+) = 0.9445 * 0.5$$

$$50\% RLrem(+) = 0.4722$$

$$R4 = RLp(+) + (50\% RLrem * Infeed)$$

$$R4 = 1.4757 + (0.4722 * 1)$$

$$\mathbf{R4 = 1.9479 \Omega prim}$$

- c) Alcance resistivo para fallas entre fases de la zona de respaldo temporizado.
Ajustar RR4 igual al alcance resistivo de la zona de sobre alcance (RR2) de llaveo.

$$RR4 = RR2$$

$$\mathbf{RR4 = 66.4534 \Omega prim}$$

- d) Alcance resistivo para fallas a tierra de la zona de respaldo temporizado.
Ajustar RRE4 igual al alcance resistivo de la zona de sobre alcance (RRE2) de llaveo.

$$RRE4 = RRE2$$

$$\mathbf{RRE4 = 66.4534 \Omega prim}$$

5.1.2.6. Cálculo de ajuste de la zona de arranque de baja impedancia (Bus MMT).

- a) Alcance inductivo hacia adelante XA de la zona de arranque de baja impedancia.
Ajustar al 175% de la impedancia de secuencia positiva de la línea protegida.

$$XA = XLp(+) * 1.75$$

$$XA = 25.559 * 1.75$$

$$\mathbf{XA = 44.7282 \Omega prim}$$

- b) Alcance inductivo hacia atrás X_B de la zona de arranque de baja impedancia.
Ajustar igual al alcance inductivo de la zona de bloqueo.

$$X_B = X_3$$

$$X_B = 25.559 \Omega \text{ prim}$$

- c) Se requiere el ajuste del valor de Z_{load}

$$Z_{load} = 115.47 \Omega \text{ prim}$$

- d) De igual forma el ángulo de Z_{load} , por default se usan 45° .

$$Z_{load} \theta = 45^\circ$$

- e) Ajustar R_A al alcance resistivo para fallas de fases a tierra de la zona de sobre alcance.

$$R_A = R_{RE2}$$

$$R_A = 66.4534 \Omega \text{ prim}$$

- f) Ajustar R_B al alcance resistivo para fallas de fases a tierra de la zona de sobre alcance.

$$R_B = R_{RE2}$$

$$R_B = 66.4534 \Omega \text{ prim}$$

En las siguientes tablas se tiene el resumen de los ajustes obtenidos para la protección en el extremo del bus MMT.

Tabla 5.11 Datos de ajuste de la zona de baja impedancia.

Zona	XA	XB	RA	RB	ZLOAD	ZLOAD θ
Baja impedancia	44.7282	25.559	66.4534	66.4534	115.47	45°

Tabla 5.12 Datos de ajuste de las zonas de protección.

Alcance	Disparo instantáneo	Sobre alcance	Bloqueo hacia atrás	Respaldo temporizado
X	20.4472	33.2267	25.559	37.9695
R	1.1805	1.9184	1.4757	1.9479
RR	20.4472	66.4534	66.4534	66.4534
RRE	40.8944	66.4534	66.4534	66.4534

Referencias

- [1] Stevenson Jr. W. D., Grainger J. J., *Análisis de Sistemas de Potencia*. McGraw-Hill/Interamericana de México S.A. de C.V., 1er edición en español. Edo. México, Mex, 1996.
- [2] *Esquemas Normalizados de Protecciones para Líneas de Transmisión y Subtransmisión*. Norma NRF-041, CFE. México, 2013.
- [3] Duncan Glover, M. S. Sarma, *Análisis y Diseño de Sistemas de Potencia*., 3er edición en español.

Capítulo

6

Conclusiones.

Se presentan los resultados de los estudios realizados.

6.1. CONCLUSIONES.

Los estudios anteriores demostraron que el programa trabaja adecuadamente para redes con distintas topologías, tomando un tiempo de simulación no mayor a 0.3 segundos en la mayoría de los casos.

Comparando los resultados antes y después de incluir el TCSC en los casos donde aplique, se mostró que se logra incrementar la potencia al nivel deseado, obteniendo el ángulo de disparo correspondiente.

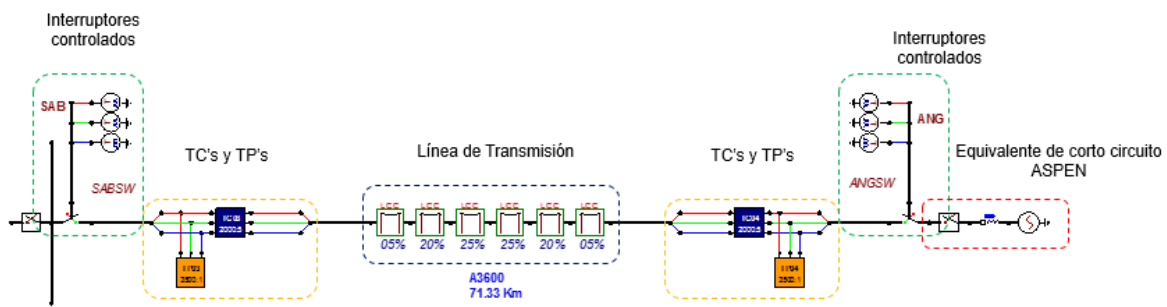


Figura 6.1 Modelado final del relevador por comparación direccional de onda superpuesta.

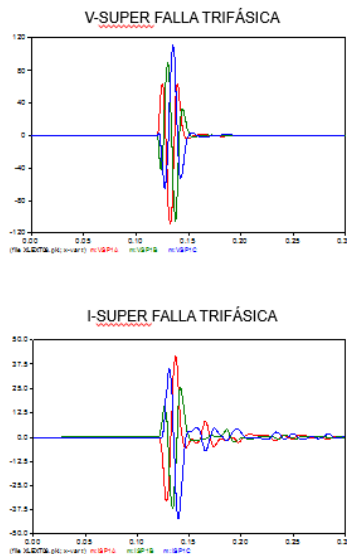


Figura 6.2 Oscilografías tomadas de fallas trifásicas.

6.2. RECOMENDACIONES PARA TRABAJOS FUTUROS.

Para crear un programa más completo, se pueden añadir distintos dispositivos FACTS para mejorar la operatividad del sistema, modificando distintas características. Esto permitiría tener una base para realizar distintos estudios que determinen la operatividad del sistema según sea requerido.

Apéndice

A

Transformadores de Corriente.

Se presentan los resultados de los estudios realizados.

A.1. TRANSFORMADORES DE CORRIENTE Y TRANSFORMADORES DE POTENCIAL.

Los TCs y los TPs ayudan a los sistemas de protección a ver los parámetros del sistema. Extraen información del sistema de potencia y forma un enlace entre la alta corriente y alto voltaje del sistema de potencia contra la baja corriente y bajo voltaje del sistema de protección. Los TCs y los TPs tiene dos importantes funciones:

- Aislar eléctricamente los relevadores de protección del sistema de potencia de alto voltaje para la seguridad del personal de operación.
- Reducir la corriente y el voltaje a valores estándar de 1 a 5 Amperes, 110 Volts para que el diseño de los relés pueda estandarizarse independientemente del voltaje y corriente primarios reales.

A.1.1. CONSTRUCCIÓN DEL TC

Los TCs pueden construirse como transformadores de dos devanados independientes. Sin embargo, podemos deshacernos del devanado primario y usar el propio conductor primario como un devanado primario de una espira, conocida como barra, cuando la magnitud de la corriente primaria es suficientemente alta.

En tales TCs, el devanado secundario puede colocarse dentro de los bushings de alta tensión. Los TCs de tipo autotransformador también pueden usarse conjuntamente con los TCs de dos devanados con el fin de afinar la relación de transformación.

A.1.2. TCs para protección y medición.

Los Tcs también se utilizan para fines de medición. Sin embargo, la respuesta deseada de los TCs de medición en condiciones de cortocircuito es bastante diferente. Se requiere un

TC de protección para transformar fielmente la corriente primaria bajo todas las condiciones, desde la corriente de carga normal hasta la corriente de corto circuito.

Por otro parte, un TC de medición está diseñado para saturar con corrientes de 1.2 veces la corriente a plena carga, y así proteger los equipos de medición de posibles daños.

Mediante el diseño adecuado, el punto de operación de un TC de medición se mantiene cerca de la rodilla de la característica de excitación. El punto de la rodilla se define como el punto de la característica de excitación en el que un aumento del 10% en el voltaje de excitación da como resultado un aumento del 50% de la corriente de excitación (Véase figura 1).

Figura 1.- Diferencia en la respuesta de un TC de medición y un Tc de protección.

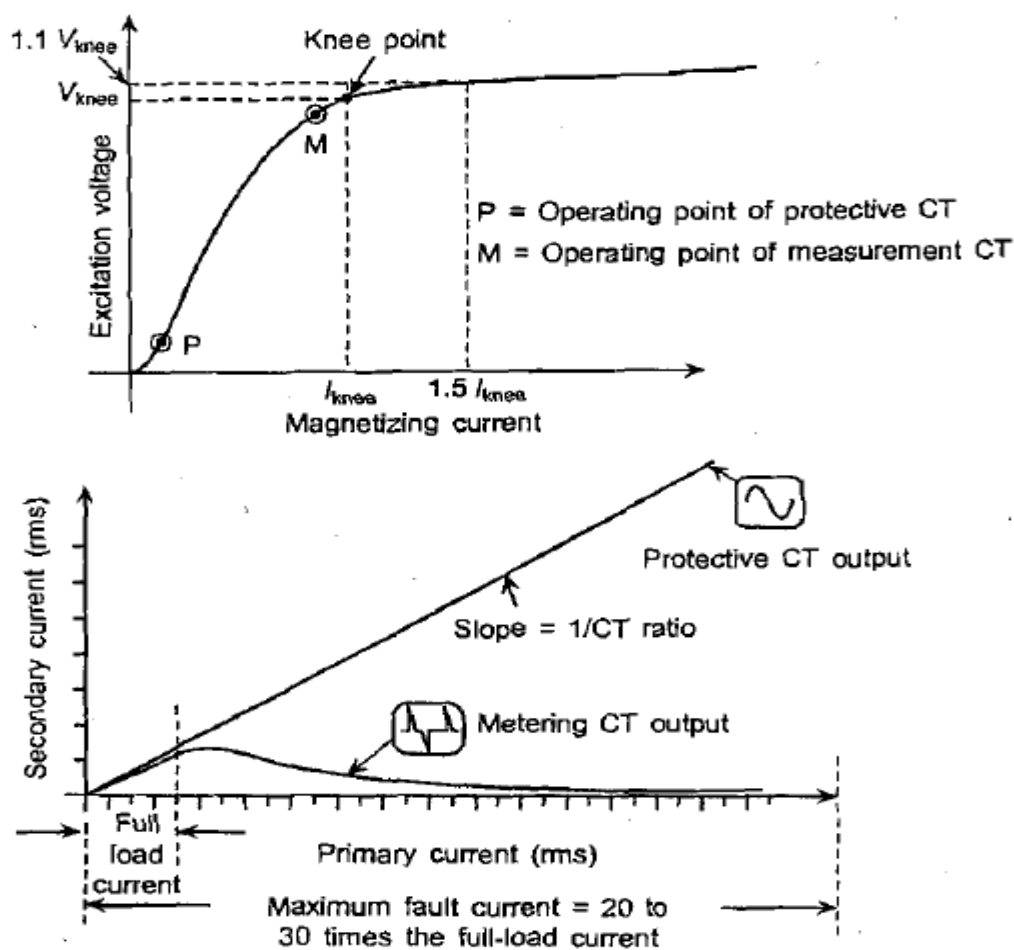


Figura A.1 Diferencia en la respuesta de un TC de medición y un Tc de protección.

Un TC de protección está diseñado para operar muy por debajo del punto de la rodilla para que mantenga su relación de transformación durante corrientes de corto circuito de gran magnitud.