

UNIVERSIDAD POLITÉCNICA SALESIANA
SEDE CUENCA

CARRERA DE INGENIERÍA ELÉCTRICA

*Trabajo de titulación previo
a la obtención del título
de Ingeniero Eléctrico*

PROYECTO TÉCNICO CON ENFOQUE GENERAL:

**“ESTUDIO DE LA COORDINACIÓN DE PROTECCIONES PARA LA LÍNEA
EN 69kV DE TRANSMISIÓN SAN ANTONIO-ALAZÁN”**

AUTORES:

CÉSAR AUGUSTO CALDERÓN BERNAL

JUAN DIEGO NIEVES SINCHE

TUTOR:

ING. PABLO DANIEL ROBLES LOVATO, MsC.

CUENCA - ECUADOR

2022

CESIÓN DE DERECHOS DE AUTOR

Nosotros, César Augusto Calderón Bernal con documento de identificación N° 0105448211 y Juan Diego Nieves Sinche con documento de identificación N° 0106447287, manifestamos nuestra voluntad y cedemos a la Universidad Politécnica Salesiana la titularidad sobre los derechos patrimoniales en virtud de que somos autores del trabajo de titulación: **“ESTUDIO DE LA COORDINACIÓN DE PROTECCIONES PARA LA LÍNEA EN 69kV DE TRANSMISIÓN SAN ANTONIO-ALAZÁN”**, mismo que ha sido desarrollado para optar por el título de: *IngenieroEléctrico*, en la Universidad Politécnica Salesiana, quedando la Universidad facultada para ejercer plenamente los derechos cedidos anteriormente.

En aplicación a lo determinado en la Ley de Propiedad Intelectual, en nuestra condición de autores nos reservamos los derechos morales de la obra antes citada. En concordancia, suscribimos este documento en el momento que hacemos entrega del trabajo final en formato digital a la Biblioteca de la Universidad Politécnica Salesiana.

Cuenca, febrero de 2022.



César Augusto Calderón Bernal

C.I. 0105448211



Juan Diego Nieves Sinche

C.I. 0106447287

CERTIFICACIÓN

Yo, declaro que bajo mi tutoría fue desarrollado el trabajo de titulación: **“ESTUDIO DE LA COORDINACIÓN DE PROTECCIONES PARA LA LÍNEA EN 69kV DE TRANSMISIÓN SAN ANTONIO-ALAZÁN”**, realizado por César Augusto Calderón Bernal y Juan Diego Nieves Sinche obteniendo el *Proyecto Técnico con enfoque general*, que cumple con todos los requisitos estipulados por la Universidad Politécnica Salesiana.

Cuenca, febrero de 2022.

PABLO
DANIEL
ROBLES
LOVATO

Nombre de reconocimiento (DN):
c=EC, o=BANCO CENTRAL DEL
ECUADOR, ou=ENTIDAD DE
CERTIFICACION DE INFORMACION-
ECIBCE, l=QUITO,
serialNumber=0000269754,
cn=PABLO DANIEL ROBLES LOVATO
Motivo: He revisado este documento
Fecha: 2020.07.17 09:00:07 -05'00'

Ing. Pablo Daniel Robles Lovato, MsC.

C.I. 0101663342

DECLARATORIA DE RESPONSABILIDAD

Nosotros, César Augusto Calderón Bernal con documento de identificación N° 0105448211 y Juan Diego Nieves Sinche con documento de identificación N° 0106447287, autores del trabajo de titulación: **“ESTUDIO DE LA COORDINACIÓN DE PROTECCIONES PARA LA LÍNEA EN 69kV DE TRANSMISIÓN SAN ANTONIO-ALAZÁN”**, certifico que el total contenido del *Proyecto Técnico con enfoque general*, es de nuestra exclusiva responsabilidad y autoría.

Cuenca, febrero de 2022.



César Augusto Calderón Bernal

C.I. 0105448211



Juan Diego Nieves Sinche

C.I. 0106447287

Dedicatoria

Dedico este trabajo de titulación a mi familia con un énfasis especial a mi padre, mi guía mentor que ahora me acompaña desde otra dimensión, este logro es más tuyo que mío. Mi madre la cual es la propulsora de mi vida, la que empuja día tras día, dedico también a mis hermanos Estefanía y Carlos que han sido testigos de este proceso, mis tíos por sus palabras de aliento y motivación de los momentos más arduos, me dirijo a ustedes con todo cariño.

César Augusto Calderón Bernal

Este trabajo de titulación lo dedico a mis padres Ángel y Sarita porque siempre estuvieron allí en la buenas y las malas motivándome a seguir adelante con su cariño y aprecio permitieron alcanzar esta meta.

A mis hermanos Wilmer, Wilson y Marina por estar siempre pendientes y apoyándome en cada momento.

Juan Diego Nieves

AGRADECIMIENTOS

¡La lista es vasta!, empezaré agradeciendo a la CELEC EP Unidad de Negocio Hidroazogues, con un énfasis especial al Ing. Santiago Díaz; a la UPS institución que ha sido testigo de nuestra formación a los docentes que la conforman con agradecimientos especiales a los docentes Pablo Robles y Hernán Guillén por su apertura y predisposición para solventar nuestras inquietudes, a mis compañeros que fueron parte del convivir universitario por el apoyo y la ayuda incondicional.

¡Gracias a todos!

César Augusto Calderón Bernal

A Dios por darme salud, fuerza y empeño para culminar este trabajo.

A mis padres por siempre creer en mí y brindarme la oportunidad de conseguir este logro.

A la Universidad, a la CELEC EP Unidad de Negocio Hidroazogues.

Al Ingeniero Santiago Díaz quien siempre estuvo presto ayudarnos y a los docentes Pablo Robles y Hernán Guillen.

Juan Diego Nieves

Resumen

Este trabajo tiene como objetivo realizar el ajuste y coordinación de protecciones de la línea de transmisión San Antonio – Alazán, línea que busca evacuar la potencia de 7.198 MW de la central San Antonio, a un nivel de voltaje de 69 kV, con esto se busca terminar otra etapa del proyecto Mazar – Dudas.

El estudio es descriptivo y exploratorio, basado en los datos proporcionados por la Corporación Eléctrica del Ecuador CELEC EP – Unidad de Negocio HIDROAZOGUES, se procede a la modelación del sistema eléctrico de potencia, además se eligen las funciones que van a ser activadas, en este caso se ha seleccionado la protección de sobrecorriente como protección principal (función 51) y la de impedancia como respaldo función (21).

Con la herramienta computacional Power factory Digsilent se realiza el estudio de flujos de potencia y cortocircuitos, de este estudio se extraen los datos para realizar el ajuste de los relés 51 y 21. Del flujo de potencia se extrae el valor de la corriente nominal y de las fallas la corriente de cortocircuito.

Se realiza el ajuste de la protección de sobrecorriente calculando la corriente de arranque del relé y el tiempo de disparo, y para la protección de impedancia se selecciona las zonas de protección cautelando su alcance y analizando aspectos propios de la operación de este relé.

Palabras claves: *Ajuste de protecciones, coordinación de protecciones, SEP, línea de transmisión.*

Abstract

This work aims to carry out the adjustment and coordination of protections of the San Antonio – Alazán transmission line, a line that seeks to evacuate the power of 7,198 MW from the San Antonio plant, at a voltage level of 69 kV, with this it seeks to finish another stage of the Mazar – Dudas project.

The study is descriptive and exploratory, based on the data provided by the Electric Corporation of Ecuador CELEC EP – HIDROAZOGUES Business Unit, we proceed to the modeling of the electrical power system, in addition the functions that are going to be activated are chosen, in this case the overcurrent protection has been selected as the main protection (function 51) and the impedance protection as the backup function (21).

With the computational tool Power factory Digsilent the study of power flows and short circuits is carried out, from this study the data is extracted to make the adjustment of relays 51 and 21. From the power flow the value of the nominal current is extracted and from the faults the short circuit current.

The overcurrent protection is adjusted by calculating the starting current of the relay and the firing time, and for the impedance protection the protection zones are selected by guarding their range and analyzing aspects of the operation of this relay.

Keywords: *Adjustment of protections, coordination of protections, SEP, transmission line.*

Tabla de contenido

1	CAPÍTULO 1 Introducción e Información General	17
1.1	Antecedentes	17
1.2	Objetivos	18
1.2.1	Objetivo General	18
1.2.2	Objetivos Específicos.....	18
1.3	Alcance	18
2	CAPÍTULO II Marco Teórico y Estado del Arte.	20
2.1	Línea de Transmisión.....	20
2.1.1	Radio Medio Geométrico.....	21
2.1.2	<i>Parámetros primarios de una línea de transmisión.</i>	21
2.2	IEEE C37.113	28
2.2.1	Consideraciones de Longitud.....	29
2.2.2	Clasificación de la Línea de acuerdo con el SIR	29
2.3	Clasificación de la Línea de Transmisión.....	30
2.4	Fallas en una Línea	31
2.4.1	Fallas Simétricas	32
2.4.2	Fallas Asimétricas	33
2.4.3	Resistencia de Falla.....	37
2.5	Sistema de Protección	37

2.5.1	Ajuste y Coordinación de la Protección.....	40
2.5.2	Criterios de ajuste y coordinación de la protección	41
2.5.3	Principios Para el Ajuste y Coordinación de Protecciones.	42
2.5.4	Protección de Sobrecorriente	44
2.5.5	Protección Diferencial	50
2.5.6	Protección de Distancia.....	51
2.5.7	Coordinación de la Protección de Distancia	55
2.5.8	Equipos de medición.....	57
3	CAPÍTULO III Levantamiento de Información y Modelamiento del SEP	60
3.1	Líneas de Transmisión en 69 kV	60
3.2	Tipo de Estructura.....	61
3.3	Subestaciones	61
3.3.1	Subestación San Antonio	61
3.3.2	Subestación Alazán.....	62
3.3.3	Subestación Colectora.....	63
3.3.4	Subestación Azogues 2.	63
3.4	Generadores	64
3.5	Impedancias de las Líneas de Transmisión.....	65
3.6	Modelamiento del Tipo de Torre Para la LT San Antonio – Alazán.....	65
3.6.1	Modelación de la Línea de Transmisión.....	66
3.7	Instrumentos de Medida.....	69

	10
3.8	Modelado del SEP en el Software Power Factory de Digsilent..... 70
4	CAPÍTULO 4 Flujos de Potencia y Cortocircuitos 72
4.1	Flujos de Potencia..... 72
4.2	Cortocircuitos en la LT San Antonio- Alazán 74
5	Ajuste y Coordinación de Protecciones 76
5.1	Coordinación y Ajuste de la Protección de Sobrecorriente 51/50 de la LT..... 76
5.1.1	Criterios generales para el ajuste de los relés de sobrecorriente..... 76
5.1.2	Configuración de la Función 51P 78
5.1.3	Configuración de la Función 50P 80
5.1.4	Fichas de Ajuste..... 81
5.1.5	Análisis de resultados 82
5.2	Coordinación y Ajuste de la Protección de Distancia 21 de la LT 90
5.2.1	Criterios Generales Para el Ajuste de la Función 21 90
5.2.2	Criterios de Ajuste de la Zona 2 97
5.2.3	Criterios Para el Ajuste de la Zona 3 105
6	Conclusiones y Recomendaciones 112
7	BIBLIOGRAFÍA 116
8	Anexos 119

Lista de tablas

Tabla 3-1. Características técnicas de las líneas de transmisión a 69 kV.....	60
Tabla 3-2. Parámetros del transformador de la S/E San Antonio.....	62
Tabla 3-3. Parámetros del transformador de la S/E Alazán.....	63
Tabla 3-4. Especificaciones técnicas de los generadores.....	64
Tabla 3-5. Impedancias de las líneas de transmisión Alazán - S/E Colectora - S/E Azogues 2...	65
Tabla 3-6. Características del conductor ACAR 500 MCM.....	66
Tabla 3-7. Características del cable de Guarda OPGW.....	66
Tabla 3-8. Impedancias de secuencia de las LTs que conforman SEP.....	69
Tabla 3-9. Transformador de corriente.....	69
Tabla 3-10. Transformador de Voltaje.....	70
Tabla 4-1. Flujo de potencia en el inicio de la LT San Antonio - Alazán con demanda máxima	72
Tabla 4-2. Flujo de potencia para el fin de la LT San Antonio - Alazán con demanda máxima...	73
Tabla 4-3. Flujo de potencia en el inicio de la LT San Antonio - Alazán con demanda mínima.	73
Tabla 4-4. Flujo de potencia al final de la LT San Antonio - Alazán con demanda mínima	73
Tabla 4-5. Cortocircuito en demanda Máxima	74
Tabla 4-6. Cortocircuito en demanda Mínima.....	75
Tabla 5-1. Constantes para las curvas norma ANSI/IEEE	79
Tabla 5-2. Valores de corriente de falla y corriente de pickup.....	80
Tabla 5-3. Corriente de ajuste y tiempo de operación fase.....	81
Tabla 5-4. Corriente de ajuste y tiempo de operación neutro.....	81

Tabla 5-5. Tiempos de actuación de los relés 51 falla 3F en la barra Alazán.	84
Tabla 5-6. Tiempos de actuación de los relés 51 falla 2F en la barra Alazán.	86
Tabla 5-7. Tiempos de actuación de los relés 51 falla 1F en la barra Alazán.	89
Tabla 5-8. Parámetros de la LT San Antonio - Alazán.....	92
Tabla 5-9. Ajuste para la Zona 1.....	92
Tabla 5-10 Parámetros de la LT Alazán - Colectora.	98
Tabla 5-11. Ajuste de la zona 2.	100
Tabla 5-12. Impedancias de la LT Colectora - Azogues 2	105
Tabla 5-13. Ajuste de la Zona 3.....	107

Lista de figuras

Figura. 2-1. Campos eléctricos y magnéticos asociados a una línea bipolar.	24
Figura. 2-2. Circuito equivalente de una línea corta.	30
Figura. 2-3. Esquema de una barra trifásica general con falla 1f.	34
Figura. 2-4. Redes de secuencia interconectadas falla 1F.	35
Figura. 2-5. Esquema de una barra trifásica general con falla 2f.	35
Figura. 2-6. Redes de secuencia interconectadas falla 2F.	36
Figura. 2-7. Protección unitaria: totalmente selectiva.	39
Figura. 2-8. Protección graduada: relativamente selectiva.	40
Figura. 2-9. Característica de tiempo de operación del relé de corriente definida.	47
Figura. 2-10. Característica de tiempo de operación del relé de tiempo y corriente definida.	48
Figura. 2-11. Característica de tiempo de operación del relé temporizado.	49
Figura. 2-12. Conexión Protección Diferencial de Barra.	50
Figura. 2-13. Relé 21 en una línea de transmisión.	52
Figura. 2-14. Tipos de características de protecciones de distancia.	52
Figura. 2-15. Característica del relé de impedancia.	53
Figura. 2-16. Característica tipo mho.	54
Figura. 2-17. Característica Poligonal.	55
Figura. 2-18. Zonas de operación de un relé de distancia.	56
Figura. 3-1. Dimensiones de la torre A-60.	61
Figura. 3-2. Características del cable OPGW.	67

Figura. 3-3. Característica del conductor ACAR 500 MCM	67
Figura. 3-4. Dimensiones de la torre.....	68
Figura. 3-5. Modelamiento de la línea San Antonio – Alazán.....	68
Figura. 3-6. Descripción del SEP.....	71
Figura. 3-7. Línea San Antonio – Alazán.	71
Figura. 5-1. Zona de operación de un relé de sobrecorriente.....	77
Figura. 5-2. Ajuste al 1% de la barra TSA-Método completo, falla 3-F, de la línea San Antonio.	82
Figura. 5-3. Ajuste al 1%, falla 3-F, de la LT Alazán – Colectora	83
Figura. 5-4. Ajuste al 1%, falla 3-F, entre la LT san Antonio-Alazán.....	84
Figura. 5-5. Ajuste al 1% de la barra TSA-Método completo, falla 2-F, de la LT San Antonio	85
Figura. 5-6. Ajuste al 1%, falla 2-F, de la LT Alazán – Colectora.	85
Figura. 5-7. Ajuste al 1%, falla 2-F, entre la LT San Antonio – Alazán.....	86
Figura. 5-8. Ajuste al 1%, falla 1F-T, entre la línea San Antonio-Alazán.....	87
Figura. 5-9. Ajuste al 1%, falla 1F-T, de la Línea Alazán-Colectora.	88
Figura. 5-10. Ajuste al 1%, falla 1-F, entre la línea San Antonio – Alazán.....	89
Figura. 5-11. Parámetros de la línea de transmisión San Antonio - Alazán.	91
Figura. 5-12. Operación del relé al 80% línea San Antonio, Falla 3-F con $RF = 0 \Omega$	93
Figura. 5-13. Operación del relé al 80%. Falla 3-F con $RF = 5 \Omega$	93
Figura. 5-14. Operación del relé al 80%. Falla 3-F con $RF = 10 \Omega$	94
Figura. 5-15. Operación del relé al 80%, falla 2-F con $RF = 0 \Omega$	94
Figura. 5-16. Operación del relé al 80%. Falla 2-F con $RF = 5 \Omega$	95
Figura. 5-17. Operación del relé al 80%. Falla 2-F con $RF = 10 \Omega$	95

Figura. 5-18. Operación del relé al 80%. Falla 1F con $RF = 0 \Omega$	96
Figura. 5-19. Operación del relé al 80%. Falla 1F con $RF = 5 \Omega$	96
Figura. 5-20. Operación del relé al 80%. Falla 1F con $RF = 10 \Omega$	97
Figura. 5-21. Parámetros de la LT Alazán - Colectora.	98
Figura. 5-22. Operación del relé al 50% de la línea Alazán S.E Colectora, Falla 3F con $RF = 0 \Omega$	100
Figura. 5-23. Operación del relé al 50% de la línea Alazán S.E Colectora, Falla 3F con $RF = 5 \Omega$	101
Figura. 5-24. Operación del relé al 50% de la línea Alazán S.E Colectora, Falla 3F con $RF = 10 \Omega$	101
Figura. 5-25. Operación del relé al 50% de la línea Alazán S.E Colectora, Falla 2F con $RF = 0 \Omega$	102
Figura. 5-26. Operación del relé al 50% de la línea Alazán S.E Colectora, Falla 2F con $RF = 5 \Omega$	102
Figura. 5-27. Operación del relé al 50% de la línea Alazán S.E Colectora, Falla 2F con $RF = 10 \Omega$	103
Figura. 5-28. Operación del relé al 50% de la línea Alazán S.E Colectora, Falla 1F-T con $RF = 0 \Omega$	103
Figura. 5-29. Operación del relé al 50% de la línea Alazán S.E Colectora, Falla 1F-T con $RF = 5 \Omega$	104
Figura. 5-30. Operación del relé al 50% de la línea Alazán S.E Colectora, Falla 1F-T con $RF = 10 \Omega$	104
Figura. 5-31. Parámetros de la LT Colectora - Azogues 2	105
Figura. 5-32. Operación del relé al 25% de la línea Colectora- Azogues 2, Falla 3F con $RF = 0 \Omega$	107
Figura. 5-33. Operación del relé al 25% de la línea Colectora- Azogues 2, Falla 3F con $RF = 5 \Omega$	108
Figura. 5-34. Operación del relé al 25% de la línea Colectora- Azogues 2, Falla 3F con $RF = 10 \Omega$	108
Figura. 5-35. Operación del Relé al 25% de la Línea Colectora- Azogues 2, Falla 2-F con $RF = 0 \Omega$...	109
Figura. 5-36. Operación del relé al 25% de la línea Colectora- Azogues 2, Falla 2-F con $RF = 5 \Omega$	109
Figura. 5-37. Operación del relé al 25% de la línea Colectora- Azogues 2, Falla 2-F con $RF = 10 \Omega$	110
Figura. 5-38. Operación del relé al 25% de la línea Colectora- Azogues 2, Falla 1F-T con $RF = 0 \Omega$	110
Figura. 5-39. Operación del relé al 25% de la línea Colectora- Azogues 2, Falla 1F-T con $RF = 5 \Omega$	111

Figura. 5-40. Operación del relé al 25% de la línea Colectora- Azogues 2, Falla 1F-T con $R_F = 10\Omega$ 111

1 CAPÍTULO 1

Introducción e Información General

1.1 Antecedentes

El proyecto hidroeléctrico Mazar-Dudas es una obra que se encuentra a cargo la (CELEC-EP) Corporación Eléctrica del Ecuador Unidad de Negocio Hidroazogues; cuya potencia nominal es de 20.82 MW y se encuentra constituido por tres aprovechamientos hidroeléctricos: Alazán, San Antonio y Dudas. La central hidroeléctrica Alazán de 6,23 MW, se encuentra declarada en operación comercial, mientras que las centrales San Antonio y Dudas se encuentran en fase de construcción y ajuste de diseño definitivo respectivamente.

La central San Antonio de 7,19 MW, mantiene un avance considerable en obras civiles y se está planificando el montaje del equipamiento electromecánico, así como el enlace de la línea de transmisión entre esta y la central Alazán para permitir la evacuación de la potencia generada hacia el Sistema Nacional Interconectado SNI.

Dentro de la planificación del montaje de equipamiento electromecánico se deben cumplir con ciertos parámetros técnicos para que la energía generada en la central San Antonio sea despachada al Sistema Nacional Interconectado, para ello; se determina mediante el diagrama unifilar de operación que la central San Antonio estará conectada a la central Alazán mediante el sistema de transmisión a 69kV el cual debe estar eléctricamente protegido para garantizar la integridad y seguridad del sistema, de los equipos y del personal

1.2 Objetivos

1.2.1 Objetivo General

Realizar el ajuste y la coordinación de protecciones de la línea de transmisión a 69kV entre la central San Antonio y la central Alazán con la finalidad de obtener el ajuste de coordinación adecuado y la ficha técnica de ajuste de los parámetros y funciones de protección.

1.2.2 Objetivos Específicos

- Realizar un levantamiento de información necesaria de la topología que conforma el sistema de subtransmisión en 69kV entre las barras de San Antonio y Alazán.
- Realizar un modelo de componentes simétricos, cortocircuitos, medición y ajuste de protecciones.
- Obtener flujos de potencia entre las barras del sistema de transmisión San Antonio- Alazán.
- Realizar el estudio de protecciones correspondiente.
- Presentar las fichas de ajuste de los parámetros y funciones de protección.
- Analizar los resultados, realizar recomendaciones y conclusiones.

1.3 Alcance

Este trabajo de titulación se lleva a cabo realizando una revisión bibliográfica, estado del arte, recopilación de datos de los equipos que conforman el SEP, adicionalmente se realizará una revisión teórica y un estado del arte de la teoría de protecciones.

Con el apoyo de la herramienta computacional Power Factory de Digsilent, se realiza el modelamiento del SEP, el modelamiento de la línea considerando la distancia y el tipo de estructura predominante.

Una vez que se tiene el SEP modelado, se realiza la coordinación de protecciones correspondiente a los diferentes relés ubicados en las subestaciones San Antonio y Alazán, con ello se valida el adecuado ajuste realizado para diferentes tipos de contingencias y consideraciones de estados de carga.

2 CAPÍTULO II

Marco Teórico y Estado del Arte.

La ejecución de este trabajo de titulación consta de algunas definiciones previas y un breve estado del arte. Este capítulo se encuentra estructurado de la siguiente manera:

- Se define la línea de transmisión, los efectos que se producen en ella, los parámetros primarios y se culmina con una clasificación de acuerdo con la distancia.
- Se detalla los componentes que conforman un SEP, seguido se tiene un breve estado del arte sobre fallas en un SEP y finalmente se termina elaborando un estado del arte de las protecciones eléctricas su ajuste y coordinación.

2.1 Línea de Transmisión

Una LT físicamente se conforma por un grupo de conductores con una disposición geométrica determinada que poseen una buena conductividad eléctrica en donde la transmisión de la energía puede ser en corriente alterna o en corriente continua de forma aérea o soterrada, dependiendo del diseño establecido[1].

Para el modelamiento de la línea de transmisión se consideran aspectos importantes como la distancia de la línea, cuanto más larga tendrá una mayor resistencia, tipo de conductor, voltaje de operación, diseño de torres o estructuras, etc. [2].

2.1.1 RMG

RMG o radio medio geométrico permite calcular los parámetros característicos de una LT, estos parámetros son los efectos resistivos, capacitivos e inductivos.

Una LT o línea de transmisión se encuentra constituido por la unión de un grupo de conductores distribuidos de forma geométrica circular entre los cuales existe una distancia de separación que debe de ser considerada por su importancia, al momento de modelar la línea.

El RMG se encuentra definido por la siguiente ecuación:

$$RMG = r \times \left(n \times \frac{r_h}{r} \right)^{\frac{1}{n}} \quad (2-1)$$

Donde:

r = Radio externo del conductor

r_h = Radio del hilo del conductor

n = Número de hilos de los que está formado el conductor.

2.1.2 *Parámetros primarios de una línea de transmisión.*

Una LT se encuentra restringida por variables o características que alteran su función como elemento de un SEP, estas alteraciones surgen debido a los materiales empleados para la construcción de la LT y su composición tanto física como química. [3].

2.1.2.1 Resistencia. Uno de los factores que más se debe tener en cuenta en una línea de transmisión es la resistencia, este efecto es conocido como “efecto joule” por el cual se pierde potencia eléctrica en una LT:

$$R = \frac{\textit{pérdida de potencia en el conductor}}{|I|^2} \quad (2-2)$$

Dónde:

- La pérdida de potencia se encuentra medida en watt (W).
- I representa la corriente rms.

La resistencia en DC es igual a la resistencia instantánea solo si el reparto de la corriente a través del conductor es uniforme [2]:

$$R = \frac{\rho l}{A} \text{ } [\Omega] \quad (2-3)$$

Donde:

ρ = a la resistividad del material del cual se encuentra fabricado

l = longitud del conductor

A = área transversal de la sección transversal.

Efecto Piel. La distribución en la corriente alterna no es uniforme, varía en función de la frecuencia. Si la frecuencia incrementa se tiene como resultado una densidad de corriente no uniforme, este fenómeno es denominado “efecto piel” [2].

Su factor de corrección:

$$F_c = \frac{R}{R_o} \quad (2-4)$$

Donde:

F_c = Factor de corrección.

R = Resistencia medida en Ω en AC .

R_o = Resistencia medida en Ω en DC.

Temperatura. La resistencia en un conductor eléctrico puede variar de acuerdo a la temperatura a la que se encuentra expuesto, a mayor temperatura conlleva a un aumento de la resistencia (2-5) [3]:

$$R_2 = R_1 \left(\frac{T + t_2}{T + t_1} \right) \quad (2-5)$$

Donde

R_1 = Resistencia medida en Ω en un tiempo t_1 .

R_2 = Resistencia medida en Ω en un tiempo t_2 .

T = Temperatura constante depende del material del conductor.

En síntesis la resistencia de los conductores varía en función de: [2][3]

- Disposición en espiral del conductor.
- Magnitud de la corriente
- Efecto piel, que viene ligado a la frecuencia.

- Temperatura

2.1.2.2 Inductancia. Se define como inductancia a la propiedad de un elemento de un circuito, el cual puede almacenar energía en forma de campo magnético. Este fenómeno se presenta solamente en corriente alterna [4].

Al momento que existe una circulación de corriente, los campos tanto eléctricos como magnéticos nos dan a conocer ciertas características de los circuitos.

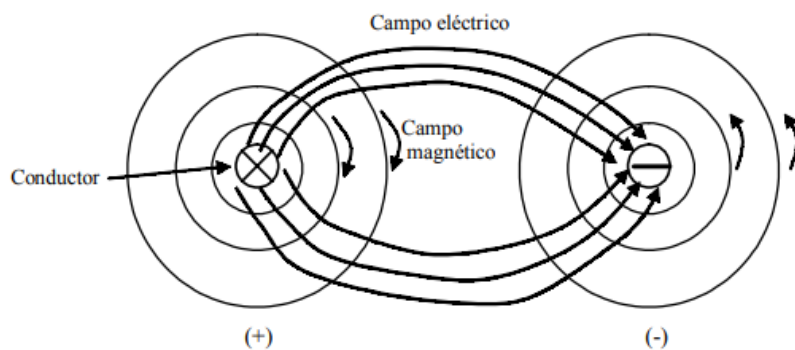


Figura. 2-1. Campos eléctricos y magnéticos asociados a una línea bipolar.

Se aprecia un campo magnético que forma anillos cerrados que bordean el conductor, mientras que en el campo eléctrico las cargas positivas dan origen a las líneas de campo y estas culminan en las cargas negativas

Una variación de una corriente implica una variación de líneas de flujo magnético que a su vez induce una (f.e.m.) fuerza electromotriz. La inductancia se define como la relación de la f.e.m. inducida como consecuencia de a la variación del flujo con respecto a la velocidad de variación de la corriente. [4].

$$L = \frac{e_{inducida}}{\frac{di}{dt}} \quad (2-6)$$

En la ecuación (2-6), expone el cálculo de la inductancia como la relación con signo opuesto de un voltaje inducido con respecto a la velocidad con la que varía la corriente. A partir de la ecuación (2-6) se han elaborado algunas aproximaciones, aceptadas, que relacionan el número de espiras que tiene un conductor para el valor de la reluctancia del mismo conductor [4].

$$L = \frac{N^2}{\mathfrak{R}} \quad [H] \quad (2-7)$$

Inductancia de una Línea Eléctrica. La inductancia medida en Henrios (H) mediante (2-8) [4].

$$L = \left[\frac{\mu}{2n} + 2 \ln \left(\frac{D_e}{r_e} \right) \right] * l * 10^{-4} \quad (2-8)$$

Donde:

n = Numero de conductores por fase.

μ = Permeabilidad.

l = Longitud de la línea medida en Km.

D_e = DMG entre fases medida en (mm)

r_e = Radio equivalente medido en (mm)

La ecuación (2-8) calcula la inductancia de diferentes circuitos, se evidencia que depende de las variables: (r_e) radio equivalente y la DMG entre fases (D_e). Estas variables se encuentran en función de la disposición de los conductores y de la geometría que contiene el circuito.

El radio equivalente y la DMG se encuentran definidas en las ecuaciones (2-9) y (2-10).

$$r_e = \sqrt[n]{r * n * R^{n-1}} \quad (2-9)$$

Donde:

n = total de conductores por fase.

r = Radio de la sección transversal medido en mm.

$d = d$ la distancia y los subíndices indican a que fase corresponde

R = Distancia entre conductores, medida de centro a centro en (mm).

$$D_e = \sqrt[3]{d_{RS} * d_{ST} * d_{RT}} \quad [m] \quad (2-10)$$

2.1.2.3 Capacitancia. Una diferencia de potencial entre dos conductores esto produce que los conductores se carguen funcionando como dos placas paralelas de un condensador. La capacitancia entre conductores paralelos es la carga que existe en ellos por la unidad de diferencia de potencial al cual los conductores se encuentran aplicados. El efecto de la capacitancia en conductores paralelos depende de[4].

- Tamaño o longitud de los conductores.

- La distancia de separación que existe entre ellos.

Generalmente este efecto capacitivo es pequeño y en LTs cuyas longitudes son menores a 80 Km es común que se desprecie. Las formas de cálculo de la capacitancia dependen mucho del tipo de circuito, si este es de dos, tres o hasta cuatro conductores que es lo más común que se puede encontrar [4].

En dos conductores si se conoce la carga y el voltaje aplicado se calcula (2-11):

$$C = \frac{q}{V} \quad [F] \quad (2-11)$$

La capacitancia también depende de la distancia entre los conductores, las condiciones geométricas existentes de la superficie y del tipo de material, cuando se habla de capacitancia se le conoce como “permitividad” (ϵ), [4] [1].

$$C = \frac{S}{d} \epsilon \quad (2-12)$$

Para una línea formado de dos conductores A y B y sus cargas $q_a = -q_b$, se puede calcular la capacidad por la ecuación (2-13).

$$C_{ab} = \frac{q_a}{V_{ab}} = \frac{\pi \epsilon}{\ln\left(\frac{D}{\sqrt{r_a r_b}}\right)} \quad \left[\frac{F}{m}\right] \quad (2-13)$$

Vale la pena mencionar que la ecuación (2-13), rige solamente para conductores con espaciamiento equilátero.

2.1.2.4 Conductancia. La conductancia eléctrica se define como la conductancia para la circulación de la corriente eléctrica que presenta un material, es la propiedad la cual se define inversa a la resistencia., su unidad de medida es el Siemens (S). (2-14) [4]

$$G = \frac{1}{R} \quad [S] \quad (2-14)$$

2.2 IEEE C37.113

En la línea de transmisión existen aspectos importantes como la longitud, el tipo de material, las protecciones a usar, siendo las más relevantes a considerar, la confiabilidad y seguridad[5].

La confiabilidad es muy importante porque de ello depende la estabilidad del sistema, sin embargo, no representa un problema mayor dado que se realiza mediante un sistema redundante de relés para su protección[5].

Como criterios para poder mejorar la confiabilidad se tiene

- Sistema de relés redundantes con diseño independiente.
- Sistema de relés redundantes con diferentes diseños operativos.
- Métodos locales de respaldo.
- Métodos de copia de seguridad Remota.

La seguridad se puede mejorar mediante:

- Uso de un sistema de relés que no causen disparos indeseables en caso de falla.

- Utilizar un sistema de protección que actúe en modo a prueba de fallas.
- Usar un detector de perturbaciones independiente.
- Utilizar componentes de buena calidad.
- Se puede usar dos o más sistemas de protección para la línea.

2.2.1 Consideraciones de Longitud

La longitud de la línea influye directamente en el cálculo de las protecciones debido a los distintos criterios debido a diferentes longitudes de línea denominadas como: cortas, medianas y largas [5].

2.2.2 Clasificación de la Línea de acuerdo con el SIR

$SIR > 4$ Línea Corta

$0.5 > SIR < 4$ Línea Mediana

$SIR < 0.4$ Línea Larga

El cálculo de las protecciones para una línea corta representa un desafío debido a que el relé tiene que distinguir si la falla es dentro o fuera de la zona en la que debe actuar, mientras mayor sea el SIR (Relación de Impedancia de la Fuente) menor será el voltaje de restricción para el relé en una falla fuera de zona, un voltaje muy bajo puede ser asociado a errores de medición y transitorios lo que puede causar que el relé no actúe cuando debería actuar [5].

2.3 Clasificación de la Línea de Transmisión

La línea de transmisión se clasifica de acuerdo con su longitud como línea: corta, mediana y larga para lo cual se establecen los siguientes rangos de longitud:

- Línea Corta: LT cuya longitud se encuentra en el rango de menor a los 80 Km
- Línea Mediana: LT con longitud que varía desde los 80 km hasta los 240km
- Línea Larga: Toda LT con longitud superior a los 240 km.

Entre San Antonio - Alazán existe la LT con una distancia la cual es menor a 80 km de largo por ello se clasifica como línea corta y no se considera ningún efecto capacitivo, cada fase monofásica se puede aproximar mediante un circuito monofásico en donde se tiene una resistencia seguido de una impedancia en serie:

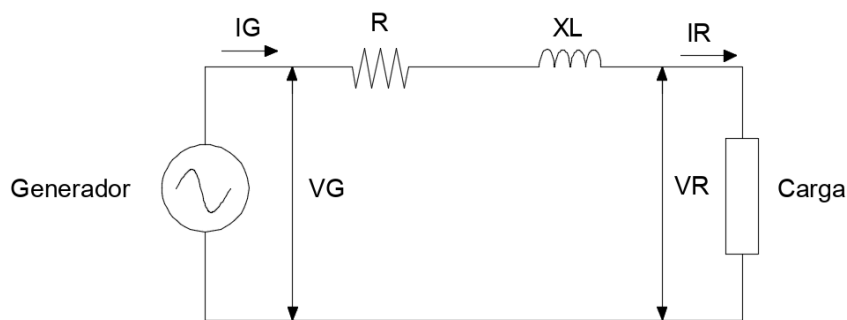


Figura. 2-2. Circuito equivalente de una línea corta.

Donde:

R : Resistencia efectiva total de la línea.

X_L : Reactancia inductiva total de la línea.

I_G : Corriente en el extremo del generador.

I_R : Corriente en el extremo de la carga.

V_G : Voltaje Neutro en el extremo del generador.

V_R : Voltaje en el Extremo de la carga.

De la Figura. 2-1 se obtiene:

$$I_G = I_R \quad (2-15)$$

$$V_G = V_R + Z_L \cdot I_R \quad (2-16)$$

Donde:

$$Z_L = R + X_L \quad (2-17)$$

$$V_G = V_R + RI_r + X_L I_R \quad (2-18)$$

2.4 Fallas en una Línea

Las fallas dentro de un SEP son poco frecuentes y su tiempo de duración son décimas de segundo que pueden causar interferencias en el flujo normal de la corriente, a tal punto que si no se despeja inmediatamente puede provocar la salida de operación del sistema[1].

A pesar de que la duración de un cortocircuito es mínima, las consecuencias de este pueden ser fatales para el SEP, obligando de esta forma a realizar un estudio adecuado de las protecciones del sistema y así minimizar los efectos generados por un cortocircuito[1].

La mayoría de los fallos que se presentan en las LT son de origen atmosférico por lo que hace difícil controlar este tipo de imprevistos. Cuando ocurre una descarga atmosférica cerca de una línea de transmisión, genera una ionización entre el aire y la línea formando una ruta de descarga [3].

En el momento en que existe un cortocircuito las protecciones del sistema deben cortar el suministro de energía en el punto de falla, protegiendo al sistema y de ser posible reconectarlo con la finalidad de garantizar la disponibilidad y operatividad [1].

Es importante que el sistema de protecciones sea capaz de distinguir cuando ocurre un evento de máxima o mínima sobrecorriente para así evitar errores cuando actúen los relés. Un sistema de protecciones debe actuar de forma segura y precisa solo cuando sea necesario su intervención[1].

Existen diversos tipos de fallas dentro de las líneas de transmisión y se pueden clasificar como fallas simétricas y asimétricas.

2.4.1 Fallas Simétricas

Las fallas simétricas conocidas también como fallas equilibradas, son los cortocircuitos más violentos ya que presentan niveles elevados de sobrecorriente, en donde las tres fases del sistema se unen o a su vez cierran el circuito a tierra provocando que las corrientes de falla tengan igual módulo, con los argumentos desfasados a un ángulo de 120 permitiendo así utilizar el método de Thévenin en el lugar de la falla [3].

El método de Thévenin se puede utilizar cuando el número de nodos sea bajo es decir para un sistema en donde se tenga varios nodos, la metodología resulta poco práctica [1].

Las fallas simétricas pueden ser de dos tipos:

- Cortocircuitos trifásicos.
- Cortocircuitos trifásicos a tierra.

2.4.2 Fallas Asimétricas

Las fallas asimétricas son aquellas cuyas componentes son desbalanceadas, una o dos de sus fases sufre algún daño provocando inestabilidad en el sistema, dentro de las fallas que se presentan en un SEP este tipo son las más comunes [1][2].

Dentro de las fallas asimétricas se pueden se pueden encontrar:

- Monofásica (Línea - tierra)

En este tipo de fallas pueden ser dos, solidas a tierra en donde la ZF (impedancia de falla) es igual a cero, la otra puede ser producida por una descarga superficial producido por la falla de un aislador, en donde la ZF se considera como la impedancia total entre línea- tierra, considerando también las impedancias de arco y de la torre de transmisión[3].

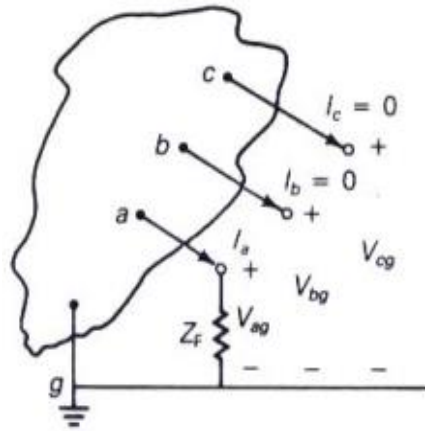


Figura. 2-3. Esquema de una barra trifásica general con falla 1f.

En la

Figura. 2-3 se tiene:

$$I_b = I_c = 0 \quad (2-19)$$

$$V_{ag} = Z_F * I_a, \quad (2-20)$$

Estas condiciones son para el dominio de la fase; mientras que para el dominio de las secuencias se tiene que:

$$I_0 = I_1 + I_2 \quad (2-21)$$

$$(V_0 + V_1 + V_2) = 3 * Z_F * I_1 \quad (2-22)$$

Expresiones deducidas a partir de Figura. 2-4.

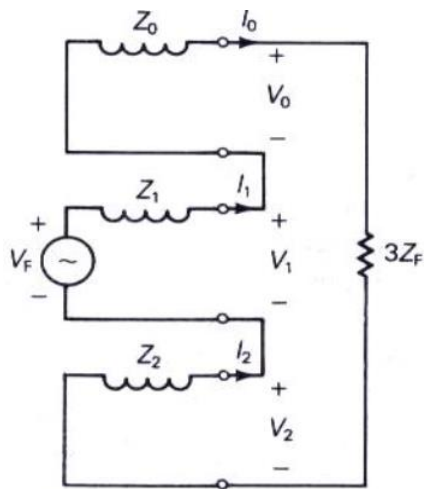


Figura. 2-4. Redes de secuencia interconectadas falla 1F.

- Bifásica (línea-línea sin contacto a tierra)
- Bifásica (línea-línea con contacto a tierra).

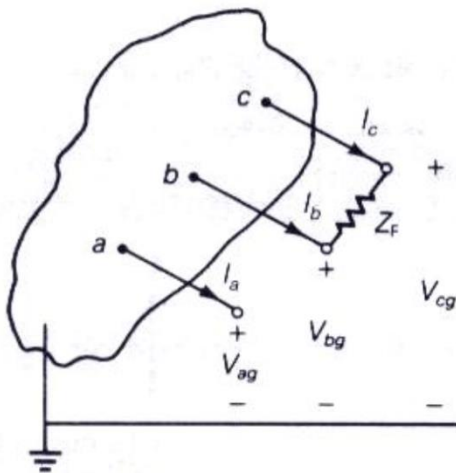


Figura. 2-5. Esquema de una barra trifásica general con falla 2f.

En la Figura. 2-5 se tiene:

$$V_{bg} - V_{cg} = Z_F * I_b, \quad (2-23)$$

$$I_c = -I_b \quad (2-24)$$

$$I_a = 0 \quad (2-25)$$

Estas condiciones son para el dominio de la fase; mientras que para el dominio de las secuencias se tiene:

$$I_0 = 0 \quad (2-26)$$

$$I_2 = -I_1 \quad (2-27)$$

$$V_1 - V_2 = Z_f * I_1 \quad (2-28)$$

Expresiones deducidas a partir de la Figura. 2-6.

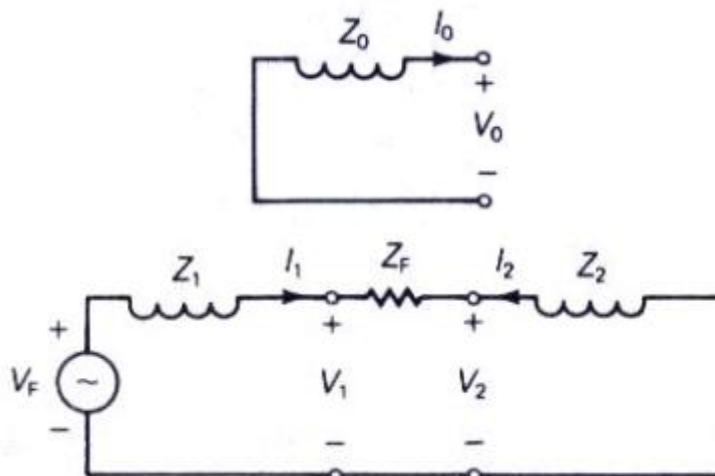


Figura. 2-6. Redes de secuencia interconectadas falla 2F.

2.4.3 Resistencia de Falla

En el momento que se origina una falla siempre existe un valor denominado impedancia de falla, la cual puede ser puramente resistiva, estos valores son originados por resistencias de arco o también una resistencia de falla a neutro [1].

Cabe mencionar que la resistencia no es constante durante el tiempo de falla, pero para efectos de cálculo se considera constante y para ello se toman valores de acuerdo con la norma técnica IEC6960.

- Tierra: $R_t = 10\text{ohms}$
- Fase: $R_f = 20\text{ohms}$

2.5 Sistema de Protección

Un sistema de protección de un equipo o de un SEP tiene que cumplir con [6]:

1. En un evento de falla el sistema de protección tiene que detectar y aislar los equipos o instalaciones afectadas en un intervalo de tiempo lo más corto posible.
2. Para condiciones no deseadas para el funcionamiento de los equipos tienen que generar alertas y alarmas, si amerita aislar el equipo del sistema
3. Para condiciones anormales de operación del sistema y en lo posible aislar los equipos que puedan resultar perjudicados por las condiciones de operación.

Un sistema de protección debe estar diseñado para que despeje una contingencia doble, considerar la posibilidad de que se genere una falla en el SEP y también tiene que considerar una

posible falla en el sistema de protección, cuando se realiza el ajuste se tiene que incluir una protección de respaldo; cumpliendo; [7]

1. Las protecciones que forman la primera línea de defensa de protección son las principales, primarias y secundarias tienen que actuar lo más breve posible, es decir tienen que ser instantáneas.
2. La segunda línea de defensa de protección se encuentra conformada por las protecciones de respaldo, estas deben de tener un retardo en el tiempo de actuación permitiendo la actuación de las protecciones principales. Los tiempos de retardo de una protección de respaldo se encuentran en el rango de 0.5 – 1.2 s.

Dentro de las protecciones de respaldo se tiene [7]:

- Protección de fallo del interruptor, ante un evento de falla esta protección detecta que el interruptor no se ha accionado y procede a aislar la falla a través de los interruptores aledaños.
- Una de las diferencias que se tiene entre la protección de respaldo con respecto a la principal es su actuación, la de respaldo actúa en segunda instancia sus parámetros físicos y operativos son muy distintos.

Adicionalmente a las protecciones principales que se encuentran conformadas por la protección primaria y secundaria, un sistema de protección se encuentra constituido por las protecciones propias de los equipos y las protecciones preventivas, se tiene que definir su operación para cada uno de ellos, detectar las condiciones antes mencionadas de tal manera que su intervención sea oportuna, buscando no causar alteraciones al sistema con ninguna actuación incorrecta durante la operación normal del sistema garantizando una cobertura de todas las condiciones de demanda y generación [7].

Una protección se elabora con la finalidad de que pueda actuar en dos modos:

Protecciones unitarias: Estas protecciones pueden detectar fallas solo en una zona de protección, estas se caracterizan por cumplir con las siguientes características[7]:

- Debido a que su operación se limita exclusivamente a una zona de operación se dice que esta protección es selectiva.
- Como no detecta fallas más allá de su zona de operación esta protección no puede cumplir la función de una protección de respaldo.
- Generalmente su principio su funcionamiento se encuentra regido por el principio diferencial, basado en la ley de nodos de Kirchhoff, en donde la zona de protección funciona como nodo, es decir se realiza una medición de las corrientes que entran y salen del nodo o la zona de protección, si existe una diferencia esta corriente denota síntoma de una falla.

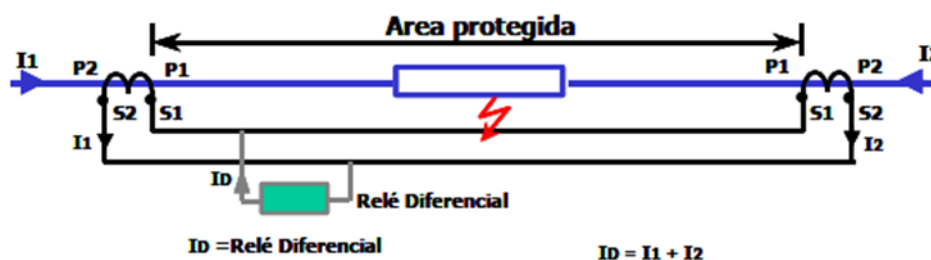


Figura. 2-7. Protección unitaria: totalmente selectiva.

Protecciones graduadas: Estas protecciones pueden detectar fallas en múltiples zonas de operación y cumplen con las siguientes características [7].

- Estas protecciones generalmente son selectivas, dado pueden observar fallas en múltiples zonas de protección.
- Normalmente cumplen la función de protección de respaldo por su capacidad de sensibilidad de fallas ocasionadas en zonas aledañas a la zona de protección.
- Se basa en la medición de voltajes, corrientes e impedancias, en el cual su graduación establece el tiempo de respuesta de protección.
- El tiempo de actuación necesita un tiempo de graduación.

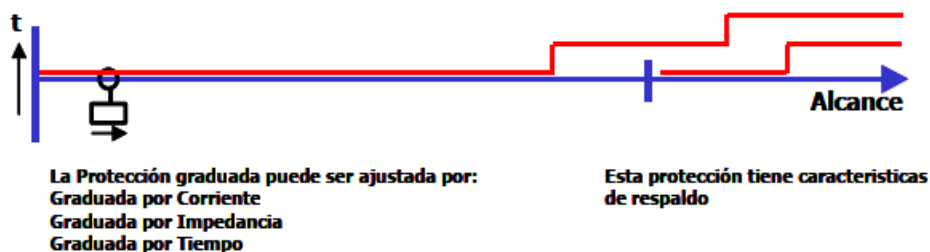


Figura. 2-8. Protección graduada: relativamente selectiva.

2.5.1 Ajuste y Coordinación de la Protección

Garantizar una operación normal de una protección implica realizar un ajuste que se adapte al estado de operación normal del SEP y una coordinación de las protecciones para las contingencias del sistema eléctrico, la protección tiene que aislar las condiciones no deseadas y anormales de operación de tal manera que se minimice la afección de estas anomalías a las partes no afectadas del SEP[8][6].

2.5.1.1 Ajuste de la Protección. El ajuste de una protección define el rango de características de operación para detectar fallas, condiciones anormales de operación de los equipos y SEP; la condición anormal o no deseada de un sistema se produce cuando se exceden los límites de voltaje y corriente. Como síntesis se puede decir que el ajuste de la protección establece los valores de la señal de entrada de los relés [7].

El ajuste de la protección está sujeto a dos factores: la capacidad de los equipos e instalaciones y el comportamiento SEP, considerando todos los escenarios de operación ya sea con equipos que se encuentran instalados temporalmente como permanentes [7].

2.5.1.2 Coordinación de la Protección. Define los tiempos de operación, para dar paso a la actuación debida de los relés manteniendo la prioridad de actuación que se les asigna a cada uno, de tal manera que se busque la optimización de los tiempos de actuación y garantizar una coordinación adecuada en todas las protecciones principales y las de respaldo [8].

Una coordinación que se encuentra sujeta por el ajuste de tiempos y magnitudes eléctricas (voltajes, corrientes e impedancias), medidas que permiten la acertada y oportuna actuación de todas las protecciones[7].

2.5.2 Criterios de ajuste y coordinación de la protección

Para una garantizar un buen ajuste y coordinación de una protección se tiene que considerar[6]:

1. Una protección unitaria solamente requiere ajustes basados en las especificaciones funcionamiento de los equipos. Tomar en consideración que tanto una protección (primaria) y de respaldo pueden ser protecciones unitarias.

2. Una protección primaria y secundaria cuando sea una protección graduada, el ajuste se lo realiza en base a las configuraciones del sistema. Dentro de las configuraciones del sistema se tiene que analizar la operación y el análisis de fallas.
3. Para las protecciones incorporadas en los propios equipos y las preventivas el ajuste de estas protecciones depende de los criterios y aplicación de cada proyecto y se tiene que regir las recomendaciones del fabricante de los equipos, estas recomendaciones van de la mano por las garantías otorgadas.

2.5.3 Principios Para el Ajuste y Coordinación de Protecciones.

2.5.3.1 Sensibilidad. La sensibilidad se define como la capacidad para detectar el funcionamiento anormal de un SEP y las condiciones no deseadas de los equipos [6].

Ante una protección unitaria se tiene una única zona de protección, en esta la sensibilidad tiene la función de filtrar una condición anormal del sistema de las condiciones normales.

En una protección graduada se tiene la posibilidad de alcanzar más de una zona de protección, la sensibilidad es la encargada de detectar las fallas en condiciones de demanda mínima, en este tipo de condición se tiene una falla con una corriente denominada “mínima corriente de falla” y la falla se encuentra en zonas aledañas a la zona de protección [9].

2.5.3.2 Velocidad. Dentro de un ajuste y coordinación de un sistema de protecciones este debe cumplir con las características de detectar el funcionamiento anormal del sistema a la mayor

brevidad posible. El tiempo de actuación de una protección primaria depende del tiempo de operación de los componentes [6]:

- El relé debe tener un tiempo máximo de operación equivalente a dos ciclos. Cuando se tiene el caso de un esquema de teleprotección se tiene que considerar el tiempo de comunicación.
- Dependiendo del nivel de voltaje, el tiempo de operación del interruptor en el rango de dos hasta cuatro ciclos.

Para una protección secundaria el tiempo de operación se tiene que considerar las siguientes restricciones:

- El tiempo crítico de extinción de falla tiene que ser considerado por razones de estabilidad.
- Considerar el tiempo que los equipos e instalaciones pueden soportar un evento de falla (cortocircuito), de tal manera que se garantice la integridad del operador.

Una de las recomendaciones de [7] es de utilizar como límite 500 ms de exigencia para los cortocircuitos con el objetivo de salvaguardar la integridad de los equipos. El tiempo límite para la extinción de una falla es de 500 ms; en este tiempo incluye la apertura del interruptor y el tiempo de comunicación según [10] es considerado 30 ms aproximadamente.

2.5.3.3 Selectividad. Se denomina selectividad a la capacidad que tiene una protección para localizar fallas en su zona de operación si la protección es unitaria, si es graduada la selectividad

es detectará las fallas en sus zonas de protección, para llevar a cabo esto se requiere un apropiado ajuste, sin embargo, requiere de una coordinación de la actuación [6].

2.5.3.4 Fiabilidad. Cuando se habla de fiabilidad de una protección implica garantías de la operación de la protección, es por esta razón que [6] recomienda que la protección principal cuente con redundancia, cuando se habla de redundancia se tiene mínimo dos protecciones de respaldo, las cuales deben de operar de manera independiente cada una, y en lo posible que cada una de ellas cuenten con un banco de baterías independiente c.

2.5.3.5 Seguridad. La fiabilidad va ligada con el termino redundancia, para la seguridad es igual, se necesita de al menos dos protecciones y que su operación y actuación sean simultaneas, en una configuración serie [6].

2.5.4 *Protección de Sobrecorriente*

En los SEPs cuando se suscita un evento de falla, esta es la causante de corrientes muy elevadas. La diferencia de estas corrientes con respecto a la corriente de operación normal del SEP radica que puede ser empleada para operar dispositivos de protección.

El funcionamiento de una protección de sobrecorriente es elemental cuya operación se encuentra en función de dos variables:

1. Corriente de pick up o arranque del relé.
2. Tiempo de operación.

Las aplicaciones de esta protección se encuentran en alimentadores primarios y secundarios, LTs cortas y en líneas que tienen ejercen un papel fundamental en un sistema como respaldo de protección de equipos en los SEPS, siendo: [11].

- Instantáneos.
- De tiempo de retardo o combinados.

Las características de tiempo de un sistema combinado dan la posibilidad de generar un sistema de protección con relés de sobrecorriente que operan en cascadas en cuanto a tiempo de apertura, así como considerar la magnitud de la falla de tal manera que a mayor corriente menor tiempo de accionamiento del relé[12].

2.5.4.1 Tipos de Relé de Sobrecorriente. Los relés de sobrecorriente se clasifican de acuerdo con su característica de operación.

De acuerdo con el tipo de operación con respecto al tiempo, pueden ser direccionales y no direccionales.

- **Instantáneos:** Su actuación es de forma inmediata cuando la corriente que es medida por el instrumento de medición (TC) alcanza el valor de ajuste. Teniendo en consideración el tiempo requerido por todo equipo para operar, se define protección instantánea aquella que actúa en un intervalo de tiempo menor o igual a los 50 ms. Según la ANSI/IEEE le asigna a esta función la número **50**.
- **Temporizados:** La operación de este relé se da en el momento de que la corriente medida por el TC alcanza al valor de ajuste, su disparo se produce después de un

tiempo seleccionado ajustado por el usuario; de acuerdo con la característica de operación la cual se encuentra determinada por las variables tiempo vs corriente y este tipo de relés se clasifican en dos grupos: tiempo definido y tiempo inverso.

El sentido de operación en estos relés se basa de acuerdo a la circulación de la corriente.

- **Direccionales:** Se basa en el sentido de circulación de la corriente en su zona de protección asignada. La direccionalidad de la corriente se obtiene mediante una señal adicional (generalmente voltaje). Su aplicación es predominan en sistemas que tienen una configuración de radial. En la normativa ANSI/IEEE se designan por la función número **67**.
- **No direccionales:** No dependen del sentido en el que circula la corriente estos pueden actuar sin problema con solo alcanzar el valor de la corriente de arranque. Su aplicación es común en sistemas con configuración radial. En ANSI/IEEE estas funciones se designan por los números **50 y 51**.

Los relés de sobrecorriente también se clasifican de acuerdo con las propiedades y comportamiento de operación, los relés:

- **Relé de Tiempo Definido:** El ajuste de este relé se realiza considerando la corriente más baja en el extremo más distante del generador, los valores de corriente sufren un incremento conforme se acerquen al generador, en este relé lo que se busca abrir el sistema y desconectar a la carga en el punto donde se encuentre el relé más cercano a la falla operando al relé con menor ajuste. En este tipo de relés presentan

el inconveniente de ser poco selectivos ante la presencia de elevados valores de cortocircuito. Este problema surge a partir de la complejidad que tiene el relé para diferenciar corrientes de falla entre dos puntos cuando la impedancia medida entre los dos puntos es menor a la impedancia de la fuente. Es muy común encontrar a este relé como protección unitaria[12].

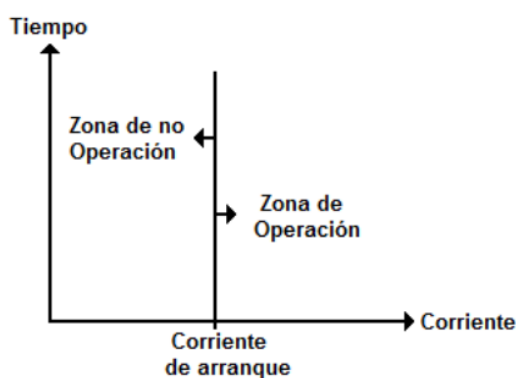


Figura. 2-9. Relé de corriente definida, característica de operación.

- **Relé de Tiempo y Corriente Definida:** Estos de relés brindan la posibilidad de ajustar varios tiempos de operación para varios niveles de corriente. El ajuste se realiza con la consideración de disparar primero el interruptor que cierra el circuito con la carga de tal modo que se dispare en el tiempo más corto y posteriormente se disparen de manera sucesiva el resto de interruptores que se encuentran aguas arriba de la carga, en tiempos incrementales, considerando tiempos de comunicación que existe entre relé; la IEEE sugiere considerar 100 ms como tiempo de comunicación. Tiempo margen o de respaldo se le denomina a la diferencia entre los tiempos que existe tiempos de disparo para valores de corriente cuyo de ajuste son iguales Este

relé se caracteriza por ser más selectivo debido a que el tiempo de operación puede ser ajustado en valores definidos. Sin embargo, este relé presenta una gran desventaja que es discriminación de fallas cerca de la fuente, como se mencionó este relé tiene como prioridad abrir el interruptor más cercano a la carga, siendo el tiempo relativamente largo para el relé más cercano al generador. El ajuste de este relé se realiza mediante una corriente de ajuste y un tiempo de operación. El tiempo de actuación del relé es independiente del valor de la corriente de pick up o de ajuste. La aplicación de estos relés se realiza en los casos en donde la impedancia del generador es más grande a la impedancia del elemento a proteger.

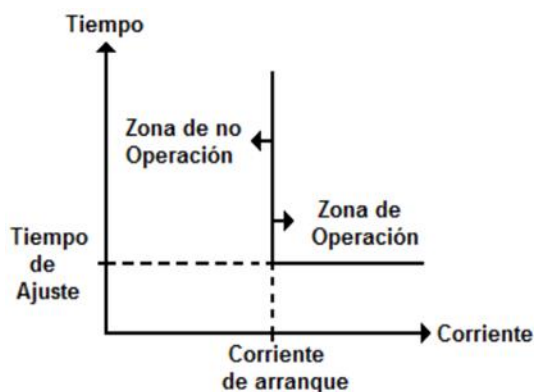


Figura. 2-10. Relé de corriente y tiempo definido, curva de operación.

- **Relé de Tiempo Inverso:** El funcionamiento de este relé se basa en la corriente de cortocircuito, su actuación es inversamente proporcional a la corriente de cortocircuito. Una de las ventajas que se tiene que para elevadas corrientes de cortocircuito se pueden conseguir menores tiempos de operación garantizando en

el sistema de protección *selectividad*. Su clasificación se realiza en función de su velocidad de operación, se tiene: [12].

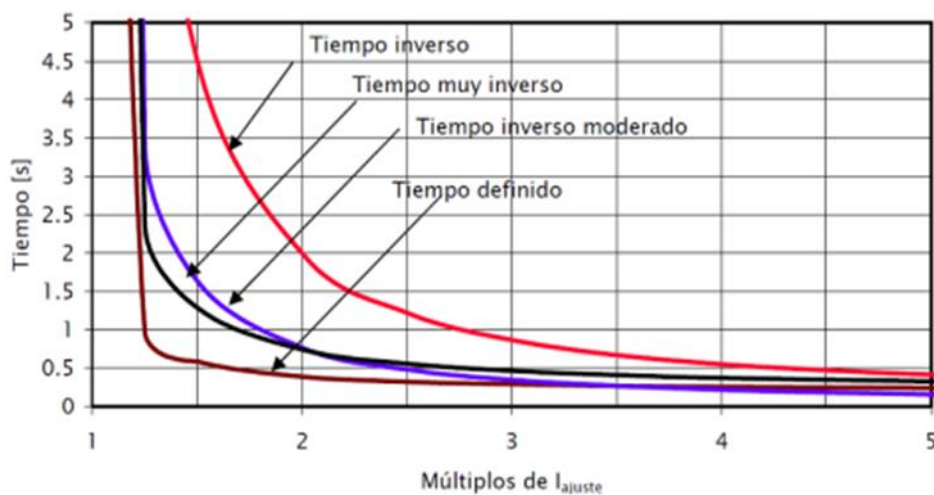


Figura. 2-11. Característica de tiempo de operación del relé temporizado.

2.5.4.2 Modelo matemático de un relé. En la Figura. 2-11 se observan las curvas tiempo-corriente de un relé temporizado, se pueden modelar matemáticamente por medio de:

$$t = \frac{a * DIAL}{M^n - 1} \quad (2-29)$$

$$t = \frac{a * DIAL}{M^n - 1} + b * DIAL \quad (2-30)$$

La ecuación (2-29) corresponde al tiempo de actuación regida por la norma IEC; mientras que la (2-30) corresponde a la norma ANSI/IEEE, donde a , b y n son las constantes que vienen definidas según el tipo de curva que se seleccione [12].

2.5.5 Protección Diferencial

El principio de operación de esta protección se fundamenta la ley de sumatorias de corrientes de Kirchoff en donde el objeto producido es el nodo. En condiciones normales de operación el objeto protegido llevará la misma corriente en sus extremos. En el instante que se suscita una diferencia de corrientes, esto se asume como una falla en esta sección o una condición anormal de operación.

Su operación y disparo se da por la interacción de los de transformadores de corrientes (TC), en donde los TCs deben de tener la misma relación de transformación para que puedan ser conectados y formar el circuito cerrado con una corriente secundaria I (ver Figura. 2-12), se conecta un elemento de medición M en el punto de balance eléctrico, la protección se dispara cuando la medición de corriente secundaria I tiene una diferencia la cual supera al valor de ajuste [13][14].

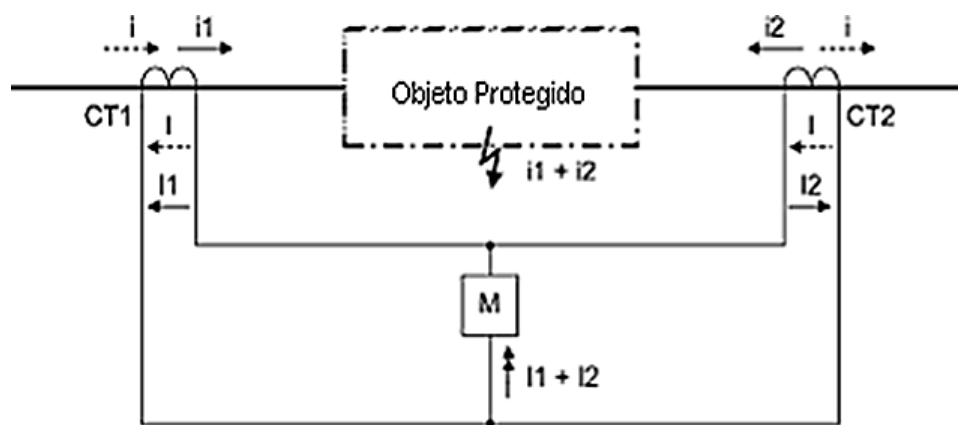


Figura. 2-12. Conexión Protección Diferencial de Barra.

La protección diferencias se puede aplicar para brindar protección para transformadores y líneas, es complejo aplicarla en generadores y máquinas síncronas, debido a su principio de

operación se fundamenta básicamente en la medición de dos magnitudes eléctricas (I), estas magnitudes son comparadas vectorialmente dentro de un relé [15].

2.5.6 *Protección de Distancia.*

Ante un evento de falla la duración de esta puede ser letal para los elementos del SEP, ante esto nace la protección de distancia cuyo objetivo tiene mitigar la duración de la contingencia o de la condición anormal del sistema.

Un relé que contenga la función de protección de distancia lo que realiza es una comparación de valores de corriente y voltaje y los expresa en función de impedancia, la impedancia es una magnitud eléctrica y en líneas siempre se la encuentra presente debido al factor distancia [11].

El funcionamiento de un relé distancia data en la medición de voltaje y corriente entre el relé y el punto de falla a través de los TCs y TPs de la frecuencia fundamental, el relé realiza el por medio de la ley de Ohm para realizar el cálculo de la impedancia de tal manera que el relé observa si la impedancia de la LT se altera, un cambio del valor de la impedancia determina que existe una falla dentro de la zona de protección ajustada[16].

“Una región ideal de operación” determina la zona que abarcará el relé. Generalmente se elaboran tres zonas de protección, sin embargo dependiendo si la LT es corta, media o larga el número de zonas puede incrementarse[16].

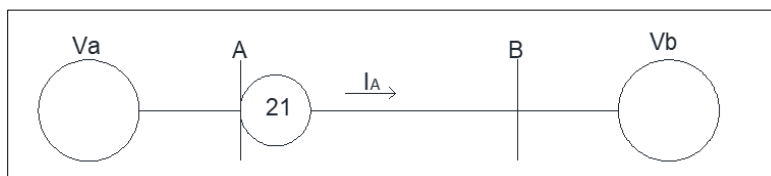


Figura. 2-13. Relé 21 en una línea de transmisión.

Una protección de distancia se clasifica de acuerdo con las zonas de operación en las que estas actúan.

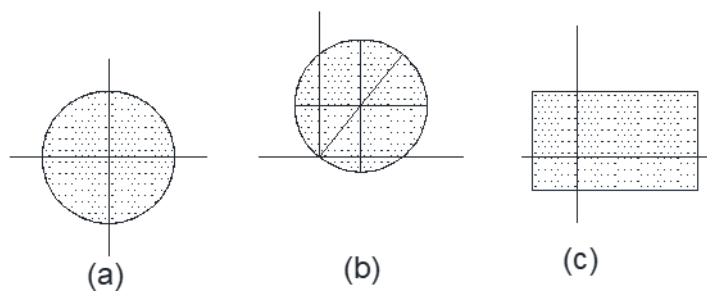


Figura. 2-14. Tipos de características de protecciones de distancia.

2.5.6.1 Protecciones de distancia tipo impedancia. Este relé se caracteriza por la medición de los valores de corriente y voltaje, omitiendo la consideración de los ángulos de desfase. La zona característica de operación es el plano R-jX. El disparo de este relé se suscita cuando las

impedancias vistas desde el relé se encuentran dentro de la región delimitada por la circunferencia [14].

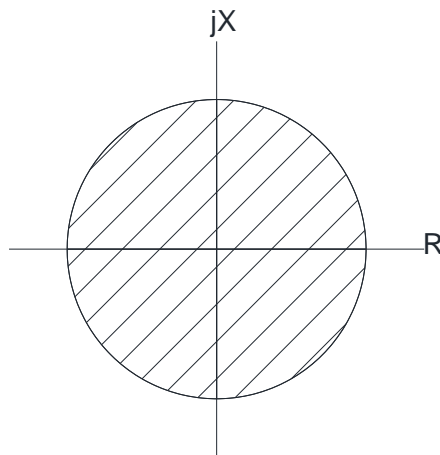


Figura. 2-15. Característica del relé de impedancia.

Una de las desventajas que se presentan en este tipo de relé es la no direccionalidad, esto quiere decir que el relé detectará fallas adelante y atrás de la línea en el cual se encuentra ubicado, otra desventaja que presenta este relé es su alta sensibilidad frente a las oscilaciones del SEP esto debido a la gran región que abarca; es por ello que su aplicación es algo discreta [17].

2.5.6.2 Protecciones de distancia tipo mho o admitancia. En este relé se tiene la combinación de las características de un relé de impedancia y un direccional, esto quiere decir que el relé

detectará fallas solamente aguas arriba de su punto de ubicación. El alcance depende del ángulo de falla. La geometría de su región de operación sigue siendo circular [17].

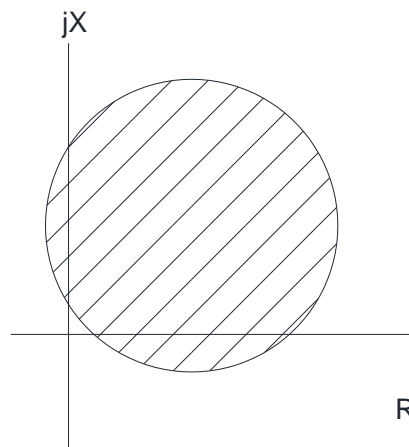


Figura. 2-16. Característica tipo mho.

2.5.6.3 Característica Poligonal. Este relé tiene su zona de operación definida por cuatro rectas las cuales forman un polígono, el alcance de la zona de protección amplio, por tal razón se usa en LTs, la operación de este relé se fundamenta en la medición de unidad direccional, ángulo y alcance por reactancia; el disparo de este relé se encuentra sujeto a la operación de las tres variables.

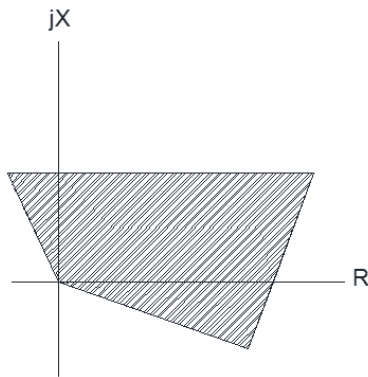


Figura. 2-17. Característica Poligonal

2.5.7 Coordinación de un Relé de Distancia

La impedancia de una LT se encuentra en función de su longitud, es directamente proporcional, por tanto, dicha característica es utilizada para que el relé detecte la falla.

Las señales de corriente y voltaje proporcionadas por los instrumentos de medición (TCs y TPs) alimentan al relé. Para ajustar la impedancia se necesita su valor secundario:

$$Z_{sec} = \frac{\frac{I_{prim}}{I_{sec}}}{\frac{V_{prim}}{V_{sec}}} * Z_{prim} \quad (2-31)$$

Donde:

$\frac{I_{prim}}{I_{sec}}$ Es la relación de transformación del TC.

$\frac{V_{prim}}{V_{sec}}$ Es la relación de transformación del TP.

2.5.7.1 Ajustes des de las zonas de distancia. Normalmente se ajustan tres zonas de protección en aguas arriba a la ubicación del relé. Los criterios de ajuste de las zonas son los siguientes:

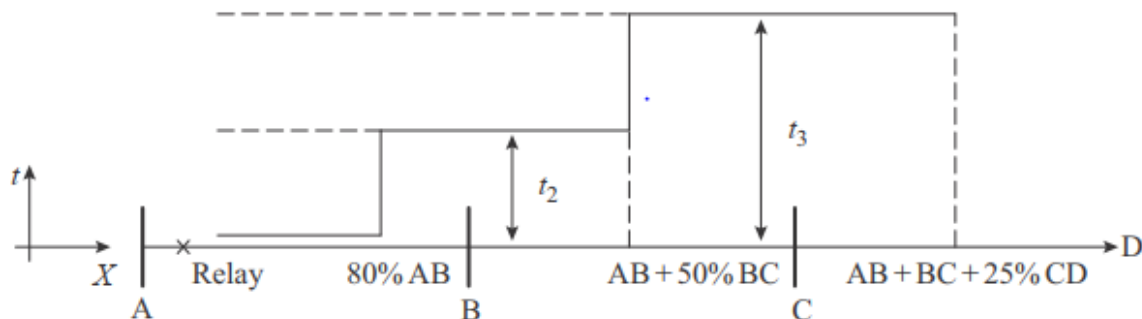


Figura. 2-18. Operación de un relé de distancia en función de sus zonas.

Zona 1: La zona 1 se ajusta de tal manera que cubra entre el 60% y el 85% de la línea a proteger, el tiempo de actuación de esta zona es instantáneo.

Zona 2: La zona 2 se ajusta de modo que cubra el 100% de la línea a proteger (AB), adicionalmente esta región abarca entre el 20% y el 50 % de la línea más corta adyacente (BC). El accionamiento de la protección de esta zona se encuentra en el rango de tiempo de (300 – 400 ms).

Zona 3: La zona 3 se ajusta para proteger el 100 % de la línea a proteger (AB), más el 100% de la línea más corta adyacente (BC), mas 25% de la línea más larga (CD). La operación de esta zona se encuentra en los intervalos de tiempo de (700 – 1000 ms).

2.5.7.2 Efecto Infeed. Se conoce como efecto infeed a la aportación a la falla de fuentes intermedias, en el momento que se presenta un evento de falla estas fuentes realizan aportes de corrientes que dan lugar a elevadas corrientes de cortocircuito en una zona protegida, la corriente aportada se da por ambos extremos de la LT, en síntesis, el efecto infeed se suscita cuando se tiene

un elemento protegido (LT) y en el momento que se presenta un evento de falla en el elemento protegido la contribución de las corrientes fallas se da por ambos extremos, este efecto se tiene que tener presente al momento de realizar el ajuste de la zona de protección.

2.5.8 Equipos de medición

Dentro de un SEP existen los elementos de instrumentación que juegan un rol fundamental en los sistemas de protección, que son los transformadores de medida que tienen las siguientes funciones dentro de un sistema de protección[18].

1. Aislar un circuito de niveles de tensión altos: No sería nada práctico que un relé se conecte a niveles de tensión que son utilizados para transmisión, entonces aquí entran los transformadores de medición los cuales son encargados de entregar medidas en bajo voltaje con el objetivo de brindar protección a los objetos del sistema como a los operadores.
2. Normalizar magnitudes eléctricas: cuando se habla de instrumentos de medición al menos en alto voltaje siempre se hace referencia a transformadores, en donde a través del secundario tenemos una muestra de la medida la cual aplica la relación de transformación del instrumento de tal modo que facilita la utilización de dispositivos y elementos del sistema. Tener un nivel de voltaje bajo implica tener un menor nivel de aislamiento con respecto al nivel que se requiere para altos voltajes, esto repercute en menores espacios físicos utilizados y abaratar costos.
3. Medidas a distancia: En el momento que se disminuye los niveles de las métricas y al estar aislados del alto voltaje se torna posible montar elementos de protección y

de medida. La ubicación de estos insumos debe de estar comprendido en el rango de los (100 – 150) m, debido que los conductores por un factor distancia comienzan a ser cargas apreciables comprometiendo la exactitud de estas métricas.

4. Operaciones en protecciones y medidas. Si se interconectan los secundarios de los transformadores de medida de una manera correcta, se puede obtener otro tipo de magnitudes eléctricas de gran utilidad como es el caso de la impedancia, magnitud utilizada para el relé de distancia.
5. Protección de instrumentos: Un transformador de corriente (TC) que se encuentra aplicado para medición puede proteger a los elementos del sistema debido a que el instante de que ocurre un cortocircuito se utiliza la saturación mínima que se produce en el núcleo del transformador provocando un elevado error negativo en el secundario del TC de tal modo que este valor no se eleve muy por encima de los valores nominales.

2.5.8.1 Transformadores de Corriente (TC). Un TC tiene como objetivo proteger y proporcionar a los relés del sistema de protección una métrica cuyo valor sea proporcional al valor de corriente que circula por el sistema eléctrico de potencia. El factor proporcional lo define su relación de transformación[14].

Los transformadores de corriente deben cumplir con:

- Bajo ninguna circunstancia la precisión del valor proporcionado no puede ser menor al 5%, ni en condiciones de cortocircuito no puede exceder este valor.

- La componente de corriente continua no debe distorsionar al valor entregado de corriente de cortocircuito.
- Capacidad de soporte térmico y dinámico ante la circulación de las elevadas corrientes de cortocircuito, estas no deberían producir sobrecalentamientos ni daños mecánicos al TC.
- Una elevada corriente de cortocircuito no debería saturar al TC.

Su precisión y operación no debe ser afectada debido a la circulación de algún flujo magnético remanente.

2.5.8.2 Transformadores de Potencial (TP). Para reducir métricas de niveles de voltaje son empleados los transformadores de medida de potencial o denominados **TP**, estos cumplen la función de reducir los elevados niveles de voltaje que circulan por el SEP (normalmente en el orden de los kV). Estos niveles de voltaje también circularán por el primario, pero en el secundario se tienen valores normalizados en el rango de (115 – 120 V) con una relación directamente proporcional que se encuentra definida por la relación de transformación (RTC)[14].

Un transformador de potencial o TP es muy similar a un transformador de potencia debido a que ambos tienen la finalidad de cambiar los niveles de voltaje. Un TP se encuentra definido en términos del burden o también conocido como máxima carga, esto significa que el TP tiene la capacidad de proporcionar métricas sin exceder los de error en carga y ángulo. Tiene la capacidad de operar con valores de burden de hasta diez veces de su valor nominal sin exceder los valores de aumento de temperatura [18].

3 CAPÍTULO III

Levantamiento de Información y Modelamiento del SEP

En este capítulo se desarrolla la data del SEP, con las características de los componentes que permiten la aplicación de modelos lo que conlleva a la delimitación de la zona de intervención.

La información recopilada se fundamenta en datos proporcionados por la CELEC – EP UNIDAD DE NEGOCIO HIDROAZOGUES.

3.1 Líneas de Transmisión en 69 kV

Tabla 3-1. Características técnicas de las LTs a 69 kV.

<i>Línea de transmisión</i>	<i>Longitud [Km]</i>	<i>Descripción</i>
San Antonio - Alazán	3.5	1 línea simple circuito haz de 3 conductores ACAR 500 MCM
Alazán – S/E Colectora	10.4	1 línea simple circuito haz de 3 conductores ACAR 500 MCM
S/E Colectora – S/E Azogues 2	23.64	1 línea simple circuito haz de 3 conductores ACAR 500 MCM

3.2 Tipo de Estructura

El tipo de torre característica utilizada en la línea de transmisión San Antonio – Alazán se denomina A-60, ver Figura. 3-1.

El nivel cero para el sistema de referencia horizontal (eje x) se encuentra a nivel de piso y la referencia vertical (eje y) atraviesa el centro de la torre.

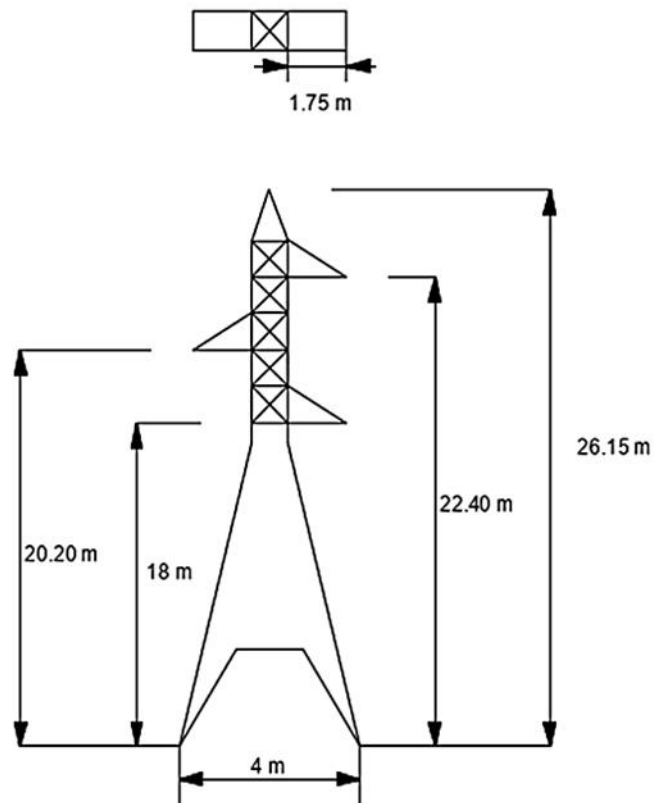


Figura. 3-1. Dimensiones de la torre A-60.

3.3 Subestaciones

3.3.1 Subestación San Antonio

La subestación San Antonio es parte del sistema eléctrico de potencia de la central San Antonio, su función es elevar el nivel de voltaje de 6.6 kV a 69 kV.

Una vez que se eleva el voltaje, la LT San Antonio – Alazán, evacua la potencia generada por la central San Antonio, esta se conecta en la barra de 69 kV de la SE Alazán. Desde esta barra de 69 kV se genera una LT denominada “Alazán- S/E Colectora” a circuito simple, la cual se encarga de evacuar las potencias generadas por las centrales San Antonio y Alazán.

Tabla 3-2. Parámetros del transformador de la S/E San Antonio

<i>Descripción</i>	<i>Valores</i>	<i>Unidades</i>
Potencia Nominal	10	MW
Voltaje en Primario	6.6	kV
Voltaje en el Secundario	69	kV
Tipo de Conexión	Ynd11	
Máxima impedancia en la base propia	7.5	%

3.3.2 Subestación Alazán

La subestación Alazán es parte del sistema eléctrico de potencia de la central Alazán, su función es elevar el nivel de voltaje de 6.6 kV a 69 kV del generador de dicha central. Una vez elevado el nivel de voltaje en la barra de 69 kV, en donde también se conecta la línea de transmisión San Antonio-Alazán (LT que evacua la potencia de la central San Antonio como se menciona en

la sección 3.3.1), se genera LT Alazán – Colectora. Cabe mencionar que esta LT transporta la energía generada por las centrales Alazán y San Antonio.

A continuación, se presenta detalles del transformador elevador:

Tabla 3-3. Parámetros del transformador de la S/E Alazán

Descripción	Valores	Unidades
Potencia Nominal	10	MW
Voltaje en Primario	6.6	kV
Voltaje en el Secundario	69	kV
Tipo de Conexión	Ynd11	
Máxima impedancia en la base propia	7.5	%

3.3.3 Subestación Colectora

La subestación Colectora se encuentra situada en la parroquia Taday, consta de un sistema de barra simple. La longitud de la línea de dos circuitos se estima en 10.40 km, suspendidas a través de 26 torres tipo A-60.

3.3.4 Subestación Azogues 2.

En la subestación de la Empresa Eléctrica Azogues 2, consta de múltiples entradas y múltiples salidas. Para este caso de estudio, es de interés nuestro la entrada que llega de la subestación colectora la cual llega a través de un doble circuito con una longitud es de 23.60 Km suspendidos a través de 81 torres tipo A-60.

3.4 Generadores

Los generadores tanto de la central Alazán como de la central San Antonio producen a un voltaje nominal de 6.6 kV, pese a que generan potencias similares existe una ligera variación en sus valores de reactancias. Los valores se presentan en la tabla Tabla 3-4.

Tabla 3-4. Especificaciones técnicas de los generadores.

<i>Descripción</i>	<i>San Antonio</i>	<i>Alazán</i>	<i>Unidades</i>
Potencia Nominal	7.989	6.922	MW
Voltaje Nominal	6.6	6.6	kV
Factor de Potencia	0.9	0.9	
Reactancia Síncrona de eje directo	1.11	0.963	p. u
Reactancia Transitoria	0.329	0.293	p. u
Reactancia Subtransitoria	0.237	0.207	p. u
Reactancia de Secuencia cero X0	0.097	0.097	p. u
Reactancia de secuencia Negativa	0.214	0.214	p. u
Resistencia de Puesta a Tierra	1.626	1.626	p. u
Reactancia de Puesta a Tierra	0.1297	0.1297	p. u

3.5 Impedancias de las Líneas de Transmisión

Dado que el Sistema Eléctrico de Potencia se encuentra operando por la puesta en marcha de la central Alazán, lo que ha permitido un modelamiento de las líneas de transmisión que conforman el SEP, datos proporcionados por CELEP EP – Unidad de NEGOCIO HIDROAZOGUES.

Por lo tanto, son conocidos los valores de las impedancias homopolares de secuencias de las líneas de transmisión.

Tabla 3-5. Impedancias de las líneas de transmisión Alazán - S/E Colectora - S/E Azogues 2

<i>Tramo</i>	<i>Longitud de Línea (Km)</i>	<i>Impedancia de la LT en ohm</i>	<i>Impedancia de secuencia 0</i>	<i>Impedancia de secuencia positiva</i>
Alazán-S. E Colectora	10.4	1.272+4.853j	0.3994+1.2989j	0.1236+0.4469j
S.E Colectora-S. E azogues 2	23.64	2.892+10.835j	0.3994+1.2989j	0.1236+0.4469j

3.6 Modelamiento del Tipo de Torre Para la LT San Antonio – Alazán

La línea de transmisión San Antonio Alazán cuya longitud es de 3.5 km, conformada por un circuito simple, suspendida a través de 13 torres del tipo A-60, tiene las características:

- Un circuito simple, cuya longitud es de 6.5 km, frecuencia de operación 60 Hz, el circuito se encuentra constituido por tres fases y cada fase consiste en un conductor de aleación de aluminio ACAR 500 MCM

- Hilo de guarda OPGW, para la comunicación de los equipos de la central.

3.6.1 Modelación de la Línea de Transmisión

Para el modelamiento de la LT San Antonio – Alazán es necesario tener todos los datos del conductor, como las características del ACAR 5000, el tipo de torre y distancias tanto horizontales como verticales que maneja esta, los datos del hilo de guarda (OPGW) y a la disposición geométrica de los conductores.

Tabla 3-6. Características del conductor ACAR 500 MCM

<i>Cable Conductor ACAR 500 MCM</i>	
Resistencia	0.125 ohm/km
GMR	9.4 mm
Diámetro Externo	20.67 mm

Tabla 3-7. Características del cable de Guarda OPGW.

<i>Cable de Guarda OPGW</i>	
Resistencia	0.414 ohm/km
GMR	5.05 mm
Diámetro Externo	13 mm

Con los datos de la Tabla 3-6 y Tabla 3-7 se procede a ingresar en el software Power Factory Digsilent, ver Figura. 3-2, Figura. 3-3 y Figura. 3-4 de esta manera se determina los valores de impedancia de la línea.

Name	OPGW	OK
Nominal Voltage	69. kV	Cancel
Nominal Current	0.5 kA	
Number of Subconductors	1	
Conductor Model		
<input checked="" type="radio"/> Solid Conductor <input type="radio"/> Tubular Conductor		
(Sub-)Conductor		
DC-Resistance (20°C)	0.414 Ohm/km	→
GMR (Equivalent Radius)	5.05 mm	
Outer Diameter	13. mm	

Figura. 3-2. Características del cable OPGW

Name	Conductor ACAR 500 MCM	OK
Nominal Voltage	69. kV	Cancel
Nominal Current	0.6 kA	
Number of Subconductors	1	
Conductor Model		
<input checked="" type="radio"/> Solid Conductor <input type="radio"/> Tubular Conductor		
(Sub-)Conductor		
DC-Resistance (20°C)	0.125 Ohm/km	→
GMR (Equivalent Radius)	9.4 mm	
Outer Diameter	20.67 mm	

Figura. 3-3. Característica del conductor ACAR 500 MCM

General		Geometry					
Coordinate of Earth Conductors [m]:							
	X	Y					
▶Earth Conductor 1	0.	20.15					
Coordinate of Line Circuits [m]:							
	X1	X2	X3	Y1	Y2	Y3	
▶Circuit 1	1.75	-1.75	1.75	10.8	13.	15.2	

Figura. 3-4. Dimensiones de la torre.

Resulting Values	
Rated Current (act.)	0.6 kA
Pos. Seq. Impedance, Z1	1.668786 Ohm
Pos. Seq. Impedance, Angle	74.75478 deg
Pos. Seq. Resistance, R1	0.4388085 Ohm
Pos. Seq. Reactance, X1	1.61006 Ohm
Zero Seq. Resistance, R0	1.268411 Ohm
Zero Seq. Reactance, X0	4.471251 Ohm
Earth-Fault Current, Ice	0.07873971 A
Earth Factor, Magnitude	0.5950508
Earth Factor, Angle	-0.9242893 deg

Figura. 3-5. Modelamiento de la línea San Antonio – Alazán.

Los datos característicos de la línea de transmisión San Antonio- Alazán, se muestra en los datos de las LTs que conformarán el SEP a modelar.

Tabla 3-8. Impedancias de secuencia de las LTs que conforman SEP.

<i>Tramo</i>	<i>Longitud de Línea (Km)</i>	<i>Impedancia de la Línea en ohm</i>	<i>Impedancia de secuencia 0</i>	<i>Impedancia de secuencia positiva</i>
San Antonio- Alazán	3.5	0.4389+1.60j	0.3617+1.279j	0.1253+0.46j
			0.3624+1.2775	0.1253+0.46j
Alazán-S. E Colectora	10.4	1.272+4.853j	0.3994+1.2989j	0.1236+0.4469j
S.E Colectora- S. E azogues 2	23.64	2.892+10.835j	0.3994+1.2989j	0.1236+0.4469j

3.7 Instrumentos de Medida

Los instrumentos de medida, conocidos como TC y TP, permiten obtener un menor voltaje en su devanado secundario de tal forma que sea posible la lectura por parte de la protección a la cual está conectada, las especificaciones técnicas fueron proporcionadas en la tabla Tabla 3-9 y Tabla 3-10.

Tabla 3-9. Transformador de corriente.

<i>Descripción</i>	<i>TC</i>	<i>Unidades</i>
Relación de transformación	2x100/5A	
Frecuencia	60	Hz
	Medición	30VA, 0.2
Burden y clase de precisión	Protección	30VA, 5P20

Tabla 3-10. Transformador de Voltaje

<i>Descripción</i>	<i>TP</i>	<i>Unidades</i>
Lado de alta (HV)	69000	V
Lado de Baja (LV)	6600	V
Frecuencia	60	Hz

3.8 Modelado del SEP en el Software Power Factory de Digsilent.

Amerita realizar el modelamiento total del sistema, aunque el estudio sea solo de la línea de transmisión San Antonio – Alazán, en la fig. 3 se puede observar todo el sistema que conforma el Proyecto Hidroeléctrico Mazar-Dudas.

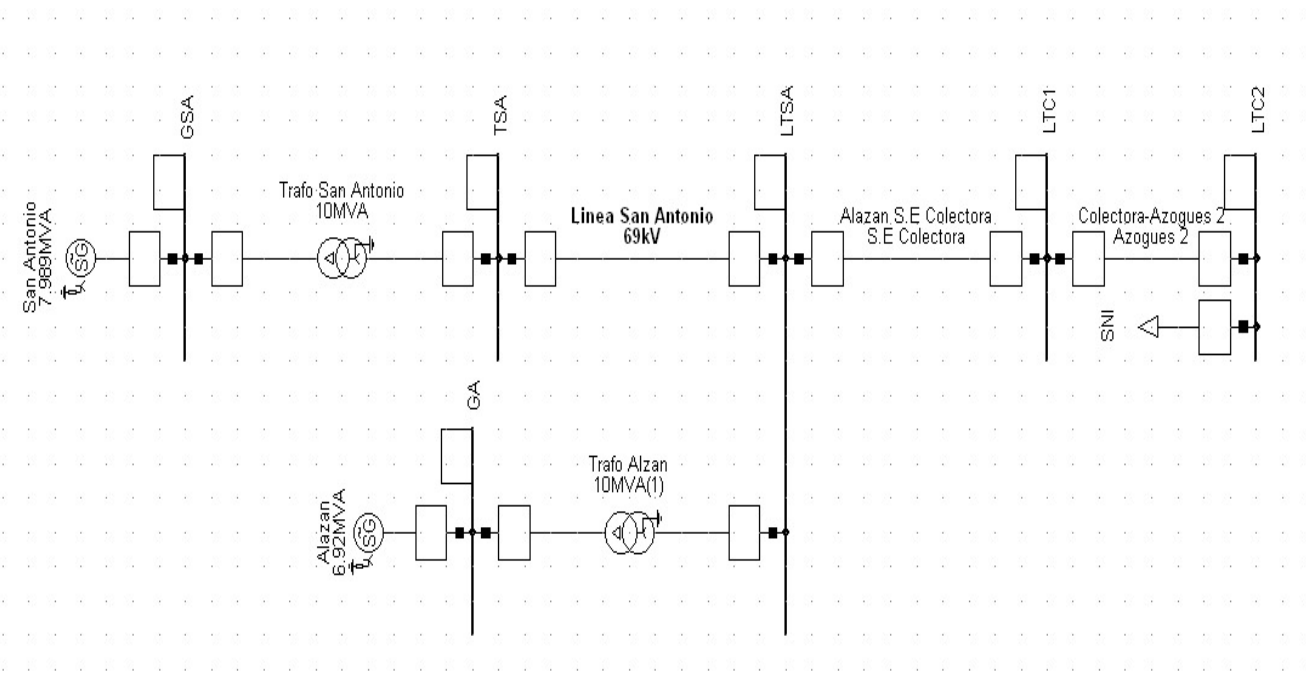


Figura. 3-6. Descripción del SEP.

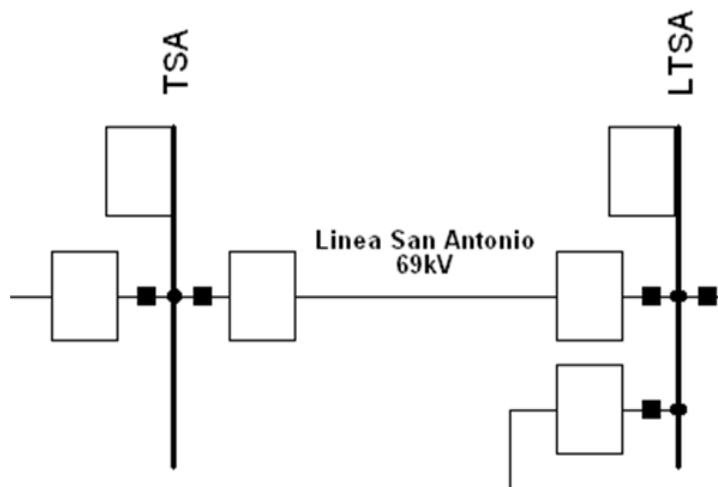


Figura. 3-7. Línea San Antonio – Alzán.

4 CAPÍTULO 4

Flujos de Potencia y Cortocircuitos

4.1 Flujos de Potencia

Los flujos de potencia realizados denotan el comportamiento del SEP en condiciones normales de operación, también se obtiene datos como el voltaje y la corriente nominal, para este caso con los datos proporcionados por la central y que son validados con la CENACE se tiene que el proyecto alimenta una carga total de 10MW, energía que es generada por las centrales San Antonio, Alazán.

Los flujos de potencia también se los realiza para tener una proyección futura sobre un SEP. La tabla 4.1 y Tabla 4-2 presentan los valores obtenidos en demanda máxima del flujo, las corrientes de interés son al inicio y al final de la LT. San Antonio Alazán.

Tabla 4-1. Flujo de potencia en el inicio de la LT San Antonio - Alazán con demanda máxima

<i>Descripción</i>	<i>Inicio LT</i>	<i>P[MW]</i>	<i>Q[Mvar]</i>	<i>L [%]</i>	<i>I[kA]</i>
LT San Antonio - Alazán	Barra TSA	5.43	2.17	8.3	0.049
LT Alazán-Colectora	Barra LTSA	10.13	5.30	19.5	0.10
LT Colectora-Azogues2	Barra LTC2	10.09	5.16	19.5	0.10

Tabla 4-2. Flujo de potencia para el fin de la LT San Antonio - Alazán con demanda máxima

<i>Descripción</i>	<i>Fin LT</i>	<i>P[MW]</i>	<i>Q[Mvar]</i>	<i>L [%]</i>	<i>I[kA]</i>
LT San Antonio - Alazán	Barra LTSA	5.42	2.21	8.5	0.049
LT Alazán-Colectora	Barra LTC1	10.09	5.16	20	0.10
LT Colectora-Azogues2	Barra LTC2	10.00	4.84	20	0.10

La Tabla 4-3 y la

Tabla 4-4 presentan los valores del flujo de potencia obtenido para el escenario de demanda mínima, se considera como nodo emisor el nodo de envío.

Tabla 4-3. Flujo de potencia en el inicio de la LT San Antonio - Alazán con demanda mínima

<i>Descripción</i>	<i>Inicio LT</i>	<i>P[MW]</i>	<i>Q[Mvar]</i>	<i>L [%]</i>	<i>I[kA]</i>
LT San Antonio - Alazán	Barra TSA	1.1	2.34	3.5	0.021
LT Alazán-Colectora	Barra LTSA	2.00	1	3.7	0.018
LT Colectora-Azogues2	Barra LTC2	2.00	1	3.7	0.018

Tabla 4-4. Flujo de potencia al final de la LT San Antonio - Alazán con demanda mínima

<i>Descripción</i>	<i>Fin LT</i>	<i>P[MW]</i>	<i>Q[Mvar]</i>	<i>L [%]</i>	<i>I[kA]</i>
LT San Antonio - Alazán	Barra LTSA	1.1	2.20	3.61	0.021
LT Alazán-Colectora	Barra LTC1	2.00	1	3.5	0.018
LT Colectora-Azogues2	Barra LTC2	2.00	1	3.7	0.018

4.2 Cortocircuitos en la LT San Antonio- Alazán

Existen diferentes tipos de fallas que pueden afectar la funcionalidad de un SEP, fallas asimétricas y fallas simétricas, siendo las últimas las más perjudiciales para el sistema.

Se modelaron cortocircuitos trifásicos, monofásicos a tierra, bifásicos línea - línea y finalmente bifásicos - tierra, en donde se evidencia que existe una variación baja al evaluar el cortocircuito al 1% y al 99% de la línea de transmisión esto se da debido a que la longitud de la línea es corta, también se evalúa cada tipo de falla con un diferente valor de resistencia de falla que varía desde 0[ohms] hasta los 10[ohms].

Tabla 4-5. Cortocircuito en demanda Máxima

<i>LT San Antonio-Alazán</i>	<i>1F-T[A]</i>			<i>2F-T[A]</i>			<i>2F[A]</i>			<i>3F[A]</i>		
Resistencia de Falla	0Ω	10Ω	20Ω	0Ω	10Ω	20Ω	0Ω	5Ω	10Ω	0Ω	5Ω	10Ω
Cortocircuito al 1% de la Línea	355	348	334	339	351	346	247	247	246	250	250	249
Cortocircuito al 99% de la Línea	339	308	281	315	310	291	188	168	183	244	238	231

Tabla 4-6. Cortocircuito en demanda Mínima.

<i>LT San Antonio-Alazán</i>	<i>1F-T[A]</i>			<i>2F-T[A]</i>			<i>2F[A]</i>			<i>3F[A]</i>		
Resistencia de Falla	0Ω	10Ω	20Ω	0Ω	10Ω	20Ω	0Ω	5Ω	10Ω	0Ω	5Ω	10Ω
Cortocircuito al 1% de la Línea	315	311	300	299	311	308	200	201	200	209	209	208
Cortocircuito al 99% de la Línea	334	326	312	332	341	335	209	208	207	250	248	246

5 CAPÍTULO V

Ajuste y Coordinación de Protecciones

Para una correcta calibración y ajuste de protecciones en el SEP se debe tener claros los criterios de coordinación y ajustes de relés de tal forma que se pueda mantener el sistema seguro ante cualquier evento de falla.

5.1 Coordinación y Ajuste de la Protección de Sobrecorriente 51/50 de la LT

5.1.1 Consideraciones para el ajuste de un relé de sobrecorriente.

Los relés de sobrecorriente pueden proteger fallas como fase a fase (50/51P) o fase tierra (50/51N), se debe considerar criterios para un buen ajuste de las protecciones de sobrecorriente:

- La máxima corriente de operación del elemento a proteger tiene que ser menor al ajuste temporizado de fases, el límite térmico tiene que ser superior al ajuste temporizado de tal manera se garantiza que los equipos operen en condiciones de sobrecarga.
- Una coordinación adecuada de un relé de sobrecorriente con las protecciones colindantes depende de la característica de operación de los relés instantáneos y temporizados.
- Los equipos de medición tienen un margen de error que debe ser tomado en cuenta al momento de realizar los cálculos.
- Cuando exista una conexión de carga al sistema, el relé no debe actuar, por lo tanto, se debe considerar la corriente de energización de los transformadores.

- Los relés de protección tienen un tiempo de actuación que depende de las características de cada equipo, es por ello por lo que la función 51 se puede ajustar en un tiempo de operación que varía desde los 200ms hasta los 400ms, mientras que el tiempo de operación de la función 50 es instantáneo.
- Para el ajuste de la protección del neutro se debe realizar al 60% de la corriente de arranque de fase y se debe utilizar curvas de las mismas características con el objetivo de realizar una coordinación correcta.

Para poder ajustar correctamente la función 51 se debe considerar el TAP, el Time Dial y finalmente el tipo de curva a utilizar. La curva elegida es la ANSI/IEEE inversa.

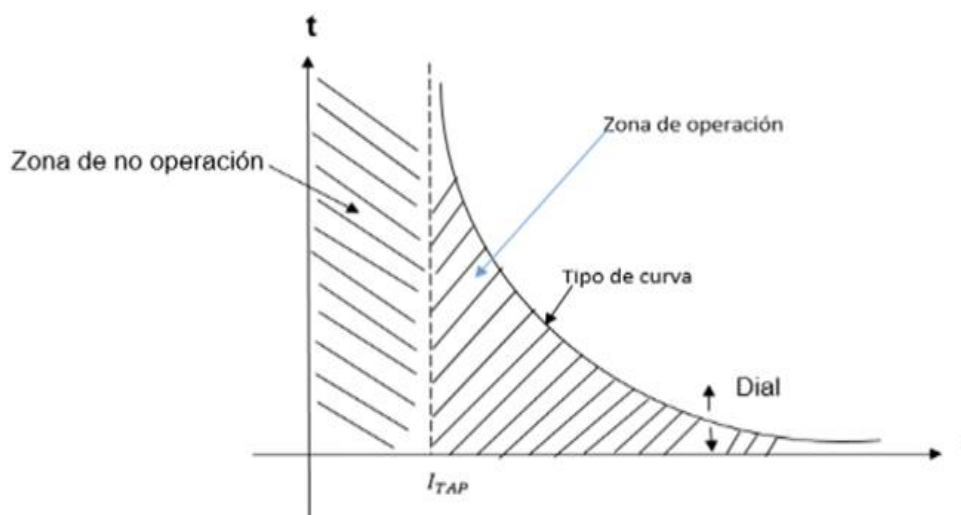


Figura. 5-1. Zona de operación de un relé de sobrecorriente.

5.1.2 Configuración de la Función 51P

Si la $I_{cc_{min}} > I_{dem}$, se debe ajustar un valor que este entre el rango de la corriente de cortocircuito mínima y la corriente de demanda, dicho valor será la corriente de pick up o de arranque del relé.

Para cálculo de la corriente de pick up, se procede a utilizar la formulación dada por la IEEE C57.13 [19] en donde se calcula un valor K que normalmente esta entre 1 y 1.5 aproximadamente, posterior a ello podemos encontrar la corriente de arranque del relé 51P.

$$k = \sqrt{1 + 2e^{\left(-\frac{4\pi\tau}{x}\right)}} \quad (5-1)$$

Donde:

$x =$ reactancia de la línea.

$r =$ Resistencia de la línea.

$\tau =$ constante de tiempo

De acuerdo con los criterios expuestos se tiene:

$$I_{pickup} = \frac{K * ID_{max}}{RTC} \quad (5-2)$$

Donde

I_{pickup} = Corriente de arranque del rele

I_{dmax} = Corriente de demanda Maxima

RTC = Relacion de Transformacion

La corriente de demanda máxima ver (Tabla 4-1) y la relación de transformación ver (Tabla 3-9), para el valor de k de acuerdo con la norma IEEE se tomará un valor de 1.5 para el cálculo de la corriente de fase, mientras que 1.2 para Tierra.

Para el cálculo del tiempo de actuación de cada relé se utilizan las constantes de la curva dada por la norma IEEE C57.13 [19] dichos valores se presentan en la Tabla 5-1.

Tabla 5-1. Constantes para las curvas norma ANSI/IEEE

<i>Tipo de Curva</i>	α	β	γ
Inversa	2.0938	8.9342	0.17966
Inversa Corta	1.2938	0.2663	0.03393
Inversa Larga	1	5.6143	2.18592
Moderadamente Inversa	0.02	0.0103	0.0228
Muy Inversa	2	3.922	0.0982

El tiempo de actuación de cada relé se obtiene mediante:

$$t[s] = \left[\frac{\beta}{\left(\frac{I_f}{I_s}\right)^\alpha - 1} + \gamma \right] * k \quad (5-3)$$

Donde:

t = tiempo de actuacion del rele en segundos

k = Multiplicador del Tiempo o Dial

I_f = Corriente de Falla

I_s = Corriente de arranque o Pickup

α, β, γ = Constantes

Utilizando la ecuación (5-3) se determina:

Tabla 5-2. Valores de corriente de falla y corriente de pickup

<i>Corrientes de Ajuste</i>	<i>Barra TSA</i>	<i>Barra LTSA</i>	<i>Barra LTCI</i>
If	243,82	490.57	465.95
Is	76.8	145.6	145.6

5.1.3 Configuración de la Función 50P

Para el ajuste de la función instantánea 50 se simula una falla 3F (trifásica) al 99% de la LT, el resultado se multiplica por el valor de “K” (la ecuación (5-1)). La norma IEEE C57.13 sugiere el tomar el valor de K en el rango de 1 – 1.5. En este caso se toma un valor de 1.2, valor tomado de dicho resultado se puede observar en la tabla 5.1, es así como se obtiene la corriente de arranque del relé 50.

Siguiendo los criterios de ajuste establecidos como se muestra en las ecuaciones (5-1),(5-2) y (5-3) se procede a realizar todo el cálculo matemático en el software MATLAB obteniendo los valores de ajuste para cada uno de los relés (ver

Tabla 5-3).

5.1.4 Fichas de Ajuste

Para un ajuste correcto de los relés se procede a utilizar la curva ANSI-IEEE de tiempo inverso, dicha curva se utiliza para todos los casos de coordinación que se realiza en el presente estudio.

Tabla 5-3. Corriente de ajuste y tiempo de operación fase.

<i>Relé</i>	<i>Fase</i>			
	<i>51</i>		<i>50</i>	
Barra	I_{Tap}	T_{dial}	I_{Tap}	T_{dial}
TSA	0.9298	0.55	3.6251	0.01
L TSA	1.8238	0.35	7.00	0.01
LTC1	-----	0.05	-----	0.01

Tabla 5-4. Corriente de ajuste y tiempo de operación neutro.

<i>Relé</i>	<i>Neutro</i>			
	<i>51</i>		<i>50</i>	
Barra	I_{Tap}	T_{dial}	I_{Tap}	T_{dial}
TSA	1	0.05	4.46	0.02

LTSA	1	0.03	3.69	0.02
LTC1	-----	0.06	-----	0.02

5.1.5 Análisis de resultados

Se simula fallas monofásicas, bifásicas y trifásicas con el afán de obtener métricas correspondientes a la actuación de cada relé, de tal forma que se pueda verificar si la coordinación y su ajuste son correctos en cada zona de solapamiento.

5.1.5.1 Ajuste del Relé 50 – 51F Para una Falla Trifásica.

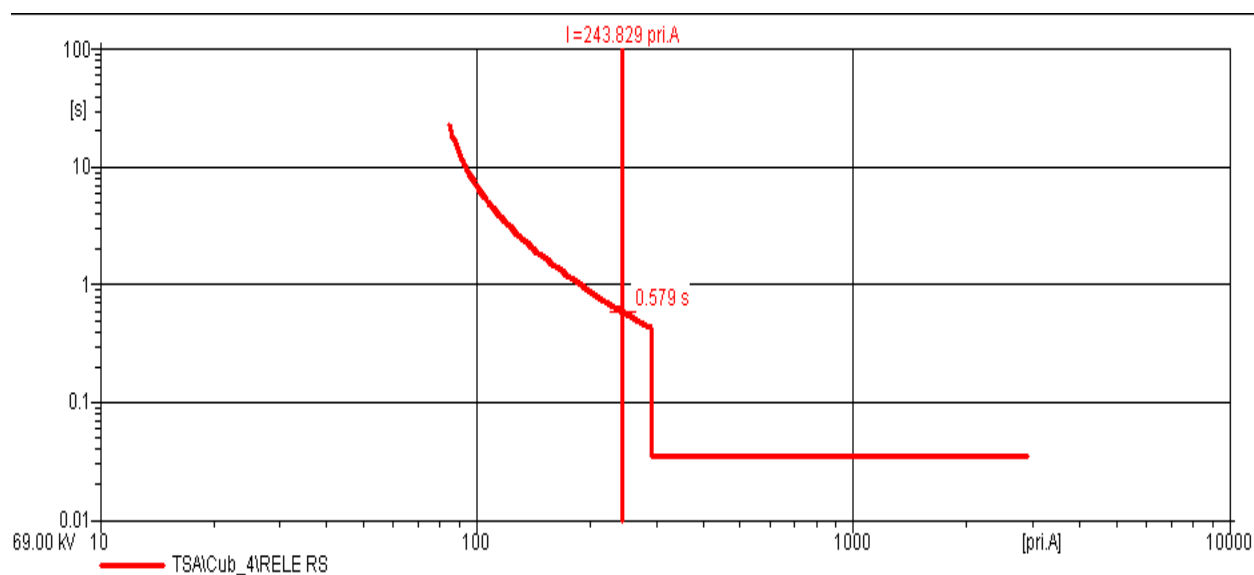


Figura. 5-2. Ajuste al 1% de la barra TSA-Método completo, falla 3-F, de la línea San Antonio.

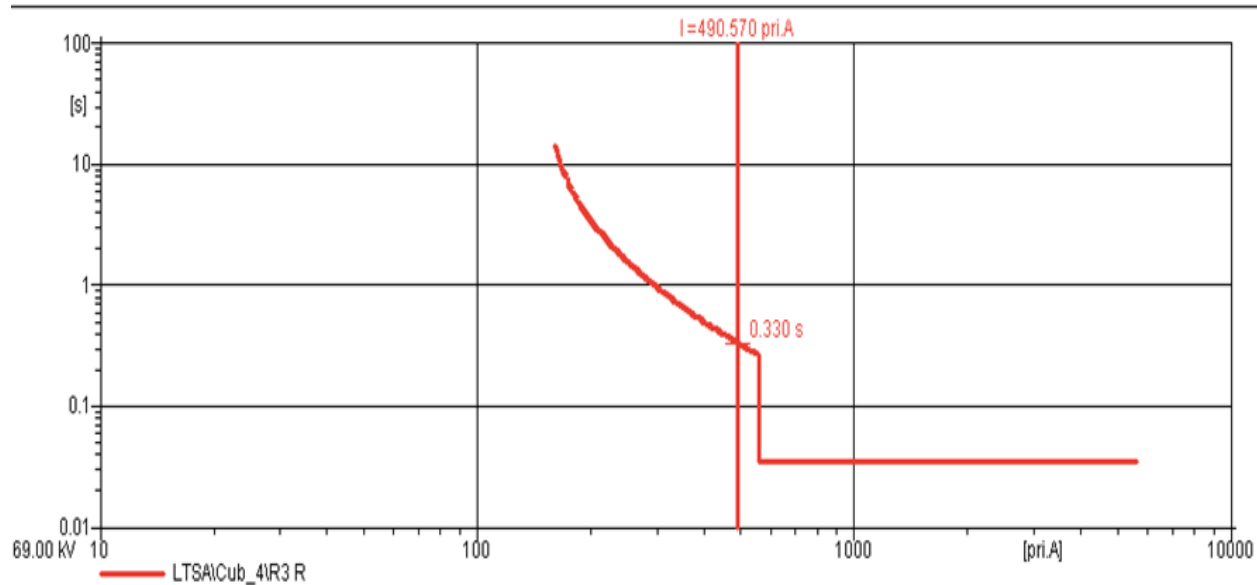


Figura. 5-3. Ajuste al 1%, falla 3-F, de la LT Alazán – Colectora

En la Figura. 5-2 y Figura. 5-3 se observa los tiempos de actuación de los relés de sobrecorriente para lo cual se puede verificar que el relé de línea San Antonio actúa en un tiempo de 0.579 s para una falla trifásica, mientras que el relé de línea Alazán-Colectora actúa en un tiempo de 0.330s, comprobando así que los equipos de protección están operando correctamente y en los tiempos establecidos por la norma IEEE.

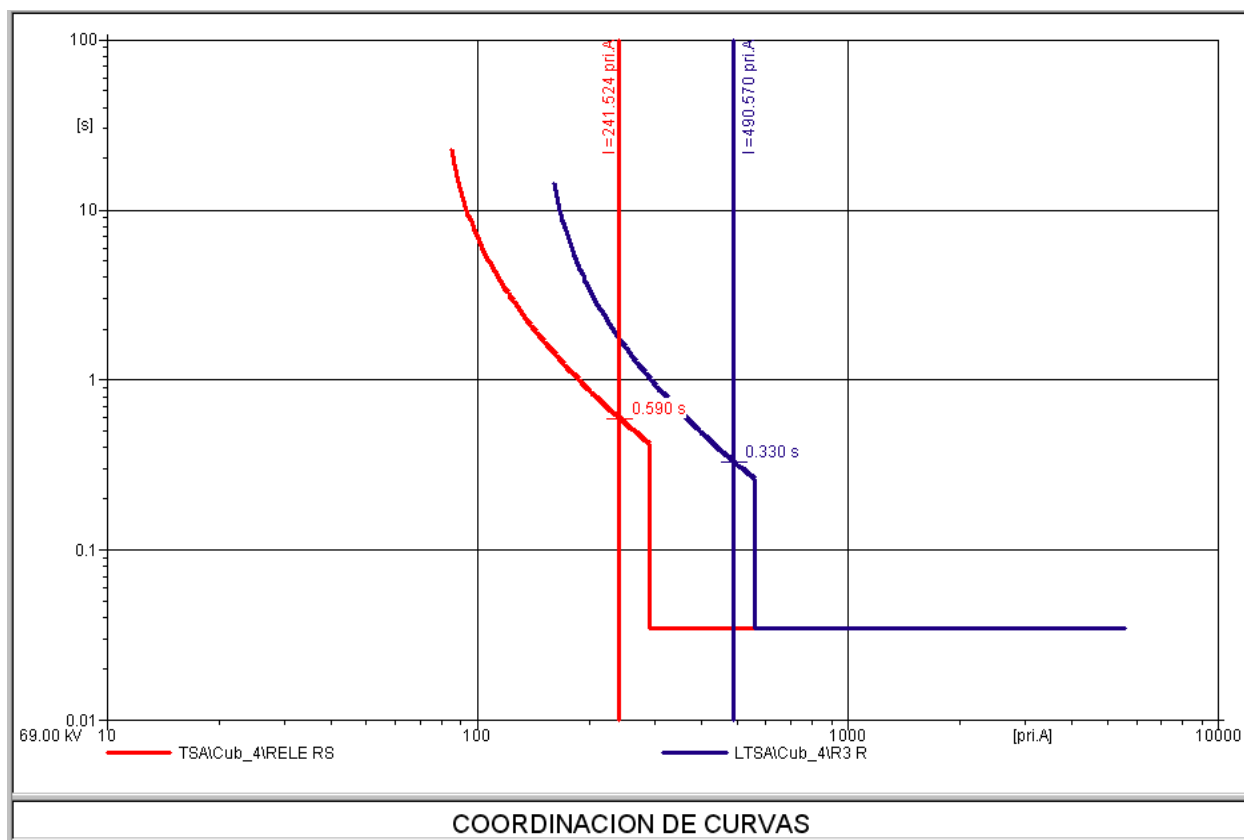


Figura. 5-4. Ajuste al 1%, falla 3-F, entre la LT san Antonio-Alazán

Tabla 5-5. Tiempos de actuación de los relés 51 falla 3F en la barra Alazán.

<i>Tiempos de actuación falla trifásica (barra 69 kV Alazán)</i>	
Barra Alazán	330 ms
Barra San Antonio	590 ms

De acuerdo con la Figura. 5-4 y la Tabla 5-5 se aprecia la coordinación existente entre la barra san Antonio y Alazán con una falla al 1% trifásica en la línea Alazán - Colectora, el tiempo de actuación de dicha protección es de 330ms mientras que en la barra san Antonio es de 590ms, garantizando de esta manera la correcta operación de 260ms entre los relés.

5.1.5.2 Ajuste del Relé 50-51F Para una Falla Bifásica.

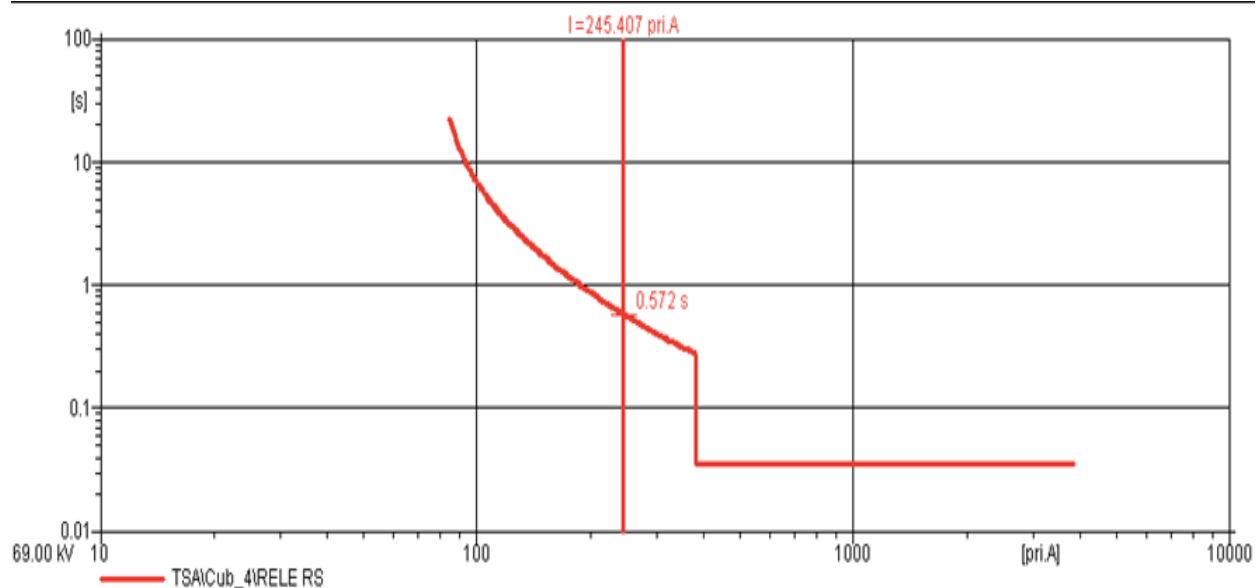


Figura. 5-5. Ajuste al 1% de la barra TSA-Método completo, falla 2-F, de la LT San Antonio

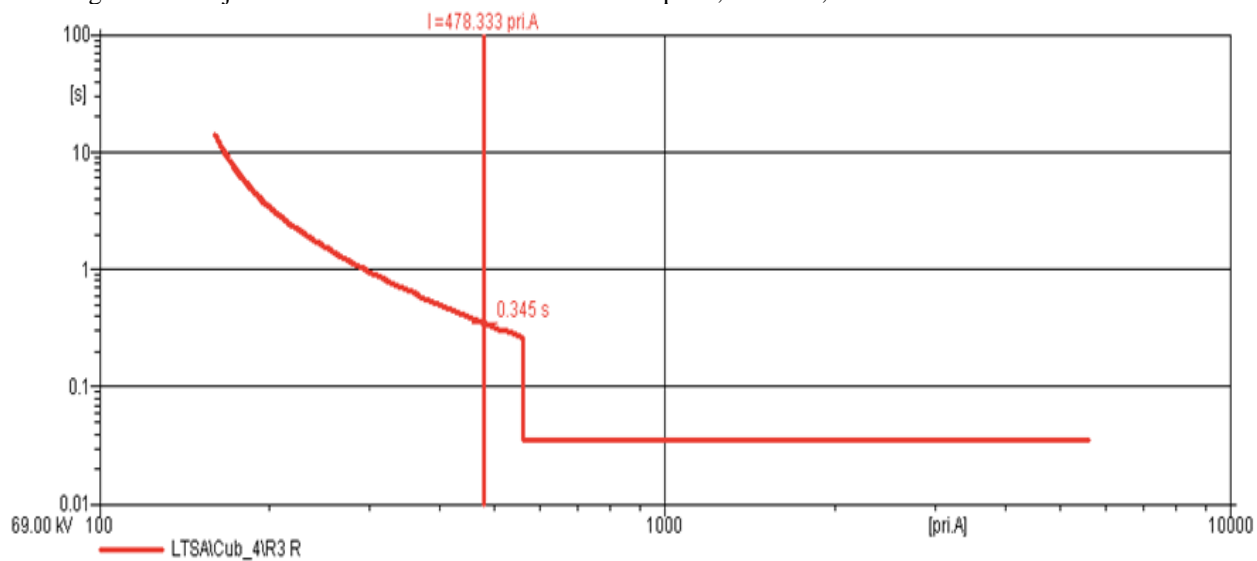


Figura. 5-6. Ajuste al 1%, falla 2-F, de la LT Alazán – Colectora.

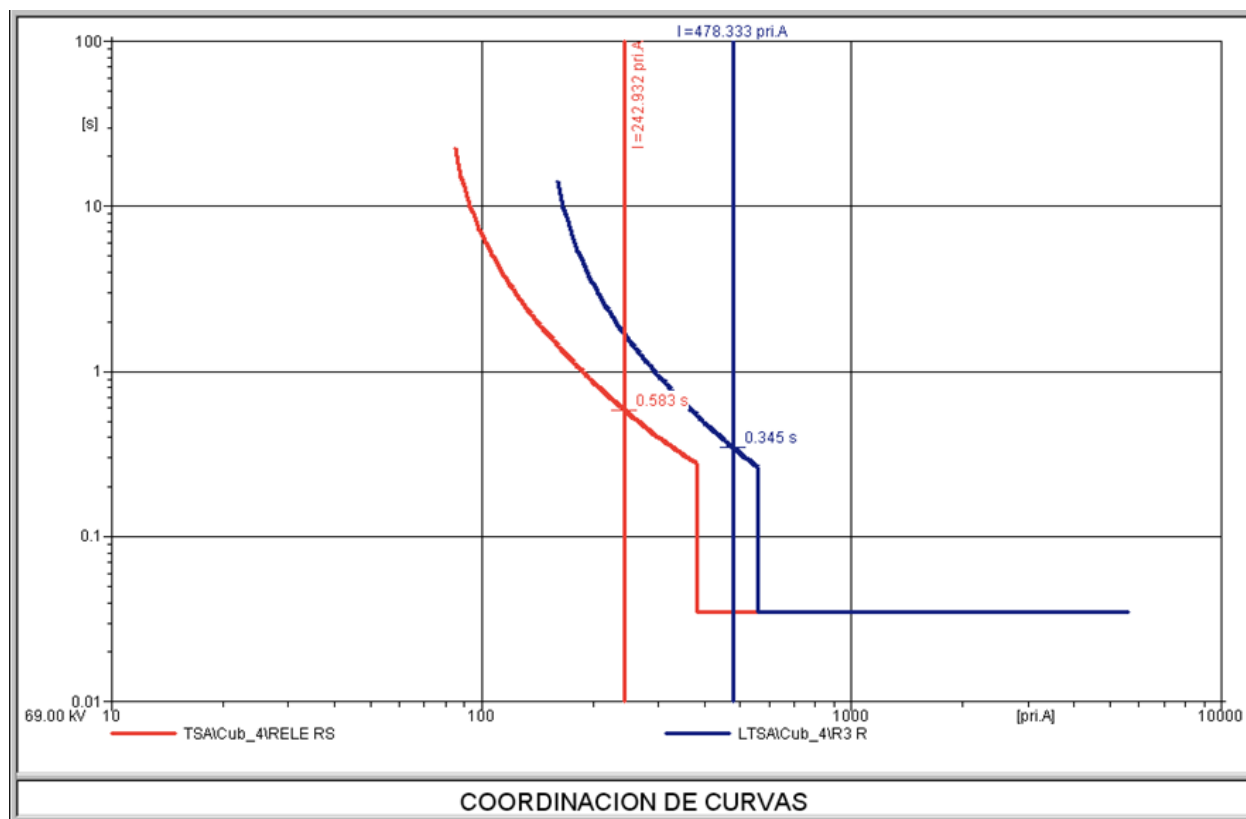


Figura. 5-7. Ajuste al 1%, falla 2-F, entre la LT San Antonio – Alazán.

La Figura. 5-6 y Figura. 5-5 se observa los tiempos de actuación de los relés de sobrecorriente para lo cual se puede verificar que el relé de línea San Antonio actúa en un tiempo de 0.572s para una falla bifásica, mientras que el relé de línea Alazán-Colectora actúa en un tiempo de 0.345s, comprobando así que los equipos de protección están operando correctamente y en los tiempos establecidos por la norma IEEE.

Tabla 5-6. Tiempos de actuación de los relés 51 falla 2F en la barra Alazán.

<i>Tiempos de actuación falla bifásica (barra 69 kV Alazán)</i>	
Barra Alazán	345 ms
Barra San Antonio	583 ms

La Figura. 5-7 y la Tabla 5-6 se aprecia la coordinación existente entre la barra San Antonio y Alazán con una falla al 1% bifásica en la línea Alazán - Colectora 1, el tiempo de actuación de dicha protección es de 345ms mientras que en la barra San Antonio es de 583ms, garantizando de esta manera la correcta operación de 238ms entre los relés.

5.1.5.3 Ajuste del Relé 50-51T Para una Falla Monofásica.

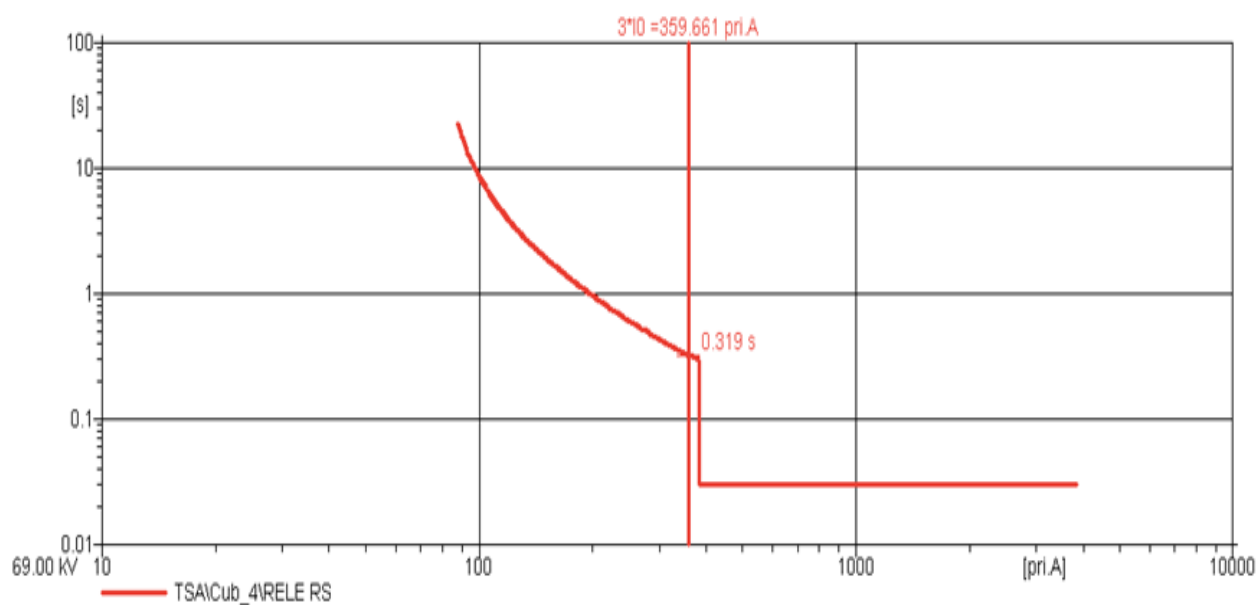


Figura. 5-8. Ajuste al 1%, falla 1F-T, entre la línea San Antonio-Alazán.

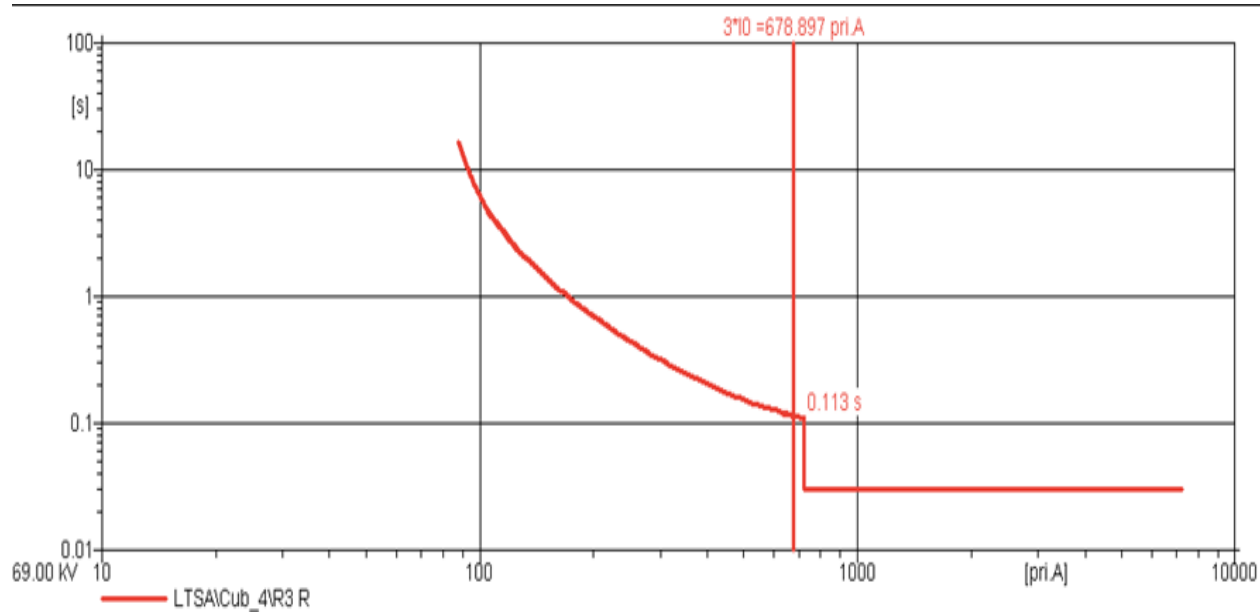


Figura. 5-9. Ajuste al 1%, falla 1F-T, de la Línea Alazán-Colectora.

La Figura. 5-8 y Figura. 5-9 se observa los tiempos de actuación de los relés de sobrecorriente para lo cual se puede verificar que el relé de línea San Antonio actúa en un tiempo de 0.579 s para una falla 1F monofásica a tierra con resistencia de falla 0 ohm mientras que el relé de línea Alazán-Colectora actúa en un tiempo de 0.330s para una resistencia de falla 0 ohm, comprobando así que los equipos de protección están operando correctamente y en los tiempos establecidos por la norma.

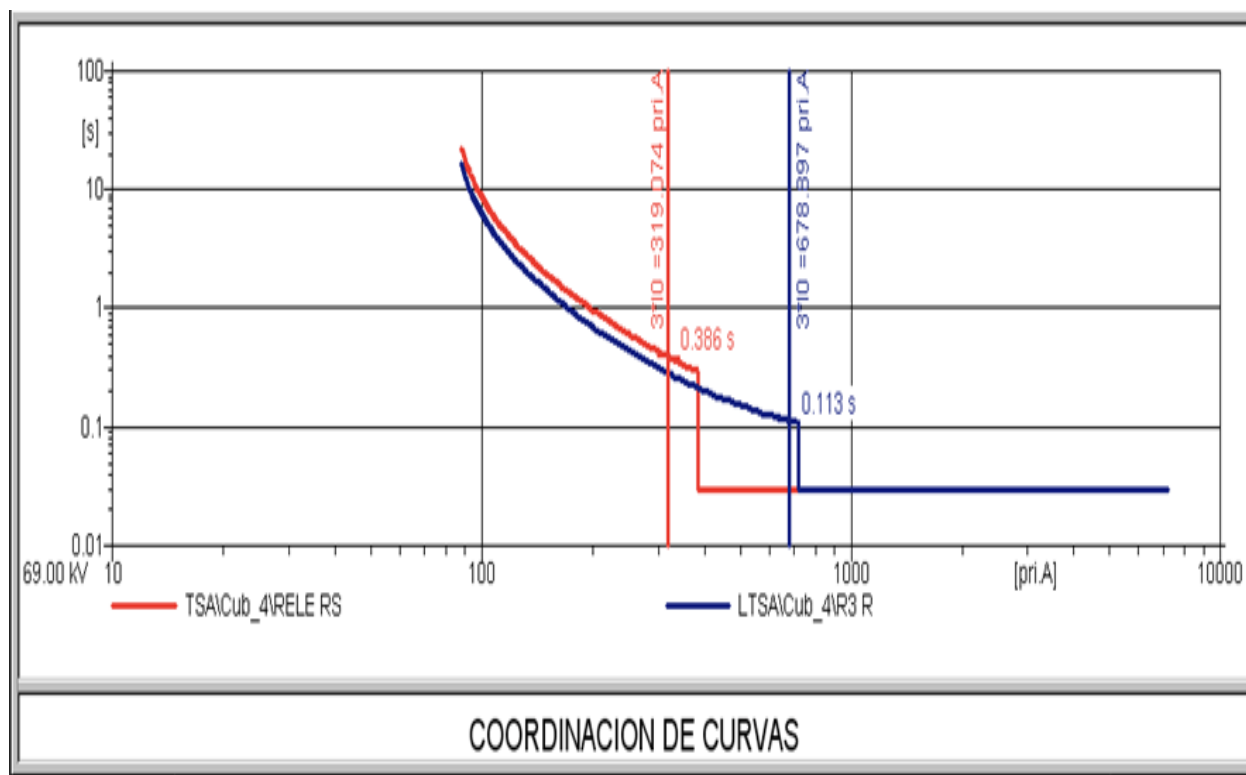


Figura. 5-10. Ajuste al 1%, falla 1-F, entre la línea San Antonio – Alazán.

Tabla 5-7. Tiempos de actuación de los relés 51 falla 1F en la barra Alazán.

<i>Tiempos de actuación falla bifásica (barra 69 kV Alazán)</i>	
Barra Alazán	113 ms
Barra San Antonio	386 ms

La Figura. 5-10 y la Tabla 5-7 se aprecia la coordinación existente entre la barra San Antonio - Alazán con una falla al 1% monofásica en la línea Alazán - Colectora 1, el tiempo de actuación de dicha protección es de 113ms mientras que en la barra San Antonio es de 386ms, garantizando de esta manera la correcta operación de 273m entre los relés.

5.2 Coordinación y Ajuste de la Protección de Distancia 21 de la LT

5.2.1 Criterios Generales Para el Ajuste de la Función 21

Al realizar el ajuste del relé de distancia de LT se debe tener presente los siguientes criterios.

- Para el ajuste de la protección de distancia se usa el relé tipo poligonal, permite configurar los parámetros de X y R de forma independiente.
- El alcance de las zonas del relé de distancia protege la línea propia en un 80%, con un tiempo de actuación instantánea, la línea adyacente más un 50% con un tiempo de actuación de 300-400ms y finalmente la zona 3 se considera de respaldo y abarca hasta un 100% de la línea adyacente y opera en un tiempo igual o mayor a 1s.
- La zona 3 cubre la mayor parte de las líneas adyacentes y actúa a un mismo nivel de voltaje, de tal forma que no exista descompensación en el mismo.
- En este caso, el ajuste correcto del relé de distancia depende del efecto de fuentes intermedias o efecto infeed, por lo tanto, tomar en cuenta al momento de realizar los cálculos.
- El efecto infeed afecta da la actuación del relé de distancia porque contribuye a la corriente de falla, sin que esta pueda ser vista por el relé, se tiene las siguientes expresiones para efectos de cálculo.

- La impedancia de la línea es proporcional a la longitud de la línea, es así como el relé de distancia puede tener una lectura a través de los instrumentos de medida y operar ante un evento de falla.

5.2.1.1 Criterios de Ajuste de la Zona 1. El tiempo de operación de la zona 1 es instantáneo y se ajusta entre el 60% y 90% de la impedancia de la línea, de modo que se tenga un porcentaje de seguridad ya que puede variar debido a efectos externos como son los instrumentos de medida, errores en el cálculo de la impedancia de la LT entre otros.

Para el caso de las líneas cortas se recomienda el ajuste de la línea entre el 60% y 80% de la Zona 1.

5.2.1.2 Ajuste de la Zona 1.

<input type="checkbox"/> Out of Service			
Number of parallel Lines		1	
Parameters			
Thermal Rating		▼ → ...	
Length of Line	3.5	km	
Derating Factor	1.		
Type of Line		Tower Type	
Resulting Values			
Rated Current (act.)	0.6 kA		
Pos. Seq. Impedance, Z1	1.668786 Ohm		
Pos. Seq. Impedance, Angle	74.75478 deg		
Pos. Seq. Resistance, R1	0.4388085 Ohm		
Pos. Seq. Reactance, X1	1.61006 Ohm		
Zero Seq. Resistance, R0	1.268411 Ohm		
Zero Seq. Reactance, X0	4.471251 Ohm		
Earth-Fault Current, Ice	0.8231879 A		
Earth Factor, Magnitude	0.5950508		
Earth Factor, Angle	-0.9242893 deg		

Figura. 5-11. Parámetros de la línea de transmisión San Antonio - Alazán.

De acuerdo con la Figura. 5 11 se obtiene:

Tabla 5-8. Parámetros de la LT San Antonio - Alazán.

<i>Impedancias de secuencia</i>	
Impedancia de Secuencia Positiva, Z1	1.6687[0hm]
Resistencia de secuencia positiva, R1	0.4388[ohm]
Reactancia de secuencia positiva, X1	1.6100[ohm]
Resistencia de secuencia cero, R0	1.2684[ohm]
Reactancia de secuencia cero, X0	4.4712[ohm]

Al inicio de la línea de transmisión no existe aporte de fuentes intermedias o efecto inffed es por ello por lo que se puede dimensionar de forma directa el alcance al 80% de la línea tomando los valores de la Tabla 5-8. Se realiza el cálculo respectivo:

$$R1 = 0.8 * 0.4388[0hm\ pri] = 0.344[Ohm\ pri] \quad (5-4)$$

$$X1 = 0.8 * 1.61[0hm\ pri] = 1.288[Ohm\ pri] \quad (5-5)$$

Se tiene:

Tabla 5-9. Ajuste para la Zona 1

Zona 1		
Protección	R1[ohm primarios]	X1[ohm primarios]
Fase/Neutro	0.344[Ohm pri]	1.2888[Ohm pri]

De acuerdo con los datos de la Tabla 5-9 se simulan fallas trifásicas, bifásicas y monofásicas para verificar la correcta actuación del relé.

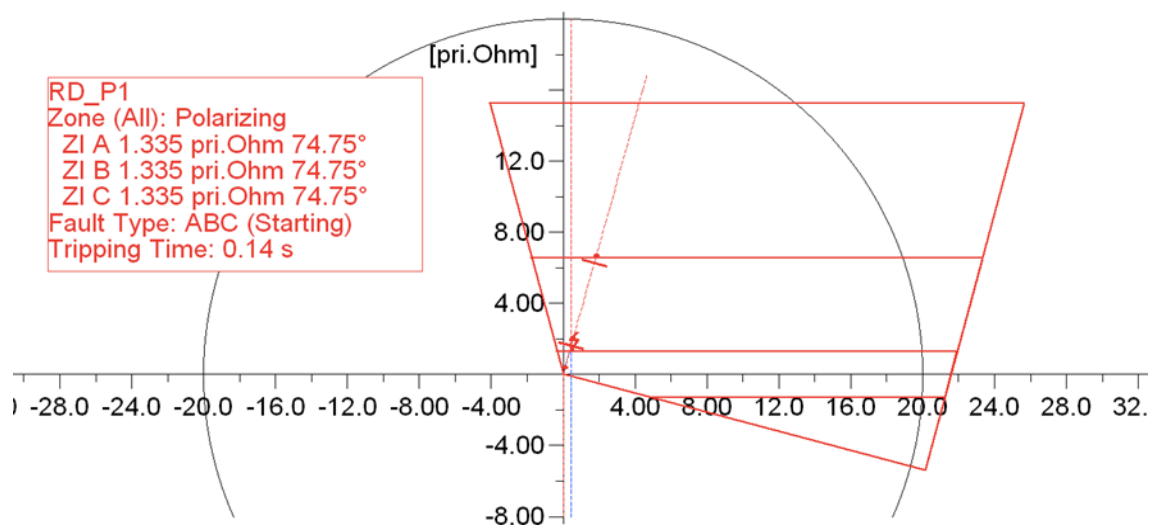


Figura. 5-12. Actuación del relé al 80% línea San Antonio, Falla 3-F con $R_F = 0 \Omega$.

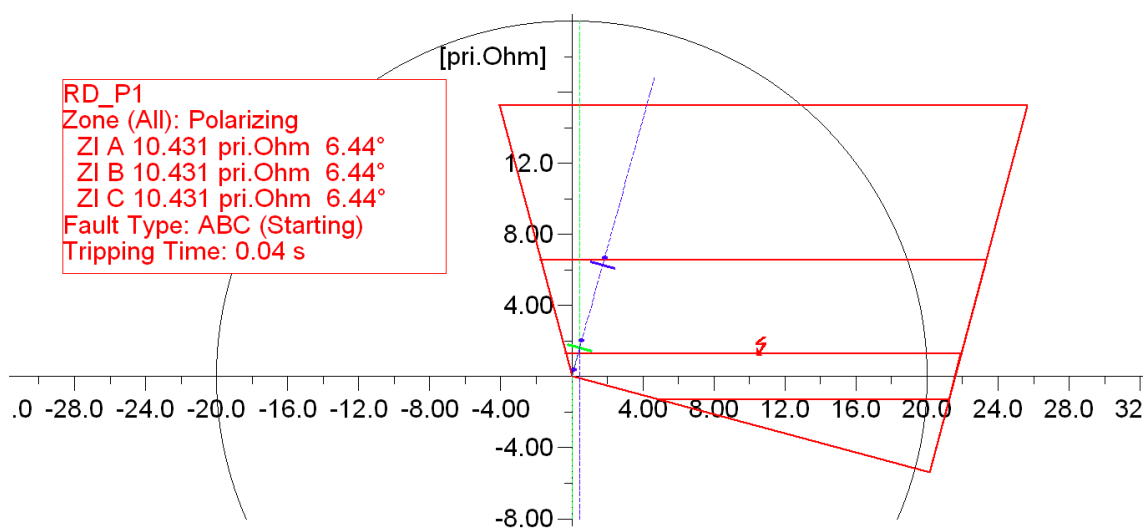


Figura. 5-13. Actuación del relé al 80%. Falla 3-F con $R_F = 5 \Omega$

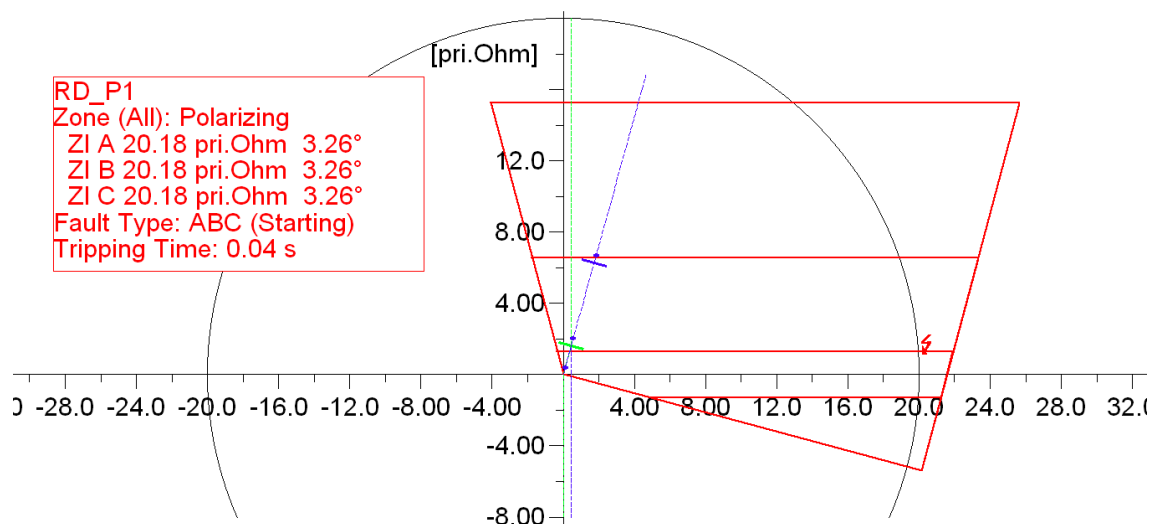


Figura. 5-14. Actuación del relé al 80%. Falla 3-F con $R_F = 10 \Omega$.

La Figura. 5-12, Figura. 5-13 y Figura. 5-14 se observa la actuación del relé ante una falla trifásica con una resistencia de falla que varía en el rango de 0 hasta 10ohm.

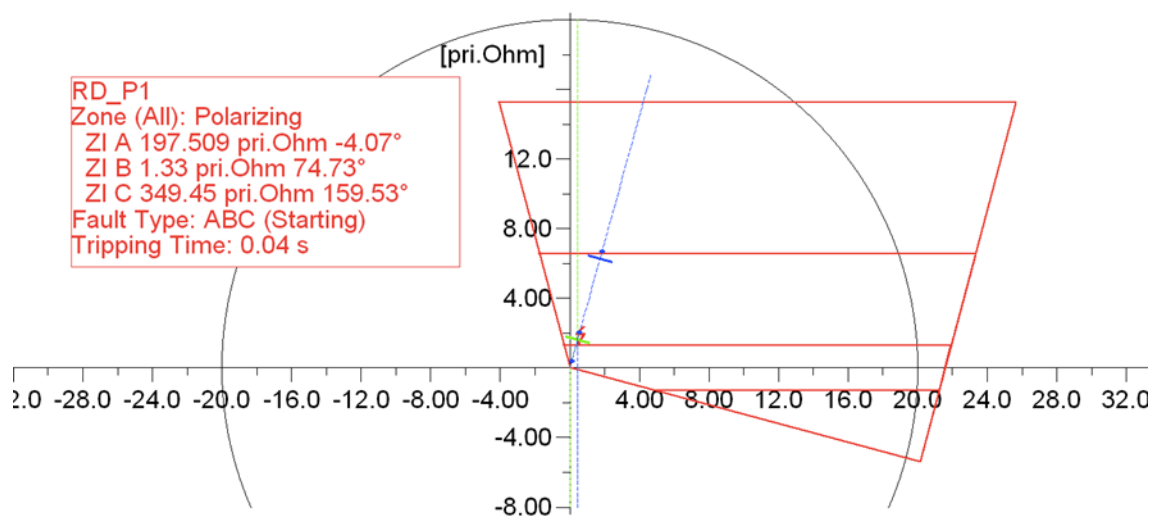


Figura. 5-15. Actuación del relé al 80%, falla 2-F con $R_F = 0 \Omega$.

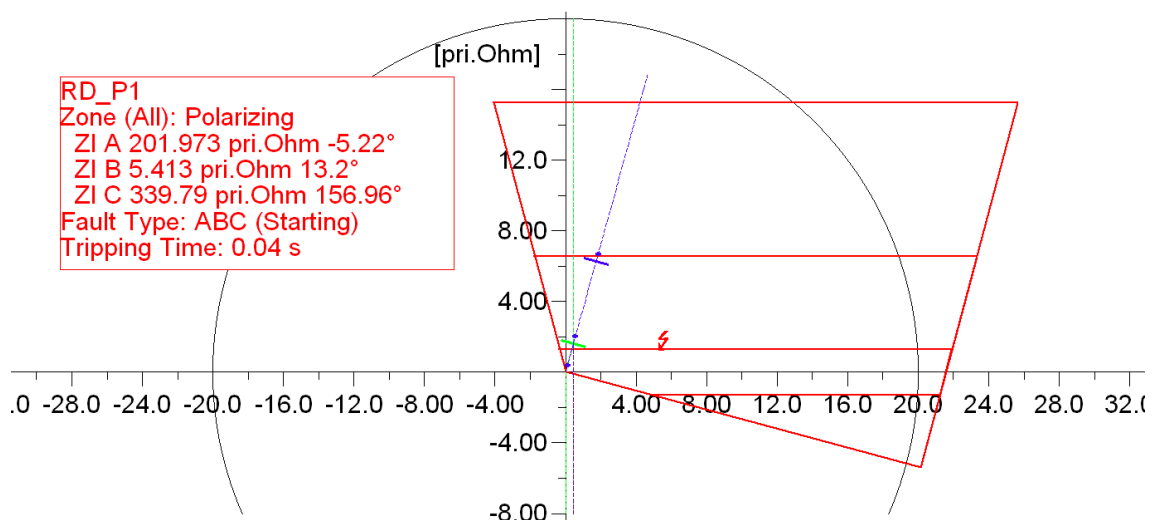


Figura. 5-16. Actuación del relé al 80%. Falla 2-F con $R_F = 5 \Omega$

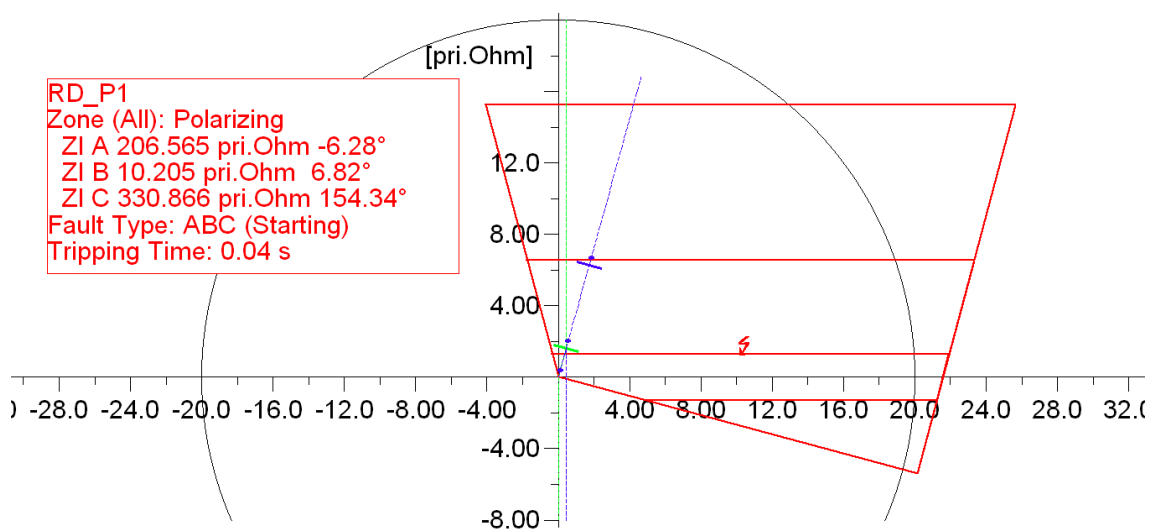


Figura. 5-17. Actuación del relé al 80%. Falla 2-F con $R_F = 10 \Omega$.

La Figura. 5-15, Figura. 5-16 y Figura. 5-17 se observa la actuación del relé ante una falla bifásica con una resistencia de falla que varía en el rango de 0 hasta 10ohm.

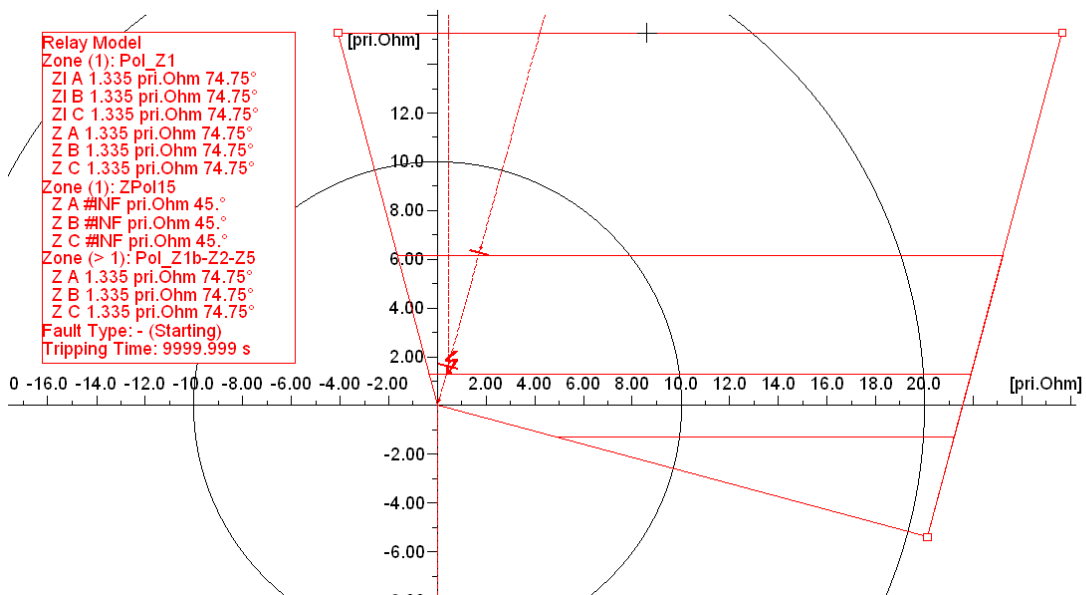


Figura. 5-18. Actuación del relé al 80%. Falla 1F con $R_F = 0 \Omega$

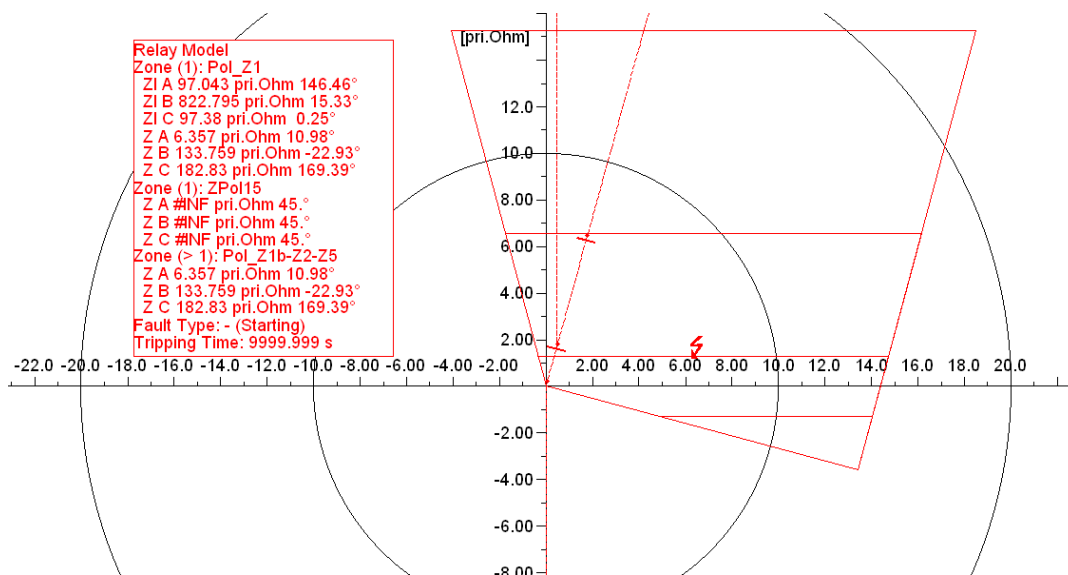


Figura. 5-19. Operación del relé al 80%. Falla 1F con $R_F = 5 \Omega$.

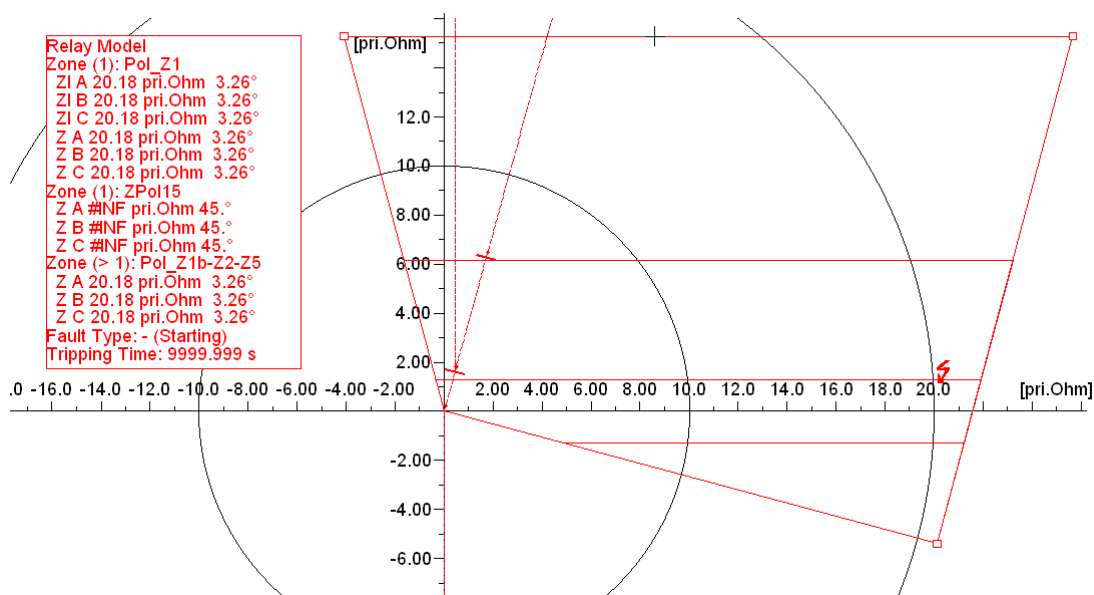


Figura. 5-20. Actuación del relé al 80%. Falla 1F con $R_F = 10 \Omega$

En la Figura. 5-18, Figura. 5-19 y Figura. 5-20, se puede observar la actuación del relé ante una falla monofásica a tierra con una resistencia de falla que varía desde los 0 hasta los 10 ohm.

5.2.2 Criterios de Ajuste de la Zona 2

El alcance de la zona 2, es el total de la línea a proteger más el 50% de la línea adyacente, mientras que el tiempo de operación está en un rango de 0.3 a 0.4 milisegundos, este retardo de tiempo permite la actuación de la zona 1 primero.

5.2.2.1 Ajuste de la Zona 2.

Out of Service

Number of parallel Lines:

Parameters

Thermal Rating: ▼ ▶ ...

Length of Line: km

Derating Factor:

Resulting Values

Rated Current (act.)	0.5 kA
Pos. Seq. Impedance, Z1	4.822243 Ohm
Pos. Seq. Impedance, Angle	74.54005 deg
Pos. Seq. Resistance, R1	1.28544 Ohm
Pos. Seq. Reactance, X1	4.64776 Ohm
Zero Seq. Resistance, R0	4.15376 Ohm
Zero Seq. Reactance, X0	13.50856 Ohm
Earth-Fault Current, Ice	0. A
Earth Factor, Magnitude	0.6437866
Earth Factor, Angle	-2.477279 deg

Type of Line
Overhead Line

Figura. 5-21. Parámetros de la LT Alazán - Colectora.

De la Figura. 5-21 se obtiene los datos de las impedancias de la línea Alazán – Colectora, estos datos son de interés dado que para el ajuste de la zona 2 se tiene el efecto de las fuentes intermedias.

Tabla 5-10 Parámetros de la LT Alazán - Colectora.

<i>Impedancias de secuencia LT Alazán - Colectora</i>	
Impedancia de Secuencia Positiva, Z1	4.8222[Ohm]
Resistencia de secuencia positiva, R1	1.2854[ohm]
Reactancia de secuencia positiva, X1	4.6447[ohm]
Resistencia de secuencia cero, R0	4.1537[ohm]
Reactancia de secuencia cero, X0	13.5087[ohm]

Se analiza que la zona 2 cuenta el efecto infeed, los datos del relé de distancia. De la Figura. 2-18, se tiene:

$$V_A = I_A * Z_A + (I_A + I_B) * \left(\frac{Z_B}{2}\right) \quad (5-6)$$

Despejando (5-6) se obtiene la impedancia del relé.

$$\frac{V_A}{I_A} = Z_A + \left(1 + \frac{I_B}{I_A}\right) * Z_B \quad (5-7)$$

Donde:

Z_A = La impedancia de la LT San Antonio Alazán.

I_B = La corriente de cortocircuito de aporte de Alazán.

I_A = La corriente de cortocircuito de aporte de San Antonio

Z_B = La impedancia de la LT Alazán Colectora

Se pretende cubrir el 50% de la línea adyacente a la San Antonio – Alazán, (ver Figura. 3-6), por lo tanto, la zona 2 tiene su límite en la mitad de la LT Alazán – Colectora; vale la pena mencionar que en el momento de ejecutar la ecuación (5-7) se considera la impedancia a la mitad de la línea adyacente (Z_B).

Ejecutando la ecuación (5-7), se tiene:

$$Z_{zona2} = 0.4388 + 1.61j + \left(1 + \frac{48}{50}\right) * 0.6427 + 2.3213 \quad (5-8)$$

$$Z_{\text{zona2}} = 1.6985 + j6.1647 \quad (5-9)$$

Tabla 5-11. Ajuste de la zona 2.

<i>Impedancia de la zona 2</i>		
Protección	R1[ohm primarios]	X1[ohm primarios]
Fase/Neutro	1.6985[Ohm pri]	6.1647[Ohm pri]

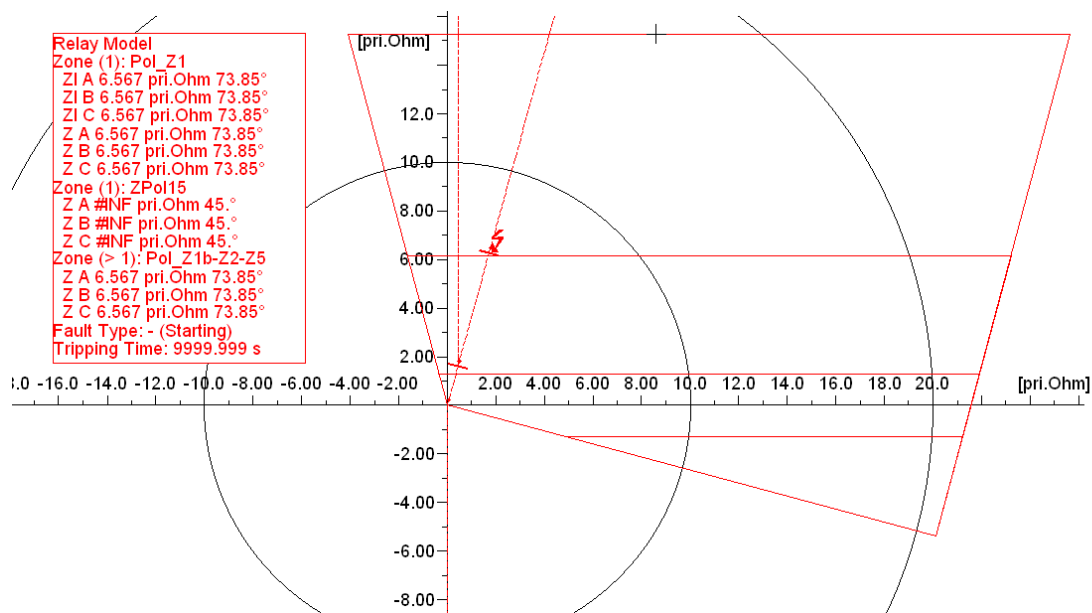


Figura. 5-22. Actuación del relé al 50% de la línea Alazán S.E Colectora, Falla 3F con $R_F = 0 \Omega$

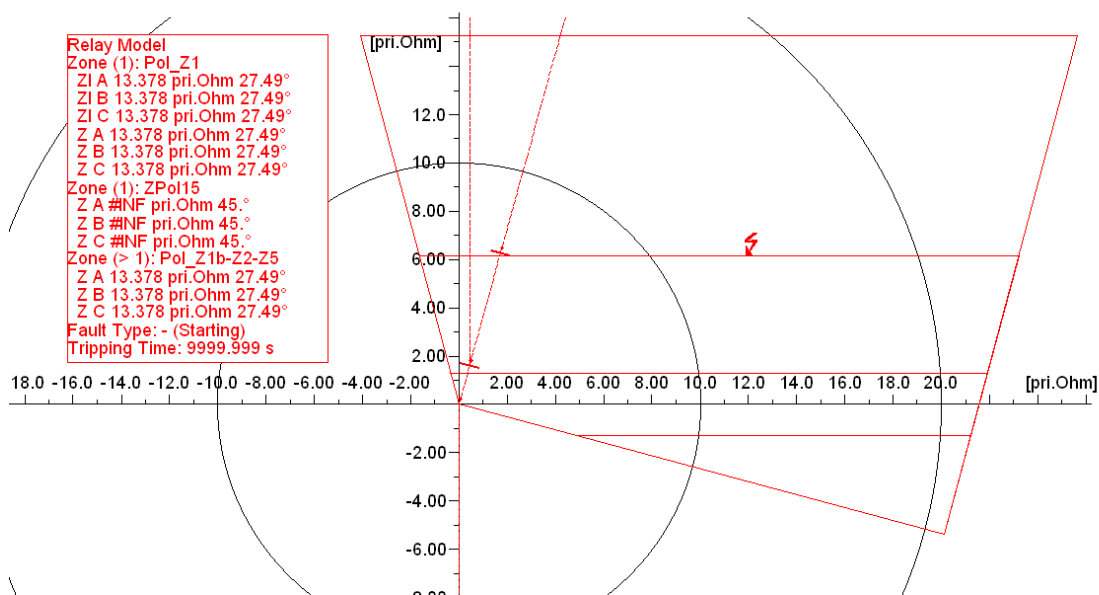


Figura. 5-23. Actuación del relé al 50% de la línea Alazán S.E Colectora, Falla 3F con $R_F = 5 \Omega$

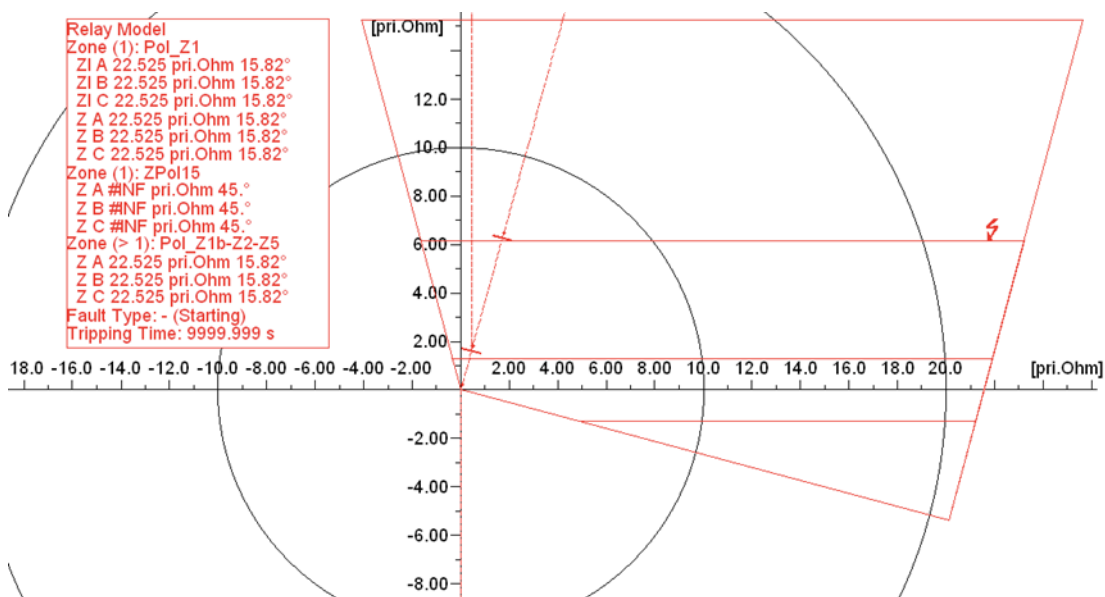


Figura. 5-24. Operación del relé al 50% de la línea Alazán S.E Colectora, Falla 3F con $R_F = 10 \Omega$

En la Figura. 5-22, Figura. 5-23 y Figura. 5-24, se observa la actuación del relé ante una falla trifásica con una resistencia de falla que varía desde los 0Ω hasta los 10Ω .

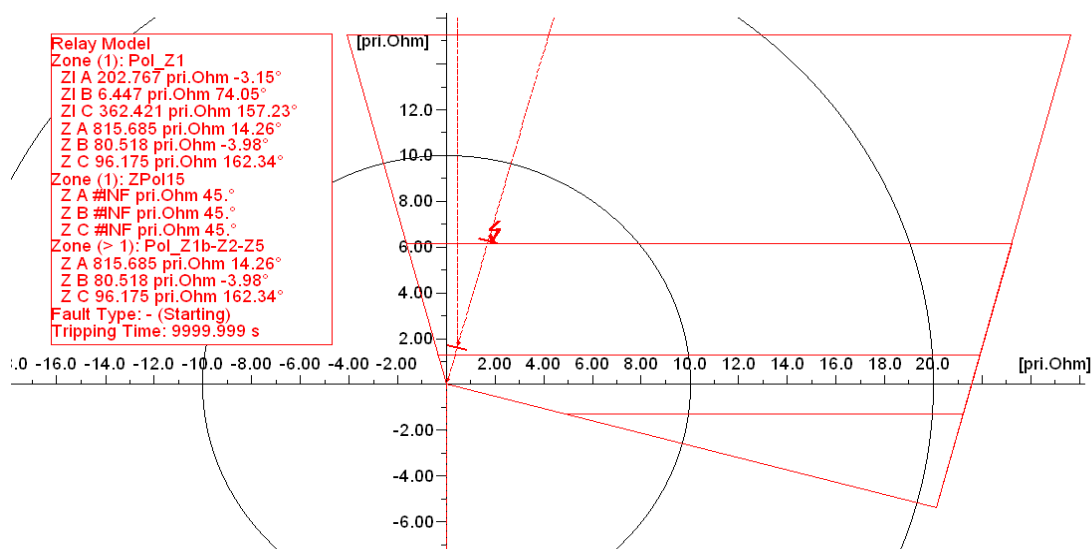


Figura. 5-25. Actuación del relé al 50% de la línea Alazán S.E Colectora, Falla 2F con $R_F = 0 \Omega$.

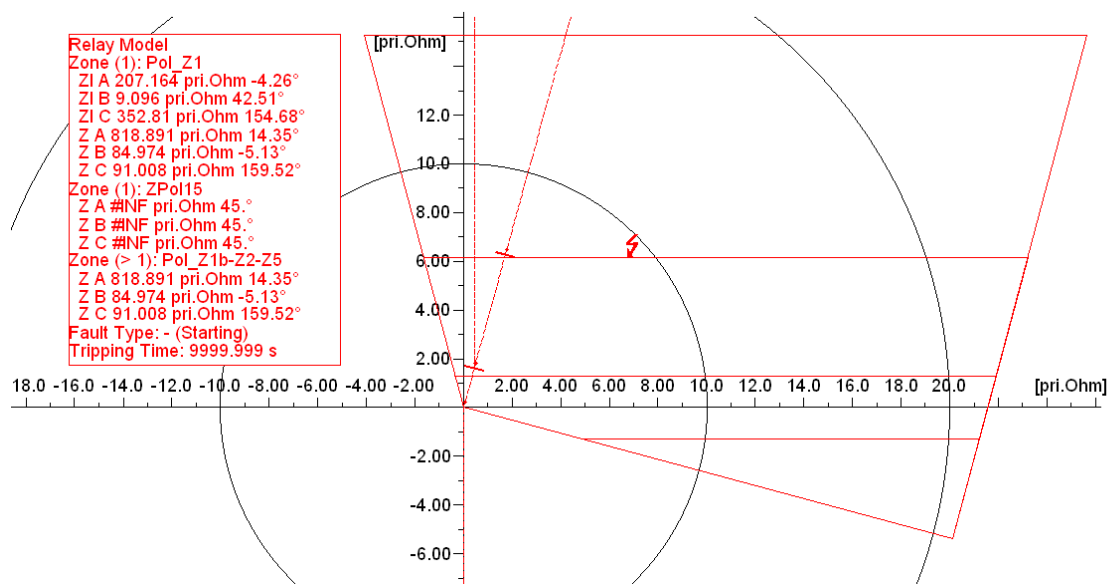


Figura. 5-26. Actuación del relé al 50% de la línea Alazán S.E Colectora, Falla 2F con $R_F = 5 \Omega$.

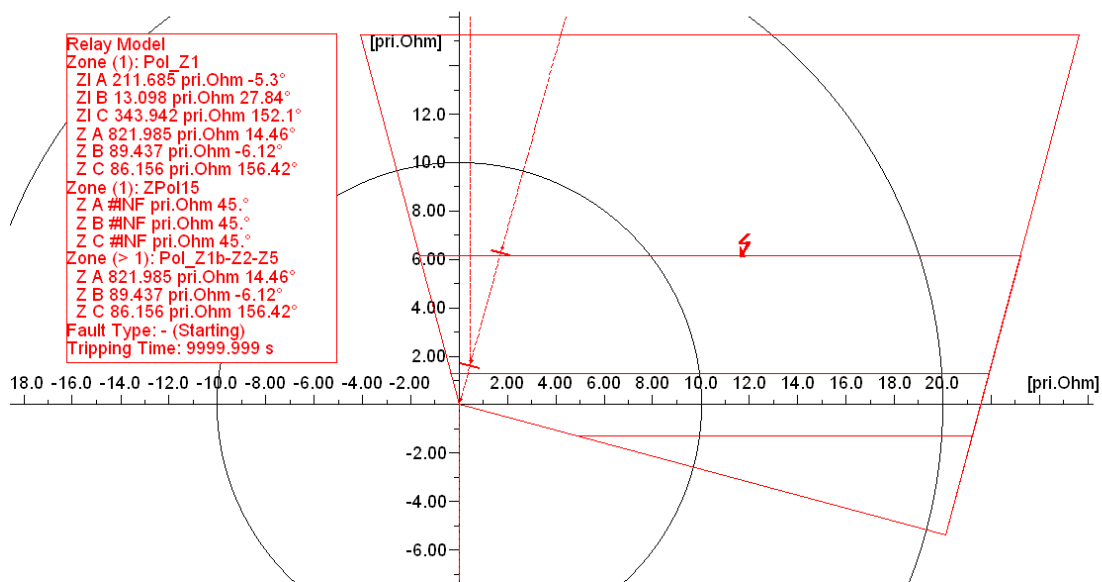


Figura. 5-27. Actuación del relé al 50% de la línea Alazán S.E Colectora, Falla 2F con $R_F = 10 \Omega$.

En la Figura. 5-25, Figura. 5-26 y Figura. 5-27; se observa la actuación del relé ante una falla bifásica con una resistencia de falla de que varía desde los 0Ω hasta los 10Ω .

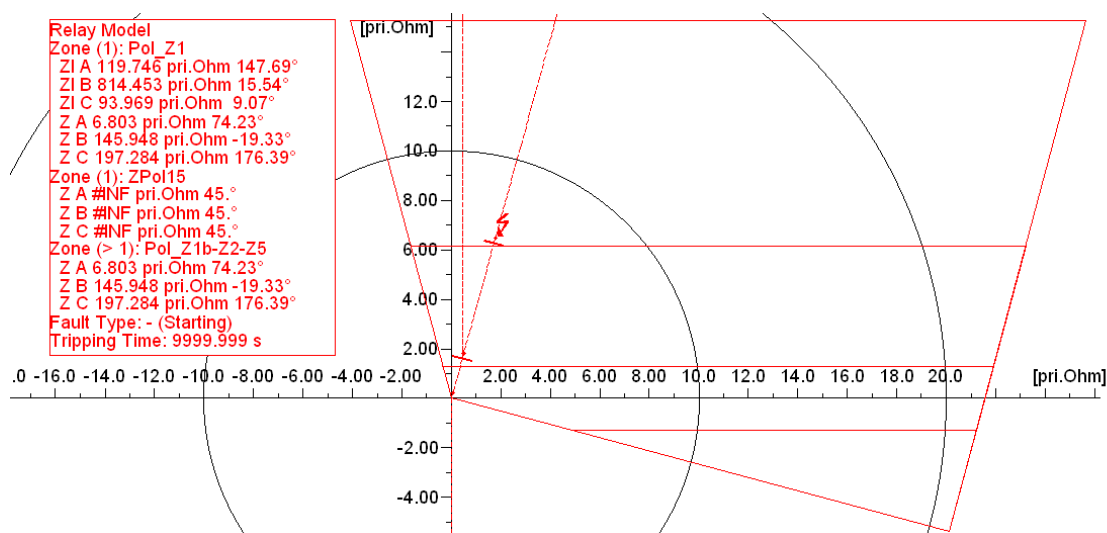


Figura. 5-28. Actuación del relé al 50% de la línea Alazán S.E Colectora, Falla 1F-T con $R_F = 0 \Omega$

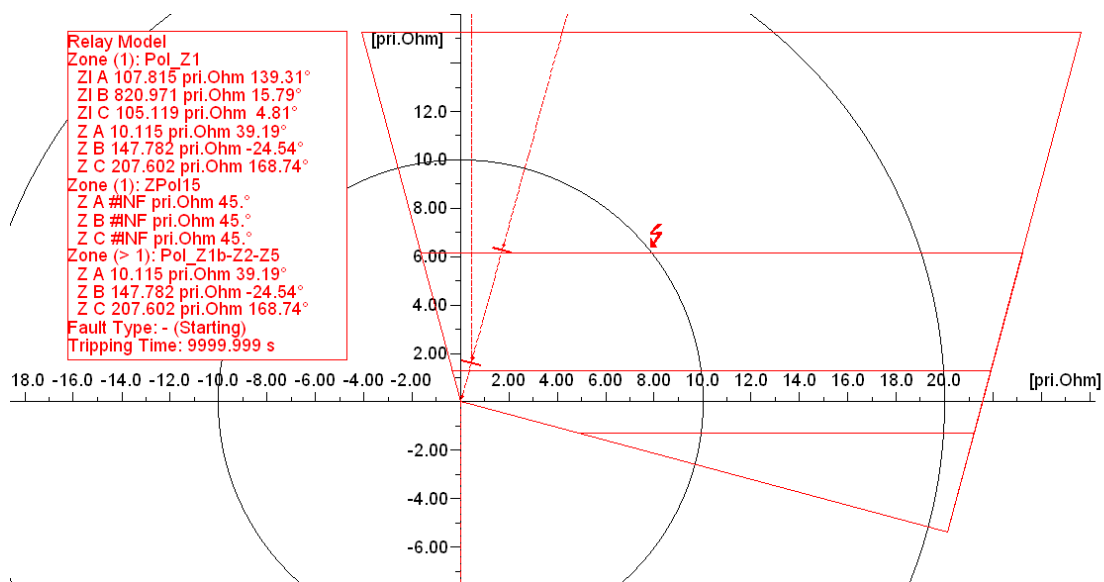


Figura. 5-29. Actuación del relé al 50% de la línea Alazán S.E Colectora, Falla 1F-T con $R_F = 5 \Omega$.

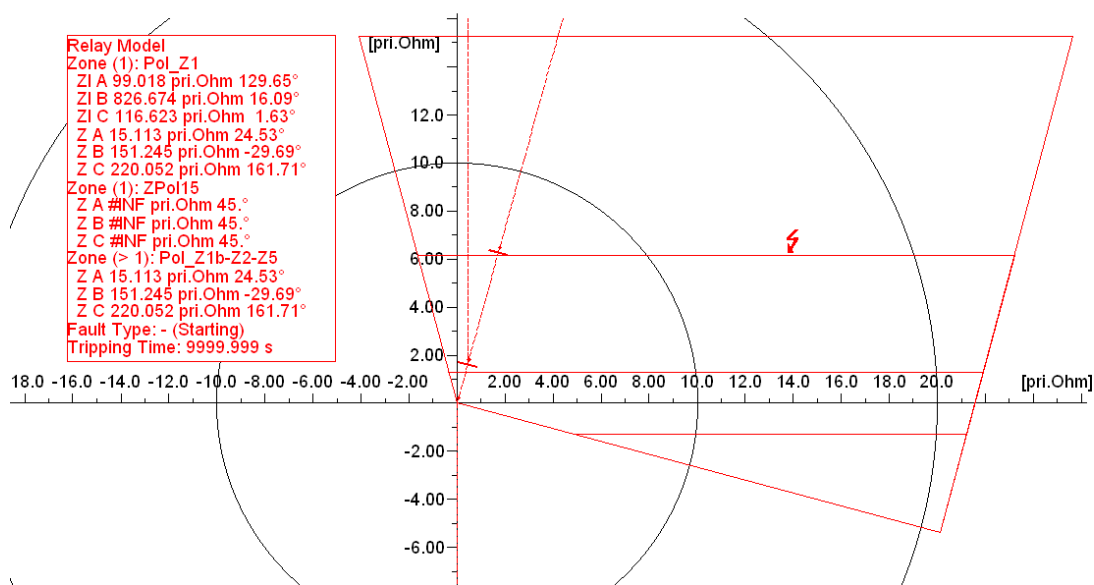


Figura. 5-30. Actuación del relé al 50% de la línea Alazán S.E Colectora, Falla 1F-T con $R_F = 10 \Omega$.

En la Figura. 5-28, Figura. 5-29 y Figura. 5-30 se aprecia la actuación del relé ante una falla monofásica con una resistencia de falla de que varía desde los 0Ω hasta los 10Ω .

5.2.3 Criterios Para el Ajuste de la Zona 3

El ajuste de la zona 3 debe proteger el 100% de la línea, más el 100% de la línea adyacente más corta, más el 25% de la línea más larga, el tiempo de operación es mayor a la zona 2 y está entre 700ms a 1 segundo.

5.2.3.1 Ajuste de la Zona 3. Esta zona abarca una región aún más distante de la zona 2, en la zona 2 se considera la mitad de la línea adyacente más cercana, y para la zona 3 se considera el 25% de la LT más lejana.

Para tener una idea más cercana a esta definición se recomienda revisar la Figura. 2-18. Teniendo en cuenta el ajuste de la zona 2 se realiza el ajuste para la zona 3, el parámetro faltante para calcular la impedancia vista por la zona 3 es el de la línea de transmisión Colectora – Azogues 2, (se recomienda revisar Figura. 3-6).

Out of Service

Number of parallel Lines:

Parameters:

Thermal Rating: ...

Length of Line: km

Derating Factor:

Type of Line: **Overhead Line**

Resulting Values	
Rated Current (act.)	0.5 kA
Pos. Seq. Impedance, Z1	10.96133 Ohm
Pos. Seq. Impedance, Angle	74.54005 deg
Pos. Seq. Resistance, R1	2.921904 Ohm
Pos. Seq. Reactance, X1	10.56472 Ohm
Zero Seq. Resistance, R0	9.441815 Ohm
Zero Seq. Reactance, X0	30.706 Ohm
Earth-Fault Current, Ice	0. A
Earth Factor, Magnitude	0.6437866
Earth Factor, Angle	-2.477279 deg

Figura. 5-31. Parámetros de la LT Colectora - Azogues 2.

Por lo tanto, se tiene:

Tabla 5-12. Impedancias de la LT Colectora - Azogues 2

Impedancias de secuencia LT Colectora – Azogues 2

Impedancia de Secuencia positiva, Z1	10.9613[ohm]
Resistencia de secuencia positiva, R1	2.9219[ohm]
Reactancia de secuencia positiva, X1	10.5647[ohm]
Resistencia de secuencia cero, R0	9.4418[ohm]
Reactancia de secuencia cero, X0	30.706[ohm]

Para el ajuste de la impedancia del relé para la zona 3, se realiza el mismo procedimiento que se realiza para la zona 2 (revisar la sección **5.2.2.1**), la única diferencia es que el valor de Z_B es igual a la impedancia total de la línea Alazán-Colectora, (recordar que para la zona 2 se consideró el 50% de la impedancia de esta línea) + 25 % el valor de la impedancia de la línea Colectora Azogues 2. Se elige el 25% como criterio, es decir que la zona 3 abordará hasta el 25 % de dicha línea.

Dicho lo anterior se tiene.

$$\frac{V_A}{I_A} = Z_A + \left(1 + \frac{I_B}{I_A}\right) * \left(Z_B + \frac{Z_C}{4}\right) \quad (5-10)$$

Para mayor facilidad de comprensión de la expresión (5-10), se recomienda ver la Figura. 2-18. Operación de un relé de distancia en función de sus zonas. en donde se visualiza las zonas de operación del relé de distancia.

Se ejecuta la ecuación (5-10) y obtenemos el valor de la impedancia para la zona 3.

$$Z_{zona\ 3} = 4.5429 + 16.4459j \quad (5-11)$$

Se tiene:

Tabla 5-13. Ajuste de la Zona 3

<i>Impedancia de la zona 3</i>		
Protección	R1[ohm primarios]	X1[ohm primarios]
Fase/Neutro	4.5429[Ohm pri]	16.4459[Ohm pri]

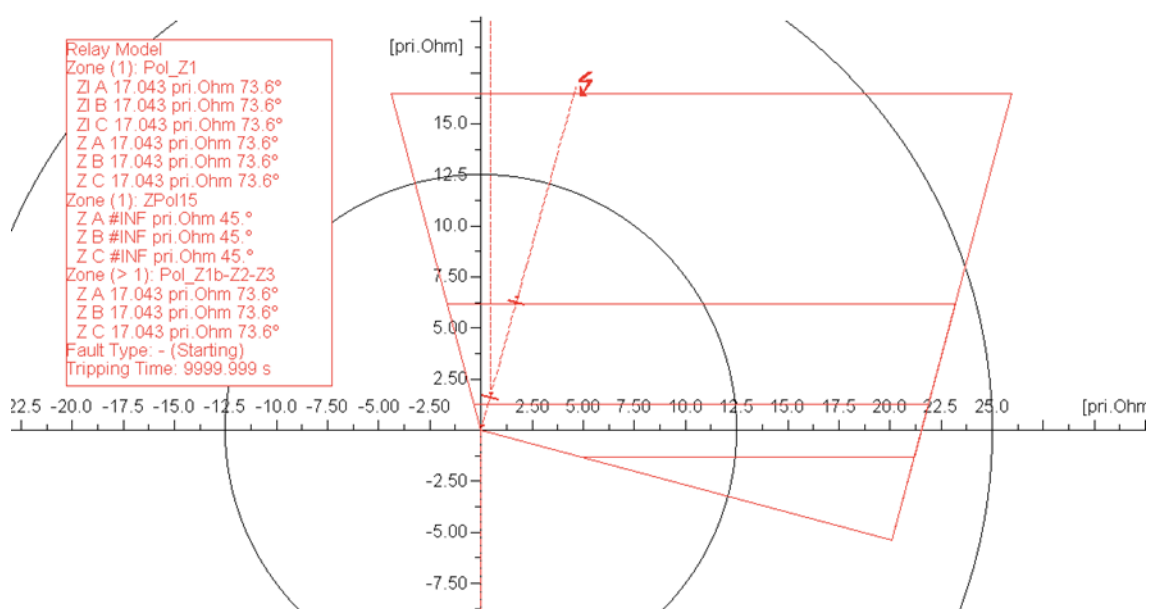


Figura. 5-32. Actuación del relé al 25% de la línea Colectora- Azogues 2, Falla 3F con $R_F = 0 \Omega$.

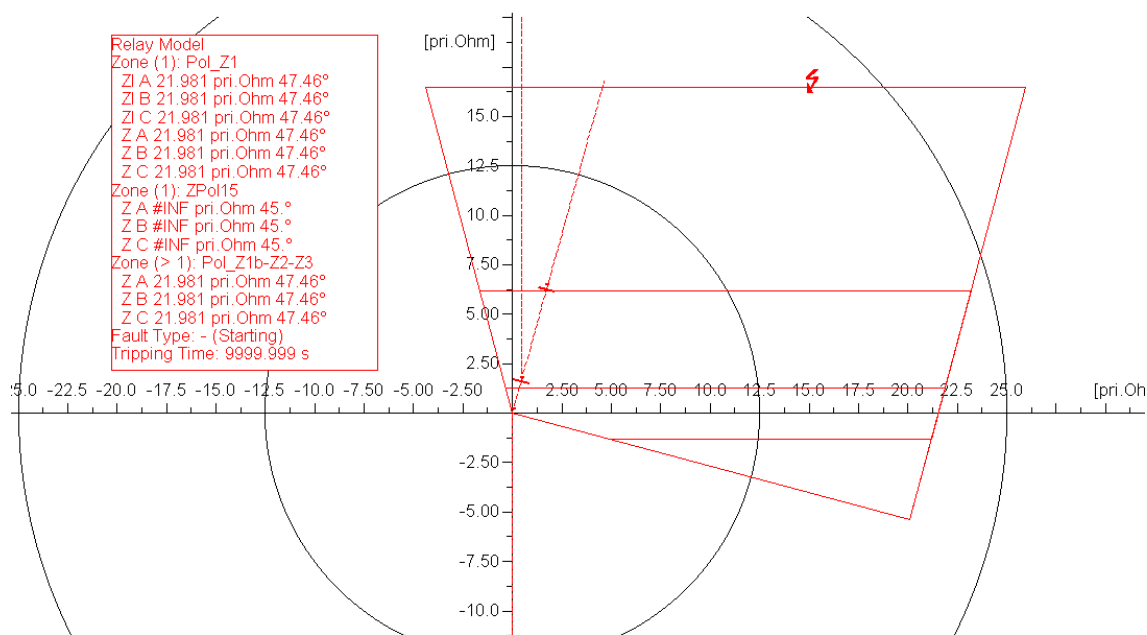


Figura. 5-33. Actuación del relé al 25% de la línea Colectora- Azogues 2, Falla 3F con $R_F = 5 \Omega$.

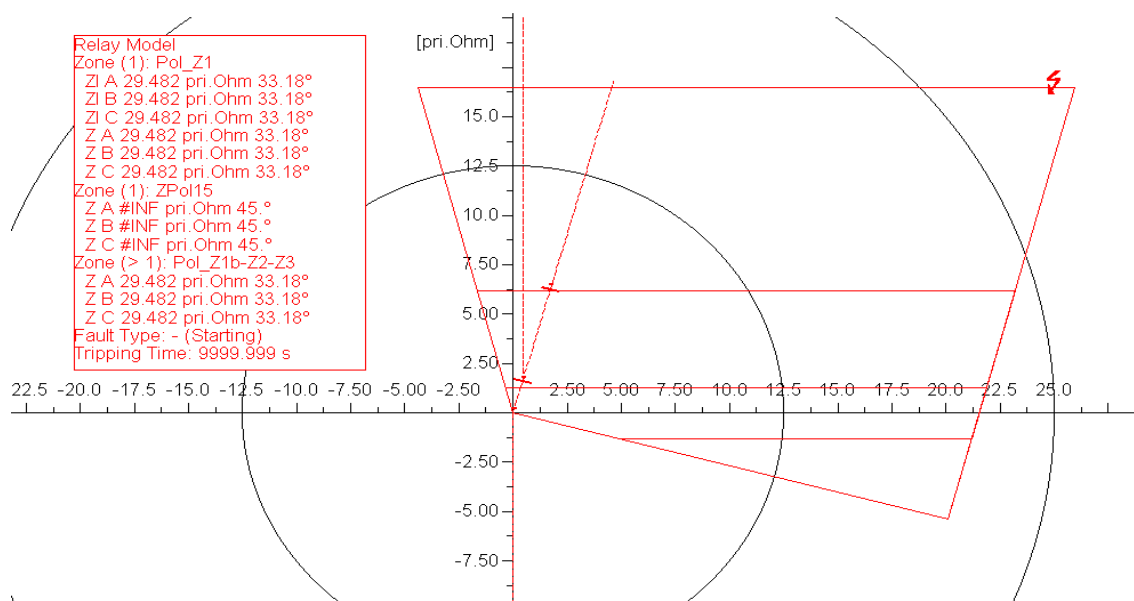


Figura. 5-34. Actuación del relé al 25% de la línea Colectora- Azogues 2, Falla 3F con $R_F = 10 \Omega$.

En la Figura. 5-32, Figura. 5-33 y Figura. 5-34 se observa la actuación del relé ante una falla trifásica con una resistencia de falla de que varía desde los 0Ω hasta los 10Ω .

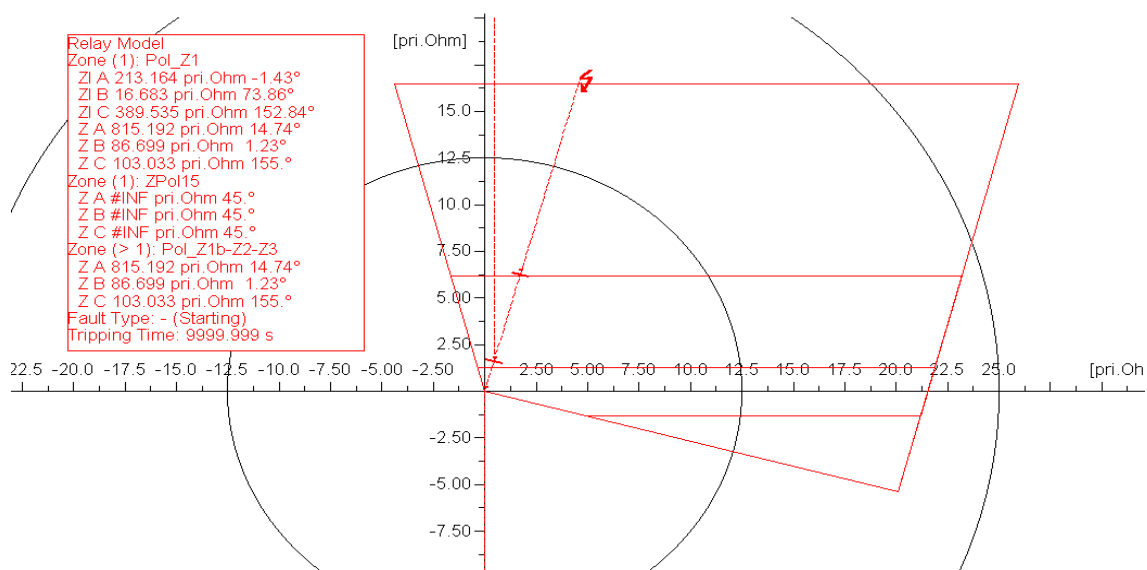


Figura. 5-35. Actuación del Relé al 25% de la Línea Colectora- Azogues 2, Falla 2-F con $RF=0 \Omega$.

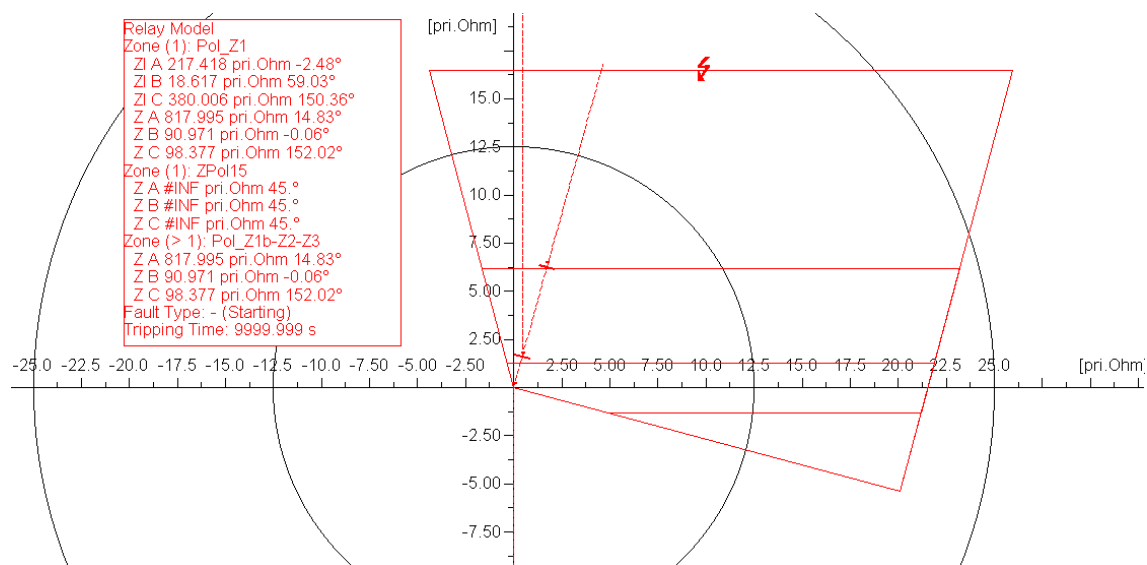


Figura. 5-36. Actuación del relé al 25% de la línea Colectora- Azogues 2, Falla 2-F con $RF=5 \Omega$

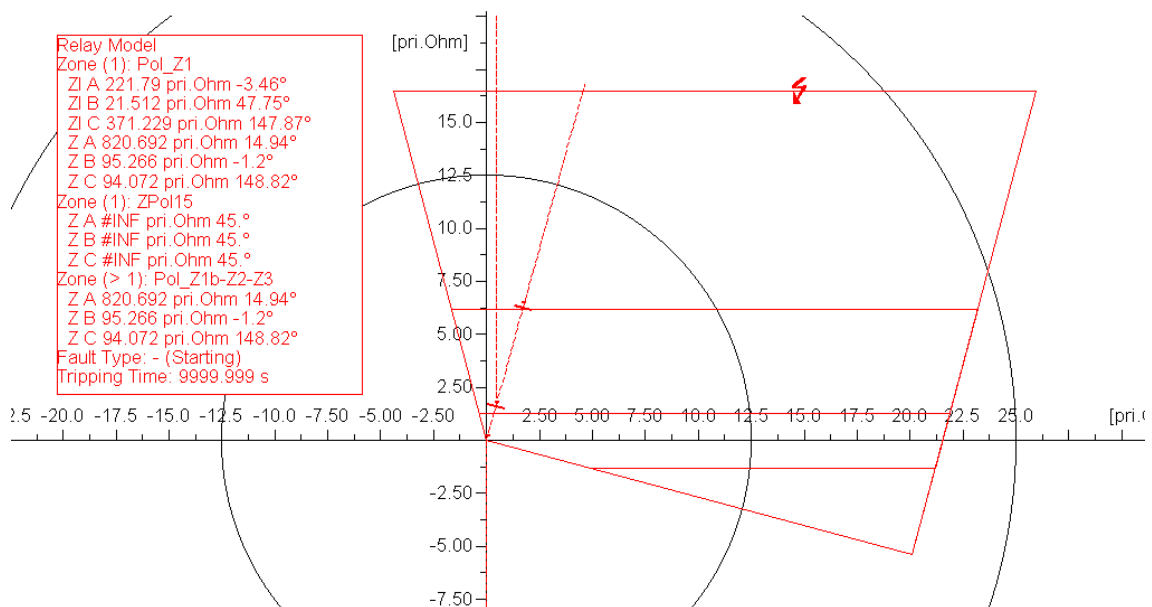


Figura. 5-37. Actuación del relé al 25% de la línea Colectora- Azogues 2, Falla 2-F con $R_F = 10\Omega$.

En la Figura. 5-35, Figura. 5-36 y Figura. 5-37 se aprecia la actuación del relé ante una falla bifásica con una resistencia de falla de que varía desde los 0Ω hasta los 10Ω .

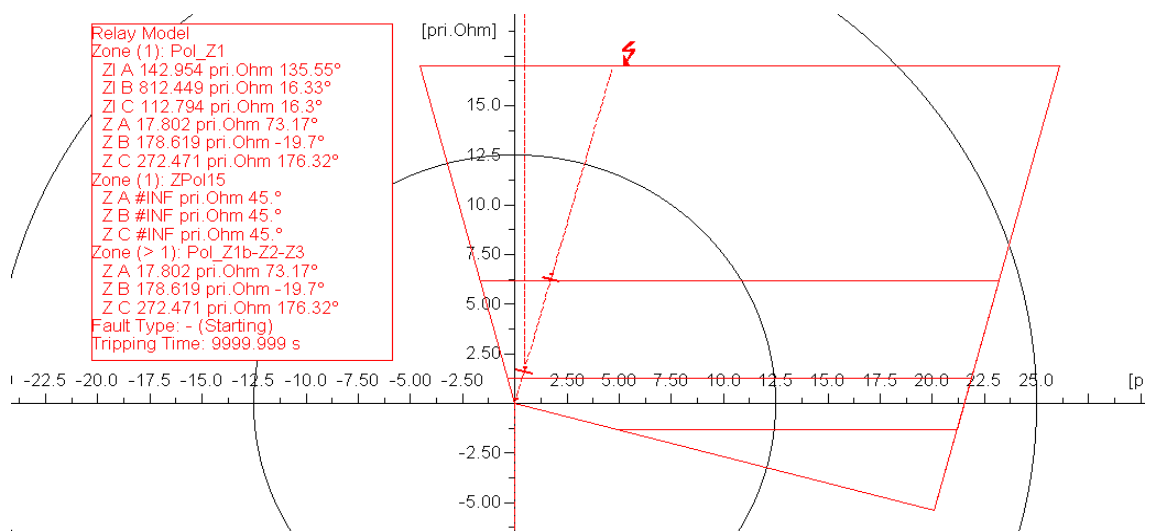


Figura. 5-38. Actuación del relé al 25% de la línea Colectora- Azogues 2, Falla 1F-T con $R_F = 0\Omega$.

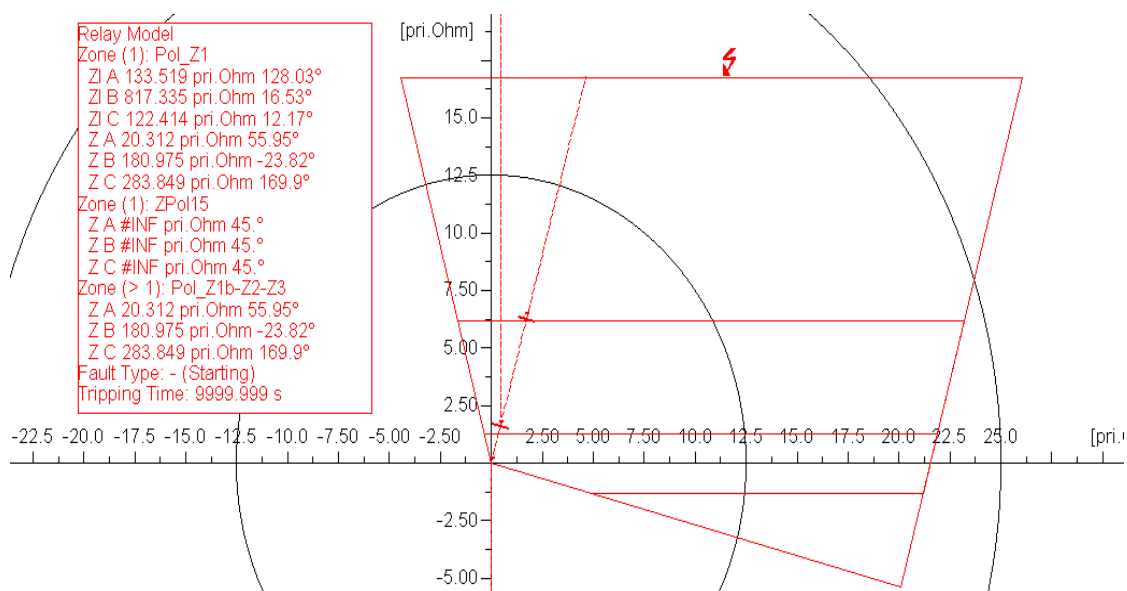


Figura. 5-39. Actuación del relé al 25% de la línea Colectora- Azogues 2, Falla 1F-T con $R_F = 5\Omega$.

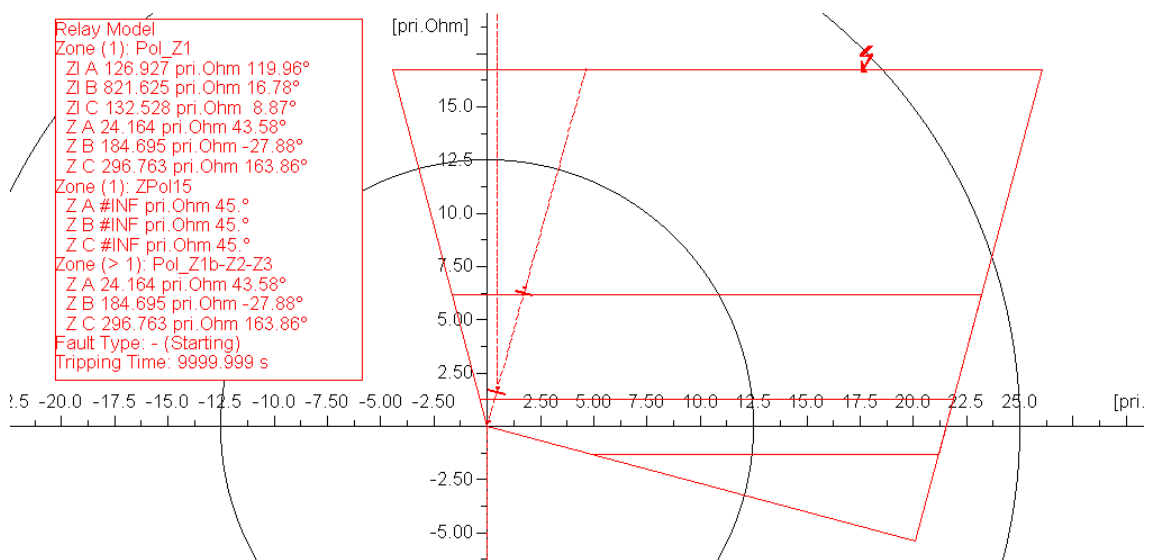


Figura. 5-40. Actuación del relé al 25% de la línea Colectora- Azogues 2, Falla 1F-T con $R_F = 10\Omega$.

En la Figura. 5-38, Figura. 5-39 y Figura. 5-40 se observa la actuación del relé ante una falla monofásica con una resistencia de falla de que varía desde los 0Ω hasta los 10Ω .

6 CAPÍTULO VI

Conclusiones y Recomendaciones

6.1 Conclusiones

Del desarrollo del presente trabajo de titulación se enuncian:

- Un sistema de protecciones cuyo ajuste y coordinación de protecciones garantiza que el SEP opere de manera confiable salvaguardando la integridad del personal como de los elementos del sistema, en condiciones normales como en condiciones anormales (falla) de operación.
- Mediante el modelo de flujos de potencia se determina la manera como se distribuye la potencia para abastecer la demanda, estos datos son de interés para el ajuste de protecciones, datos como la corriente de estado normal, la corriente de falla se la encuentra con el estudio de cortocircuitos, estos datos sirven para el ajuste de la corriente de arranque del relé 51.
- El estudio de cortocircuitos de la LT San Antonio - Alazán se puede analizar el tipo de falla más perjudicial para el SEP, de tal manera así realizar el ajuste de la función 51 de una forma más precisa, reduciendo cualquier tipo de error al momento del ajustar las protecciones con un tiempo de actuación que va desde los 200 ms hasta los 400 ms

- La línea de transmisión San Antonio-Alazán tiene una longitud total de 3.5 Km por lo que está dentro de la clasificación de líneas cortas dificultando la coordinación y ajuste en los tiempos de actuación de la función 51 del relé de sobrecorriente.
- En el relé de distancia la construcción de una región es crucial, se propuso tres zonas de operación estas se encuentran ajustadas de la siguiente manera: zona1 80% de la LT San Antonio-Alazán, Zona abarca el 100% de la LT San Antonio – Alazán + el 50 % de la LT adyacente más corta, es decir cubre el 50% de la LT Alazán – Colectora, y la zona 3 cubre el 100 % de la LT adyacente (LT Alazán - Colectora) más el 25 % de la siguiente línea a la adyacente (LT Colectora – Azogues 2).
- La herramienta computacional DigSilent Power Factory es una herramienta muy eficaz para el estudio, modelación y simulación de sistemas eléctricos de potencia. El software cubre varios campos de estudios como análisis de flujos de potencia, estudio de cortocircuitos, escenarios de operación, herramientas las cuales fueron utilizadas para llevar a cabo el ajuste y coordinación de las protecciones.
- Mediante el software Power Factory se procedió con el modelamiento de la línea de transmisión San Antonio-Alazán en el cual se pudo verificar un margen de error del 1% que existe con los datos proporcionados por la CELEC EP Unidad de Negocio HIDROAZOGUES respecto a los valores obtenidos en la modelación de la línea de transmisión.
- Mediante el levantamiento de información se obtuvo las características de los generadores, transformadores y líneas de transmisión, mediante Digsilent Power

Factory se realiza el estudio de flujos de potencia y cortocircuitos. Para el ajuste de protecciones se requirió las características de los equipos de medición. El TP consta con un burden de 30 VA con una precisión de 0.2 y una RTC de $(69/\sqrt{3})$: $(0.115/\sqrt{3})$ kV. El TC tiene un burden de 30 VA y es de clase C cuya RTC es de 2x200/5 A.

- La norma IEEE Std C37.110 establece los parámetros que deben cumplir los transformadores de corrientes que serán empleados (Jiangsu Sieyuan Hertz Instrument Transformer). Uno de los parámetros a tener en cuenta en estos equipos son la clase y el nivel de voltaje en el Burden. El TC que se empleó es una clase C 200/5 A, cuyo burden es de 30 VA.
- Para el ajuste de los tiempos de operación de la línea San Antonio-Alazán se debe considerar los tiempos desde la carga hasta la generación, esto se lo debe hacer con la finalidad de que exista coordinación de todo el sistema que conforma el proyecto Mazar-Dudas y así garantizar los tiempos de actuación de los relés estén dentro de los márgenes establecidos en la IEEE C57.13 los cuales deben de estar en el rango de los 200 ms – 400ms, para garantizar coordinación.

6.2 Recomendaciones

- En el sistema eléctrico de potencia modelado se tiene la presencia del efecto infeed, fenómeno producido por la existencia de las fuentes intermedias, el relé 21 trabaja en forma normal de acuerdo con el ajuste propuesto, pero se recomienda tener en cuenta que en el momento de que salga de operación una de las fuentes de generación se puede tener un sobrealcance de las zonas de protección para esto tener en consideración las fichas de ajuste que se anexan en el presente trabajo.
- El ajuste de las protecciones de la barra Alazán y de la línea Alazán – Colectora tendrán que ser afinadas durante el proceso de conexión de la línea de transmisión San Antonio – Alazán debido al incremento de potencia que transportará dicha LT.

7 BIBLIOGRAFÍA

- [1] Stevenson, “ANALISIS_DE_SISTEMAS_DE_POT.pdf.” .
- [2] R. Samuel, “Eléctricos Protección de Sistemas Eléctricos,” p. 664, 2014, doi: DOI 10.1002/masy.201000052.
- [3] J. D. Glover and M. S. Sarma, “Sistemas de Potencia: Análisis y diseno.” p. 672, 2003.
- [4] R. M. Mujal Rosas, *Cálculo de líneas y redes eléctricas*. 2002.
- [5] I. Std, P. Systems, R. Committee, I. Power, E. Society, and I. S. Board, *IEEE Guide for Protective Relay Applications to Transmission Lines*, vol. 2015. 1999.
- [6] COES, “Criterios de Ajuste y Coordinación de los Sistemas de Proteccion del SEIN,” pp. 1–87, 2008.
- [7] D. E. L. Sein and D. E. L. Sein, “Criterios De Ajuste Y Coordinacion,” *Rosas ramon*, pp. 1–87, 2014, doi: 10.1016/j.jhep.2013.03.020.
- [8] wwwreees, “Criterios de ajuste y coordinación de Protecciones,” [Online]. Available: <http://www.ree.es/sites/default/files/downloadable/protecciones-red-peninsular-2017.pdf>.
- [9] D. Y. Ocaña, J. Eduardo, and A. Calle, ““ Actualización Y Coordinación De Las Funciones De Protección De Las Centrales Saucay , Saymirín , El,” *IED Dispos. electrónico Intel.*, 2016.
- [10] Anon, “American National Standard Application Guide for Capacitance Current Switching for Ac High-Voltage Circuit Breakers Rated on a Symmetrical Current Basis.”

ANSI Stand C37. 0731, vol. 1979, 1973.

- [11] F. J. O. Balanco, “RELEVADORES DE PROTECCION APLICADOS A LA LINEA DE TRANSMISION,” 2016.
- [12] D. A. Aez, “‘ Optima Coordinaci on De Elementos De ´ En Microredes Protecci on Alvaro,” 2019.
- [13] D. Muguerza, “Micro Centrales Hidroeléctricas,” *del Nord. Univ. Nac. Salta.*, p. 81, 2005.
- [14] J. L. Córdova Pazmiño and W. O. Farinango Quilca, “Estudio de Ajuste y Coordinación de Protecciones con Relés Digitales (IED) del Sistema Eléctrico Quito en Niveles de Voltaje de 138kV y 46kV,” 2008.
- [15] G. E. Harper, “Fundamentos De Proteccion De Sistemas Electricos Por Relevadores (2^a Ed) pdf download (Gilberto Enriquez Harper) Descargar PDF Leer en línea,” p. 63061, 1996.
- [16] R. A. Hincapié, “Aplicación De Redes Neuronales Artificiales En La Protección De Distancia En Líneas De Transmisión,” *Sci. Tech.*, vol. 10, no. 24, pp. 97–102, 2004, doi: 10.22517/23447214.7311.
- [17] M. VARGAS, “ESTUDIO DE COORDINACIÓN DE PROTECCIONES EN LÍNEAS DE TRANSMISIÓN DE LA ZONA NORTE CONSIDERANDO LA INFLUENCIA DEL INGRESO EN OPERACIÓN DEL SISTEMA DE 500 kV,” pp. 1–194, 2018, [Online]. Available: <https://bibdigital.epn.edu.ec/handle/15000/19131>.
- [18] J. & Granda and M. Mora, “‘ Análisis Y Coordinación Del Sistema De Protecciones De La

Minicentral Hidroeléctrica Gualaceo,” pp. 1–65, 2014.

- [19] T. Committee, I. Power, and E. Society, *IEEE Standard Requirements for*, vol. 1993. 2004.

8 Anexos

8.1 Cálculo de Fallas.

```

%%Calculo de Fallas
clc
clear all
% Zona I
Sbt=10e6;
Sbgs=7.989e6;
Pa=6.922e6;
Va=6.6*10^3;
Vh=69e3;
Ib1=Sbt/(sqrt(3)*Va);
Xb=0.207*i;
Xa=0.237*i;%%Reactancia Subtransitoria
xt=0.075*i;
disp('Calculo de cortocircuito sin Carga')
Zb1= (Va^2)/Sbt
xgsa=0.3733+0.0298*i;
xga=0.3733+0.0298*i;
ohm=Zb1*xga
%=====Reactancia Nueva=====
Xn=(Xa)*(Sbt/Sbgs);
Xna=(Xb)*(Sbt/Pa);
Icc=Ib1/Xn
XSA1=Xn+xt
XAA=Xna+xt

```



```

%=====
Zb2= (Vh^2)/Sbt
%=====Linea de Transmision=====
disp('Lineas de Transmision')
xbsa=0.4388+1.61*i;
colb1=(0.1236+0.4469*i)*10.4;
colb2=(0.1236+0.4469*i)*23.64;
zbc=428.50+207.51*i
zca=zbc/Zb2
xsa=xbsa/Zb2
col1=colb1/Zb2;
col2=colb2/Zb2;
XSA=XSA1+xsa;
xf=((XSA*XAA)/(XAA+XSA))
zeq1=col2+zca+col1
zeq3=Xn+xt
zeq2=xf
xpru=xt+Xn+xsa
zth=((zeq2*zeq1)/(zeq2+zeq1))

%=====Zona 2=====
Ib2=Sbt/(sqrt(3)*Vh)
Ict=Ib2/(xpru)
Ictt=Ib2/(zth)
ifinla=abs(Ict)
ifinl2a=abs(Ictt)

```

8.2 Ajuste de del relé 51.

```

clear all

clc

%====Ajuste de rele de sobrecorriente====
disp('AJUSTE DE RELE 51/50P')
disp('Datos')
disp(' ')
rtc=400/5;
k=1.5;
k1=1.2;
%====Corriente de cc al 99% 3F de la LT en idmax
icc3I=241.673;
icc3F=466.713;
%====Corriente de cc al 99% 1F-T de la LT en idmax
icc1I=319.888;
icc1F=601.789;
%====Corriente de cc al 99% 1F-T de la LT en idmax
icc2I=319.888;
icc2F=4534.65;
% =====Corriente de demanda max=====
id1=51.34;
id2=97.27;
% =====Calculo de la corriente de arranque =====
id1=51.34;

A=['RTC = ',num2str(rtc),' ' 'Idmax = ',num2str(id1),' ' 'Idmax1 = ',num2str(id2)];
disp(A)

```

```

disp('Calculo de la corriente de arranque')
disp(' ')
itap51i=((k*id1)/rtc);
itap50i=((k1*icc3I)/rtc);
itap51f=((k*id2)/rtc);
itap50f=((k1*icc3F)/rtc);

B=['IA_RS_51P = ',num2str(itap51i), ' ' 'IA_RS_50P = ',num2str(itap50i)];
disp(B)
C=['IA_RS_51P_F = ',num2str(itap51f), ' ' 'IA_RS_50P_F = ',num2str(itap50f)];
disp(C)
disp(' ')
disp('Tiempos de coordinacion')
T1=300;
T2=700;
C=['T1 = ',num2str(T1),'ms' ' ' 'T2 = ',num2str(T2),'ms'];
disp(C)

disp('Ajuste de rele 50/51N')

k11=0.2;
ctc=400;
itapn1i=((k11*ctc)/rtc);
itap50ni=((k1*icc1I)/rtc);
itapn1f=((k11*ctc)/rtc);
itap50nf=((k1*icc1F)/rtc);

C=['IA51N = ',num2str(itapn1i), ' ' 'IA50N = ',num2str(itap50ni), ' ' 'IA50N = ',num2str(itap50nf), ' '];

```

```

disp(C)
disp(' ')
%Calculo del DIAL para
disp('Coordinacion Tiempo de operación de Rele 51')

% Variables de la Curva ANSI/IEEE
%==Constantes de la Curva ANSI/IEEE
a=2.0938;
B=8.9341;
y=0.17966;
%==Tiempos de Coordinacion
kt=0.1;
kt1=0.1;
kt2=0.35;
kt3=0.55;

% Tempo
Ift=418.95;
Ist=145.6;
t=((B/(((Ift/Ist)^a))-1)+y)*kt;
% Tiempo 1
Ift1=465.97;
Ist1=145.6;
t1=((B/(((Ift1/Ist1)^a))-1)+y)*kt1;
% Tiempo 2
Ift2=490.57;
Ist2=145.6;
t2=((B/(((Ift2/Ist2)^a))-1)+y)*kt2;

```

```
% Tiempo 3
Ift3=243.829;
Ist3=76.8;
t3=(((B/((((Ift3/Ist3)^a))-1)+y))*kt3);

disp(' ')
D=[ 'DIAL 2 = ',num2str(kt1), ' ' 'DIAL 3 = ',num2str(kt2), ' ' 'DIAL 4 = ',num2str(kt3),,];
disp(D)
E=['Tiempo = ',num2str(t), ' ' 'Tiempo1 = ',num2str(t1), ' ' 'Tiempo2 = ',num2str(t2), ' ' 'Tiempo3 = ',num2str(t3), ' '];
disp(E)
```


8.3 Fichas de Ajuste

8.3.1 Ficha de Ajuste de Relé de Distancia.

LINEA DE TRANSMISION	VOLTAJE	SUBESTACION	TIPO DE CONDUCTOR	LONGITUD(Km)
SAN ANTONIO	69	Colectora	500 ACAR	3.5

RELE	21
FABRICANTE	SIFANG
TIPO	CSC163A

TC Y TP	PRIMARIO	SECUNDARIO	RTC/RTP
RTC	400	5	0.1391

Parámetros eléctricos en ohmios primarios							
Línea San Antonio		Resistencia		Reactancia		Impedancia	
		R[Ω/Km]	R[Ω]	X[Ω/Km]	X[Ω]	Z[Ω]	ang[°]
	Z1=Z2	0.1253	0.4388	0.46	1.61	1.6687	74.75
	Z0	0.3624	1.2684	1.2774	4.4712	4.6477	74.16

FACTORES DE COMPENSACIÓN			
CONSTANTE		K	ang[°]
K0	Z0-Z1/3Z1	0.6	0.59

AJUSTE DE ZONAS PROTECCION FASE Y TIERRA							
	X_PP[Ω]	R_PP[Ω]	R_PE [Ω]	Kr[mag]	Kx[mag]	Alcance[%]	Tiempo[s]
Zona 1	1.2888	21,56	21,56			80	0
Zona 2	6.1647	21,56	21,56			150	0,2
Zona 3	16.4459	21,56	21,56			225	0,5

8.3.2 Ficha de Ajuste del Relé de Sobrecorriente

LINEA DE TRANSMISION	VOLTAJE	SUBESTACION	TIPO DE CONDUCTOR	LONGITUD(Km)
SAN ANTONIO	69	Colectora	500 ACAR	3.5

RELE	51
FABRICANTE	SIFANG
TIPO	CSC163A

TC Y TP	PRIMARIO	SECUNDARIO	RTC/RTP
RTC	400	5	0.1391
RTP	69000	120	

RELE	FASE			
	51		50	
BARRA	I_{Tap}	T_{dial}	I_{Tap}	T_{dial}
TSA	0.9298	0.55	3.6251	0.01
LTSA	1.8238	0.35	7.00	0.01
LTC1	-----	0.05	-----	0.01

RELE	NEUTRO			
	51		50	
BARRA	I_{Tap}	T_{dial}	I_{Tap}	T_{dial}
TSA	1	0.05	4.46	0.02
LTSA	1	0.03	3.69	0.02
LTC1	-----	0.06	-----	0.02