



UNIVERSIDAD TÉCNICA DE COTOPAXI
FACULTAD DE CIENCIAS DE LA INGENIERÍA Y APLICADAS
CARRERA DE INGENIERÍA EN ELECTRICIDAD

PROYECTO DE INVESTIGACIÓN

**“EVALUACIÓN DEL COMPORTAMIENTO DE LA PROTECCIÓN DE
DISTANCIA (21) CONSIDERANDO EL EFECTO INFEED EN DIFERENTES
ESCENARIOS DE OPERACIÓN”**

Proyecto de Titulación presentado previo a la obtención del Título de Ingeniera Eléctrica.

Autora:

Padilla Choca Paola Jaqueline

Tutor:

Ing. MSc. Proaño Maldonado Xavier Alfonso

LATACUNGA – ECUADOR

Agosto 2023



DECLARACIÓN DE AUTORÍA

Yo, **Padilla Choca Paola Jaqueline** declaro ser autora del presente proyecto de investigación: **“EVALUACIÓN DEL COMPORTAMIENTO DE LA PROTECCIÓN DE DISTANCIA (21) CONSIDERANDO EL EFECTO INFEED EN DIFERENTES ESCENARIOS DE OPERACIÓN”**, siendo el Ing. MSc. Proaño Maldonado Xavier Alfonso tutor del presente trabajo; y eximo expresamente a la Universidad Técnica de Cotopaxi y a sus representantes legales de posibles reclamos o acciones legales.

Además, certifico que las ideas, conceptos, procedimientos y resultados vertidos en el presente trabajo investigativo, son de mi exclusiva responsabilidad.

Padilla Choca Paola Jaqueline

C.C. 060516361-7



AVAL DEL TUTOR DE PROYECTO DE INVESTIGACIÓN

En calidad de Tutor del Trabajo de Investigación sobre el título:

“EVALUACIÓN DEL COMPORTAMIENTO DE LA PROTECCIÓN DE DISTANCIA (21) CONSIDERANDO EL EFECTO INFEED EN DIFERENTES ESCENARIOS DE OPERACIÓN”, de **Padilla Choca Paola Jaqueline**, de la carrera de **Ingeniería en Electricidad**, considero que dicho Informe Investigativo cumple con los requerimientos metodológicos y aportes científico-técnicos suficientes para ser sometido a la evaluación del Tribunal de Validación de Proyecto que el Consejo Directivo de la Facultad de Ciencias de la Ingeniería y Aplicadas de la Universidad Técnica de Cotopaxi designe, para su correspondiente estudio y calificación.

Latacunga, agosto, 2023

El Tutor

Ing. MSc. Proaño Maldonado Xavier Alfonso

C.C. 050265642-4



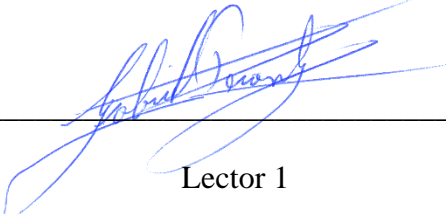
APROBACIÓN DEL TRIBUNAL DE TITULACIÓN

En calidad de Tribunal de Lectores, aprueban el presente Informe de Investigación de acuerdo a las disposiciones reglamentarias emitidas por la Universidad Técnica de Cotopaxi, y por la Facultad de Ciencias de la Ingeniería y Aplicadas; por cuanto, la postulante **Padilla Choca Paola Jaqueline** con el Título de Proyecto de Investigación: **“EVALUACIÓN DEL COMPORTAMIENTO DE LA PROTECCIÓN DE DISTANCIA (21) CONSIDERANDO EL EFECTO INFEED EN DIFERENTES ESCENARIOS DE OPERACIÓN”**, ha considerado las recomendaciones emitidas oportunamente y reúne los méritos suficientes para ser sometido al acto de Sustentación de Proyecto.

Por lo antes expuesto, se autoriza realizar los empastados correspondientes, según la normativa institucional.

Latacunga, agosto, 2023


Para constancia firman:



Lector 1

Ing. MSc. Pesantez Palacios Gabriel Napoleón

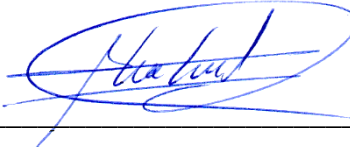
C.C. 030189388-9



Lector 2

Ing. MSc. Castillo Fiallos Jessica Nataly

C.C. 060459021-6



Lector 3

Ing. MSc. León Segovia Marco Aníbal

C.C. 050230540-2

AGRADECIMIENTO

Agradezco a Dios y a la Virgen, por haberme dado la sabiduría y fortaleza necesaria para cumplir con mis metas a pesar de las dificultades que se me presentaron a lo largo de mi vida.

Además, agradezco a la Universidad Técnica de Cotopaxi y a sus docentes por brindarme una educación de calidad en el transcurso de estos años de estudio, de manera especial al Ing. MSc. Xavier Proaño por el apoyo, paciencia y guía en el desarrollo de este Trabajo.

Paola...

DEDICATORIA

Dedico a Dios y a la Virgen.

A mis padres Roberto y Alejandra por su amor, consejos y apoyo incondicional que me han brindado a lo largo de mi vida, para poder cumplir con mis metas.

A mis hermanos Jonathan y Sebastián por su cariño y apoyo en los días difíciles. Además, a mis amigos por su compañía en todos los momentos que compartimos en la universidad, gracias por su amistad.

Finalmente, a mi familia por sus consejos y buenos deseos.

Paola...

ÍNDICE DE CONTENIDOS

PORTADA	i
DECLARACIÓN DE AUTORÍA	ii
AVAL DEL TUTOR DE PROYECTO DE INVESTIGACIÓN	iii
APROBACIÓN DEL TRIBUNAL DE TITULACIÓN	iv
AGRADECIMIENTO	v
DEDICATORIA	vi
ÍNDICE DE CONTENIDOS	vii
ÍNDICE DE FIGURAS	x
ÍNDICE DE TABLAS	xii
ÍNDICE DE ANEXOS	xiii
RESUMEN	xv
ABSTRACT	xvi
AVAL DE TRADUCCIÓN	xvii
1. INFORMACIÓN GENERAL	1
2. INTRODUCCIÓN	2
2.1. EL PROBLEMA	2
2.1.1. Situación Problemática	2
2.1.2. Formulación del problema.....	3
2.2. REVISIÓN BIBLIOGRÁFICA Y DOCUMENTAL	3
2.3. OBJETO Y CAMPO DE ACCIÓN	4
2.4. BENEFICIARIOS	4
2.4.1. Beneficiarios Directos.....	4
2.4.2. Beneficiarios Indirectos	4
2.5. JUSTIFICACIÓN	5
2.6. HIPOTÉISIS	5
2.7. OBJETIVOS	5
2.7.1. General.....	5
2.7.2. Específicos	5
2.8. SISTEMA DE TAREAS	6
3. FUNDAMENTACIÓN TEÓRICA	6
3.1. PROTECCIÓN EN LÍNEAS DE TRANSMISIÓN	6
3.2. TIPOS DE FALLA	7

3.2.1. Falla monofásica.....	7
3.2.2. Falla bifásica.....	7
3.2.3. Falla trifásica.....	8
3.3. PROTECCIÓN DE DISTANCIA	8
3.3.1. Principio de operación del relé 21	8
3.3.2. Calibración de las zonas de protección.....	8
3.3.2.1. Zona 1.....	9
3.3.2.2. Zona 2.....	9
3.3.2.3. Zona 3.....	9
3.3.3. Polarización de los relés	9
3.3.4. Alcance resistivo.....	10
3.3.5. Factor de compensación a tierra	11
3.3.6. Características operativas	12
3.3.6.1. Característica mho.....	12
3.3.6.2. Característica cuadrilateral.....	13
3.4. MÉTODO IEC 60909 PARA EL CÁLCULO DE CORTOCIRCUITOS.....	13
3.4.1. Características del método IEC – 60909.....	14
3.5. EFECTO “INFEED”	16
4. METODOLOGÍA Y MATERIALES	17
4.1. TIPO DE INVESTIGACIÓN	17
4.1.1. Investigación documental	17
4.1.2. Investigación descriptiva	17
4.1.3. Investigación experimental	17
4.2. MATERIALES E INSTRUMENTOS	17
4.2.1. DigSilent Power Factory.....	17
4.2.1.1. Lenguajes de DigSilent	18
4.2.1.2. Especificaciones del código de programación en DPL	18
4.2.2. Metodología desarrollada en el trabajo.....	19
4.3. COMPORTAMIENTO DE LA PROTECCIÓN DE DISTANCIA CON EFECTO INFEED EN DIFERENTES ESCENARIOS DE OPERACIÓN	20
4.3.1. Delimitación del trabajo.....	20
4.4. INCORPORACIÓN DEL RELÉ DE DISTANCIA (21).....	22
4.4.1. Ajuste zona 1	22

4.4.2. Ajuste zona 2	23
4.4.3. Ajuste de las zonas 1 y 2 en las líneas de transmisión con efecto “Infeed”	23
5. ANÁLISIS Y DISCUSIÓN DE RESULTADOS	25
5.1. SIMULACIÓN DE FALLAS EN LOS CASOS DE ESTUDIO	25
5.1.1. Caso base	25
5.1.2. Caso 1	30
5.1.3. Caso 2	35
6. CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES.....	40
6.1. CONCLUSIONES	40
6.2. RECOMENDACIONES	40
7. REFERENCIAS.....	41
8. ANEXOS.....	43

ÍNDICE DE FIGURAS

Fig. 3.1. Proceso de la señal de falla y los equipos que actúan [13].	7
Fig. 3.2. Esquema de conexión del relé de distancia (21) [15].	8
Fig. 3.3. Alcance de las zonas resistivas de protección del relé 21 [15].	9
Fig. 3.4. Aporte de corrientes de cortocircuito por parte de fuentes externas [15].	10
Fig. 3.5. Efecto de la resistencia de falla [15].	11
Fig. 3.6. Característica mho [20].	12
Fig. 3.7. Característica cuadrilateral [20].	13
Fig. 3.8. Corrientes de cortocircuito – Método IEC 60909 [14].	14
Fig. 3.9. Método IEC 60909 para el cálculo de cortocircuito [14].	14
Fig. 3.10. Efecto Infeed [16].	16
Fig. 3.11. Efecto infeed variable según la ubicación de la falla [16].	16
Fig. 4.1. Proceso de los cortocircuitos con DLP.	18
Fig. 4.2. Metodología de la protección de distancia (21).	19
Fig. 4.3. Caso base simulado en DigSilent Power Factory.	20
Fig. 4.4. Caso con un generador simulado en DigSilent Power Factory.	21
Fig. 4.5. Caso con dos generadores simulado en DigSilent Power Factory.	21
Fig. 4.6. Parámetros de la L/T Santo Domingo – Quevedo.	22
Fig. 4.7. Parámetros de la L/T Santo Domingo – Baba.	24
Fig. 4.8 . Parámetros de la L/T Baba – Quevedo.	24
Fig. 5.1. Falla trifásica al 10% de la L/T Santo Domingo – Quevedo, relé 1.	26
Fig. 5.2. Falla trifásica al 10% de la L/T Santo Domingo – Quevedo, relé 2.	26
Fig. 5.3. Falla trifásica al 50% de la L/T Santo Domingo – Baba, relé de respaldo.	27
Fig. 5.4. Falla trifásica al 50% de la L/T Baba – Quevedo, relé de respaldo.	27
Fig. 5.5. Falla monofásica al 50% de la L/T Santo Domingo – Baba, relé de respaldo.	28
Fig. 5.6. Falla monofásica al 50% de la L/T Baba – Quevedo, relé de respaldo.	29
Fig. 5.7. Falla trifásica al 50% de la L/T Santo Domingo – Baba, relé de respaldo.	31
Fig. 5.8. Falla trifásica al 45% de la L/T Santo Domingo – Baba, relé de respaldo.	32
Fig. 5.9. Falla trifásica al 45% de la L/T Baba – Quevedo, relé de respaldo.	32
Fig. 5.10. Falla monofásica al 50% de la L/T Baba – Quevedo, relé de respaldo.	33
Fig. 5.11. Falla monofásica al 33% de la L/T Santo Domingo – Baba, relé de respaldo.	34
Fig. 5.12. Falla monofásica al 33% de la L/T Baba – Quevedo, relé de respaldo.	34
Fig. 5.13. Falla trifásica al 50% de la L/T Baba – Quevedo, relé de respaldo.	35

Fig. 5.14. Falla trifásica al 41% de la L/T Baba – Quevedo, relé de respaldo.....	36
Fig. 5.15. Falla trifásica al 41% de la L/T Santo Domingo – Baba, relé de respaldo.	36
Fig. 5.16. Falla monofásica al 50% de la L/T Santo Domingo – Baba, relé de respaldo.....	37
Fig. 5.17. Falla monofásica al 25% de la L/T Baba – Quevedo, relé de respaldo.	38
Fig. 5.18. Falla monofásica al 25% de la L/T Santo Domingo – Baba, relé de respaldo.....	39
Fig. 5.19. Actuación de los relés en sus zonas de operación en plano tiempo – distancia.....	39

ÍNDICE DE TABLAS

Tabla 2.1. Sistema de tareas en relación a los objetivos planteados.....	6
Tabla 3.1. Factores de corrección para el cálculo de corrientes – IEC 60909 [14].....	15
Tabla 4.1. Datos de las líneas de transmisión utilizadas en el trabajo de investigación.....	20
Tabla 4.2. Configuración del TP y TC [14], [27].....	22
Tabla 4.3. Ajuste de la zona 1 de la L/T Santo Domingo – Quevedo.	23
Tabla 4.4. Ajuste de la zona 2 de la L/T Santo Domingo – Quevedo.	23
Tabla 4.5. Ajuste de las zonas de protección de la L/T Baba – Santo Domingo.....	24
Tabla 4.6. Ajuste de las zonas de protección de la L/T Baba – Quevedo.	24
Tabla 5.1. Datos de impedancia vistas por los relés ante fallas trifásicas en el caso base.	25
Tabla 5.2. Datos de impedancias vistas por los relés en fallas monofásicas en el caso base. .	28
Tabla 5.3. Impedancias vistas por las protecciones de respaldo ante fallas monofásicas en el caso base.....	29
Tabla 5.4. Impedancias vistas por los relés ante fallas trifásicas en el caso 1.....	30
Tabla 5.5. Error de impedancias vistas por el relé de respaldo ante fallas trifásicas de la L/T en el caso 1.....	31
Tabla 5.6. Datos de impedancias vistas por el relé ante fallas monofásicas en el caso 1.....	33
Tabla 5.7. Error de impedancias vistas por las protecciones de respaldo ante fallas monofásicas en el caso 1.	34
Tabla 5.8. Datos de impedancias vistas por el relé ante fallas trifásicas en el caso 2.	35
Tabla 5.9. Error de impedancias vistas por la protección de respaldo ante fallas trifásicas en el caso 2.....	36
Tabla 5.10. Datos de impedancias vistas por el relé ante fallas monofásicas en el caso 2.....	37
Tabla 5.11. Error de impedancias vistas por el relé de respaldo ante fallas monofásicas en el caso 2.....	38

ÍNDICE DE ANEXOS

Anexo 1. Informe anti plagio proyecto de titulación.....	43
Anexo 2. Falla trifásica al 50% de la L/T Santo Domingo – Quevedo (Caso base), relé 1.	44
Anexo 3. Falla trifásica al 50% de la L/T Santo Domingo – Quevedo (Caso base), relé 2.	44
Anexo 4. Falla trifásica al 80% de la L/T Santo Domingo – Quevedo (Caso base), relé 1.	45
Anexo 5. Falla trifásica al 80% de la L/T Santo Domingo – Quevedo (Caso base), relé 2.	45
Anexo 6. Falla trifásica al 10% de la L/T Santo Domingo – Baba (Caso base), relé 1.	46
Anexo 7. Falla trifásica al 10% de la L/T Santo Domingo – Baba (Caso base), relé 2.	46
Anexo 8. Falla trifásica al 50% de la L/T Santo Domingo – Baba (Caso base), relé 1.	47
Anexo 9. Falla trifásica al 50% de la L/T Santo Domingo – Baba (Caso base), relé 2.	47
Anexo 10. Falla trifásica al 80% de la L/T Santo Domingo – Baba (Caso base), relé 1.	48
Anexo 11. Falla trifásica al 80% de la L/T Santo Domingo – Baba (Caso base), relé 2.	48
Anexo 12. Falla trifásica al 10% de la L/T Baba – Quevedo (Caso base), relé 1.	49
Anexo 13. Falla trifásica al 10% de la L/T Baba – Quevedo (Caso base), relé 2.	49
Anexo 14. Falla trifásica al 50% de la L/T Baba – Quevedo (Caso base), relé 1.	50
Anexo 15. Falla trifásica al 50% de la L/T Baba – Quevedo (Caso base), relé 2.	50
Anexo 16. Falla trifásica al 80% de la L/T Baba – Quevedo (Caso base), relé 1.	51
Anexo 17. Falla trifásica al 80% de la L/T Baba – Quevedo (Caso base), relé 2.	51
Anexo 18. Falla monofásica al 10% de la línea de transmisión Santo Domingo – Quevedo (Caso base), relé 1.....	52
Anexo 19. Falla monofásica al 10% de la línea de transmisión Santo Domingo – Quevedo (Caso base), relé 2.....	52
Anexo 20. Falla monofásica al 50% de la línea de transmisión Santo Domingo – Quevedo (Caso base), relé 1.....	53
Anexo 21. Falla monofásica al 50% de la línea de transmisión Santo Domingo – Quevedo (Caso base), relé 2.....	53
Anexo 22. Falla monofásica al 80% de la línea de transmisión Santo Domingo – Quevedo (Caso base), relé 1.....	54
Anexo 23. Falla monofásica al 80% de la línea de transmisión Santo Domingo – Quevedo (Caso base), relé 2.....	54
Anexo 24. Falla monofásica al 10% de la L/T Santo Domingo – Baba (Caso base), relé 1....	55
Anexo 25. Falla monofásica al 10% de la L/T Santo Domingo – Baba (Caso base), relé 2....	55
Anexo 26. Falla monofásica al 50% de la L/T Santo Domingo – Baba (Caso base), relé 1....	56
Anexo 27. Falla monofásica al 50% de la L/T Santo Domingo – Baba (Caso base), relé 2....	56

Anexo 28. Falla monofásica al 80% de la L/T Santo Domingo – Baba (Caso base), relé 1....	57
Anexo 29. Falla monofásica al 80% de la L/T Santo Domingo – Baba (Caso base), relé 2....	57
Anexo 30. Falla monofásica al 10% de la L/T Baba – Quevedo (Caso base), relé 1.....	58
Anexo 31. Falla monofásica al 10% de la L/T Baba – Quevedo (Caso base), relé 2.....	58
Anexo 32. Falla monofásica al 50% de la L/T Baba – Quevedo (Caso base), relé 1.....	59
Anexo 33. Falla monofásica al 50% de la L/T Baba – Quevedo (Caso base), relé 2.....	59
Anexo 34. Falla monofásica al 80% de la L/T Baba – Quevedo (Caso base), relé 1.....	60
Anexo 35. Falla monofásica al 80% de la L/T Baba – Quevedo (Caso base), relé 2.....	60
Anexo 36. Falla trifásica al 10% de la línea de transmisión Santo Domingo – Baba (Caso base), relé de respaldo.....	61
Anexo 37. Falla trifásica al 10% de la L/T Baba – Quevedo (Caso base), relé de respaldo....	61
Anexo 38. Falla monofásica al 10% de la L/T Santo Domingo – Baba (Caso base), relé de respaldo.....	62
Anexo 39. Falla monofásica al 10% de la línea de transmisión Baba – Quevedo (Caso base), relé de respaldo.....	62
Anexo 40. Falla trifásica al 10% de la línea de transmisión Santo Domingo – Baba (Caso 1), relé de respaldo.....	63
Anexo 41. Falla trifásica al 10% de la L/T Baba – Quevedo (Caso 1), relé de respaldo.....	63
Anexo 42. Falla trifásica al 50% de la L/T Baba – Quevedo (Caso 1), relé de respaldo.....	64
Anexo 43. Falla monofásica al 10% de la línea de transmisión Santo Domingo – Baba (Caso 1), relé de respaldo.....	64
Anexo 44. Falla monofásica al 10% de la L/T Baba – Quevedo (Caso 1), relé de respaldo. ..	65
Anexo 45. Falla monofásica al 50% de la línea de transmisión Santo Domingo – Baba (Caso 1), relé de respaldo.....	65
Anexo 46. Falla trifásica al 10% de la línea de transmisión Santo Domingo – Baba (Caso 2), relé de respaldo.....	66
Anexo 47. Falla trifásica al 10% de la L/T Baba – Quevedo (Caso 2), relé de respaldo.....	66
Anexo 48. Falla trifásica al 50% de la línea de transmisión Santo Domingo – Baba (Caso 2), relé de respaldo.....	67
Anexo 49. Falla monofásica al 10% de la línea de transmisión Santo Domingo – Baba (Caso 2), relé de respaldo.....	67
Anexo 50. Falla monofásica al 10% de la L/T Baba – Quevedo (Caso 2), relé de respaldo. ..	68
Anexo 51. Falla monofásica al 50% de la L/T Baba – Quevedo (Caso 2), relé de respaldo. ..	68



UNIVERSIDAD TÉCNICA DE COTOPAXI
FACULTAD DE CIENCIAS DE LA INGENIERÍA Y APLICADAS

Título: “Evaluación del comportamiento de la protección de distancia (21) considerando el efecto infeed en diferentes escenarios de operación”

Autora: Padilla Choca Paola Jaqueline

Tutor: Ing. MSc. Proaño Maldonado Xavier Alfonso

RESUMEN

En el presente proyecto de investigación se analizó el comportamiento de la protección de distancia (21) en las líneas de transmisión Santo Domingo – Baba y Baba – Quevedo, ante el ingreso de los generadores conectados a la barra Baba, mediante el uso del software DigSilent Power Factory.

En el proyecto se incorporó relés de distancia en los extremos de las líneas de transmisión Santo Domingo – Baba y Baba – Quevedo; la calibración de las protecciones se realizó sin considerar los generadores conectados a la barra Baba. Es así, que cuando ingresa un generador al sistema, la protección presenta problemas para actuar en la zona 2, pues donde antes podía reconocer las fallas hasta el 50% de distancia de la línea de transmisión, ahora el relé opera hasta el 45% y 33% en fallas trifásicas y monofásicas respectivamente.

Finalmente, cuando se conectan dos generadores al SEP, la afectación que tiene el relé en su alcance de protección es mayor, porque en la zona de respaldo la protección cubre hasta el 41% y 25% de la L/T en fallas trifásicas y monofásicas respectivamente. Debido a la aportación de corriente generado por el efecto infeed, la sensibilidad de los relés disminuye ante condiciones de fallas. En consecuencia, esto provoca un subalcance pues el relé mide las impedancias de las fallas a una distancia mayor de la ubicación real del punto de falla.

PALABRAS CLAVE: efecto infeed, fallas, distancias de fallas, relé de distancia, línea de transmisión, zonas de protección.



COTOPAXI TECHNICAL UNIVERSITY
FACULTY OF ENGINEERING AND APPLIED SCIENCES

Title: “Evaluation of the behavior of distance protection (21) considering the infeed effect in different operating scenarios”

Author: Padilla Choca Paola Jaqueline

Tutor: Ing. MSc. Proaño Maldonado Xavier Alfonso

ABSTRACT

In the present research project, the behavior of the distance protection (21) in the Santo Domingo – Baba and Baba – Quevedo transmission lines was analyzed, before the entry of the generators connected to the Baba bus, through the use of the DigSilent software Power Factory.

The project included distance relays at the ends of the Santo Domingo – Baba and Baba – Quevedo transmission lines; the calibration of the protections was carried out without considering the generators connected to the Baba bar. Thus, when a generator enters the system, the protection presents problems to act in zone 2, because where previously it could recognize faults up to 50% away from the transmission line, now the relay operates up to 45% and 33% in triphasic and single-phase faults respectively.

Finally, when two generators are connected to the SEP, the impact that the relay has on its scope of protection is greater, because in the backup zone the protection covers up to 41% and 25% of the L/T in three-phase and single-phase faults, respectively. Due to the contribution of current generated by the infeed effect, the relays sensitivity decreases under fault conditions. Consequently, this causes an underreach as the relay measures fault impedances at a greater distance from the actual location of the fault point.

KEYWORDS: infeed effect, faults, fault distances, distance relay, transmission line, protection zones.

AVAL DE TRADUCCIÓN

En calidad de Docente del Idioma Inglés del Centro de Idiomas de la Universidad Técnica de Cotopaxi; en forma legal **CERTIFICO** que:

La traducción del resumen al idioma Inglés del proyecto de investigación cuyo título versa: **“EVALUACIÓN DEL COMPORTAMIENTO DE LA PROTECCIÓN DE DISTANCIA (21) CONSIDERANDO EL EFECTO INFEED EN DIFERENTES ESCENARIOS DE OPERACIÓN”** presentada por **Padilla Choca Paola Jaqueline**, egresada de la Carrera de **Ingeniería en Electricidad**, perteneciente a la **Facultad de Ciencias de la Ingeniería y Aplicadas**, la realizó bajo mi supervisión y cumple con una correcta estructura gramatical del Idioma.

Es todo cuanto puedo certificar en honor a la verdad y autorizo a la peticionaria hacer uso del presente aval para los fines académicos legales.

Latacunga, agosto del 2023

Atentamente,

TANIA
ELIZABETH
ALVEAR
JIMENEZ

Firmado digitalmente
por TANIA ELIZABETH
ALVEAR JIMENEZ
Fecha: 2023.08.15
16:29:59 -05'00'



CENTRO
DE IDIOMAS

Mg. Alvear Jiménez Tania Elizabeth
DOCENTE CENTRO DE IDIOMAS-UTC

C.C. 050323176-3

1. INFORMACIÓN GENERAL

Título: Evaluación del comportamiento de la protección de distancia (21) considerando el efecto infeed en diferentes escenarios de operación.

Fecha de inicio: abril 2023.

Fecha de finalización: agosto 2023.

Lugar de ejecución: No aplica.

Facultad que auspicia: Facultad de Ciencias de la Ingeniería y Aplicadas.

Carrera que auspicia: Carrera de Electricidad.

Proyecto Macro Asociado: Desarrollo de Sistemas eficientes para el Abastecimiento y uso de Energía Eléctrica a nivel local, regional o nacional.

Equipo de Trabajo:

Tutor de Titulación: Ing. MSc. Xavier Alfonso Proaño Maldonado.

Estudiante: Padilla Choca Paola Jaqueline.

Área de Conocimiento: 07 Ingeniería, Industria y Construcción / 071 Ingeniería y Profesiones Afines / 0713 Electricidad y Energía.

Línea de investigación: Energías Alternativas y Renovables, Eficiencia Energética y Protección Ambiental.

Sub líneas de investigación de la Carrera:

Sub línea 1: Explotación y diseño de Sistemas eléctricos de potencia.

Grupos Temáticos:

1. Protecciones Eléctricas

2. INTRODUCCIÓN

2.1. EL PROBLEMA

2.1.1. Situación Problemática

Según [1], la demanda energética crecerá en un 30% hasta el 2040 a nivel mundial. Además, el informe [2] indica que hay un consumo energético de 2.097 kW·h/khab. en América Latina y el Caribe. Mientras que, en Ecuador el informe del Balance Energético Nacional presentado por [3], da a conocer que del 2011 al 2021 existió un aumento de demanda energética en un 18,5%, pues de 78,9 millones de Barriles Equivalentes de Petróleo (BEP) del 2011 pasa a 93,5 millones de BEP en el 2021. Conforme al consumo por sectores, el transporte es el más demandante de energía, con un valor medio de 40,5 millones de BEP en los últimos diez años, seguido por el sector industrial con 15,9 millones. Finalmente, el tercer lugar ocupa el sector residencial, con un promedio de 12,1 millones de BEP [3].

Lo expresado anteriormente ha llevado a la incorporación de fuentes intermedias, como generadores conectados a las líneas de transmisión de alta tensión. Sin embargo, esta integración puede generar una serie de inconvenientes como la desensibilización de los relés de sobrecorriente, al crear una corriente de falla inversa que fluye en dirección a la fuente de alimentación en vez de hacia el punto de falla. Esto ocasiona que las protecciones basadas en la magnitud de la corriente para detectar una perturbación se desensibilicen y no actúen adecuadamente. Por otro lado, las fuentes infeed son capaces de causar fluctuaciones de voltaje que altera la medición de la impedancia de la línea, la cual provoca el falso disparo del relé de distancia. Además, pueden dificultar el ajuste de las protecciones a lo largo de la línea, que conlleva a la incorrecta operación durante una falla [4].

La infraestructura del Sistema Nacional de Transmisión (SNT) del Ecuador cuenta con un total de 6.267,99 km, divididas en 610,17 km de 500 kV, 3.249 km de 230 kV y 2.408,82 km de 138 kV [5]. En operación normal, el plan operativo de corto plazo de [6] indica que el SNT debe satisfacer los requerimientos de calidad de servicio, sin poner en riesgo las instalaciones y seguridad del sistema.

Además, el informe [7], registra 3.458 salidas forzadas en elementos del Sistema Nacional Interconectado (S.N.I.), donde el 70,36% (2.433) corresponde a generación, el 19,09% (660) a transmisión y el 10,56% (365) a distribución. A nivel de transmisión, el valor máximo es registrado en las líneas de transmisión con 287 disparos, que representan el 8,30%, seguido de puntos de conexión con el 7,84% (271 disparos), transformadores el 1,62% (56), elementos de

compensación el 1,07% (37) y disparos de barras el 0,26% (9). En octubre, se registró la mayor parte de las salidas forzadas de elementos del S.N.I. (458); donde, el 75,80% es de las centrales de generación (incluida la salida de generación del sistema colombiano que produjo una variación de frecuencia de +/- 0,2 Hz), el 17% en elementos del SNT (contabilizado conforme a la Regulación CONELEC 003/18 “Calidad del transporte de electricidad y del servicio de transmisión y conexión en el sistema nacional interconectado”) y, el 7,20% a desconexiones de demanda en las empresas distribuidoras, superiores a 5 MW y que no ocasionaron el disparo de elementos de transmisión. Con respecto a las fallas de transmisión, de los 660 registros, el 87,58% (578) pertenece a disparos de elementos de CELEC EP Unidad de Negocio TRANSELECTRIC y el restante a otras empresas. Del total de perturbaciones registradas el 43,48% (287) corresponde a líneas de transmisión; el 41,06% (271) a campos de conexión; el 8,48% (56) a transformadores; el 5,61% (37) a disparos de elementos de compensación; y el 1,36% (9) a barras [7].

2.1.2. Formulación del problema

El comportamiento de la protección de distancia varía en función del efecto de fuentes intermedias.

2.2. REVISIÓN BIBLIOGRÁFICA Y DOCUMENTAL

En el año 2008 [8], el estudio del sistema de protecciones eléctricas a nivel de 500 kV aplicado a la subestación Pifo, presenta una descripción del tipo de protecciones necesarias para un transformador, esquema de barras, línea de transmisión y reactor, además, los problemas de fallas más comunes en cada uno de los elementos. La investigación tiene como resultado que el buen funcionamiento del relé está relacionado con el comportamiento del transformador de corriente y de potencial asociado, también la ventaja de utilizar relés numéricos es que ayudan a corregir todos los factores que influyen en su correcta operación.

En el 2018 [9], el estudio de coordinación de protecciones en líneas de transmisión de la zona norte considera la influencia del ingreso operativo del sistema de 500 kV, donde al simular el sistema eléctrico se determina la necesidad de una protección principal y de respaldo, pues el relé de distancia al no detectar la perturbación y no actuar en ninguna de sus tres zonas de operación, debe actuar un relé de respaldo que para cuya investigación es de sobrecorriente direccional. Donde indica que no es viable ajustar directamente las zonas de operación del relé de distancia, pues debe simularse diferentes tipos de falla en las barras que se encuentren alejadas en el lado de bajo voltaje de los transformadores, y variar la resistencia de falla

dependiendo si fuese de fase o neutro desde cero hasta veinte ohmios, así se integran algunas fallas posibles en los puntos que estén fuera de la zona protegida.

El estudio de [10], efectuó la coordinación automática de protecciones de distancia en líneas de transmisión frente a una contingencia extrema, cuyo objetivo era mejorar la sensibilidad, selectividad y confiabilidad de las protecciones de distancia, lo cual se logró mediante la calibración de los relés en condiciones iniciales y en dos escenarios diferentes de contingencia extrema que provocaron la indisponibilidad de diversos elementos del sistema eléctrico. Como resultado, pudo obtenerse una correcta coordinación automática de los relés de protección de distancia, los cuales actuarán automáticamente en caso de existir una falla en el sistema de transmisión.

Por otra parte, la investigación [11] analizó los defectos en redes de transporte eléctrico y su ubicación en base a mediciones de corrientes y voltajes en las estaciones de fuente. Donde demostraron que el cálculo de la distancia de la falla existente con un algoritmo de localización de característica M_{ho} y relé de red neuronal, tiene como objetivo mostrar en una red la localización más probable de la perturbación. Este sistema demanda conocimiento de la topología de la red, y se basa del procesamiento de señales de medición en la fuente que alimenta la red. Además, la selección de elementos resulta importante pues deben ser bien elegidos y ajustados para asegurar una protección contra los distintos tipos de anomalías que ocurren en la red eléctrica.

2.3. OBJETO Y CAMPO DE ACCIÓN

El objeto de estudio es el análisis del comportamiento de la protección de distancia (21) considerando el efecto infeed.

El campo de acción para el proyecto (Código UNESCO): 330000 ciencias Tecnológicas / 3306 Ingeniería y Tecnología Eléctricas / 3306.09 Transmisión y Distribución.

2.4. BENEFICIARIOS

2.4.1. Beneficiarios Directos

El presente proyecto de investigación tiene como beneficiario directo a la comunidad universitaria.

2.4.2. Beneficiarios Indirectos

Los beneficiarios indirectos del proyecto son los estudiantes, docentes, autoridades y comunidad científica.

2.5. JUSTIFICACIÓN

Esta investigación se encuentra vinculada al proyecto macro formativo de la carrera de electricidad titulado Desarrollo de Sistemas Eficientes para el Abastecimiento y Uso de Energía Eléctrica a Nivel Local, Regional o Nacional; el mismo que responde a la línea de investigación de Energías Alternativas y Renovables, Eficiencia Energética y Protección Ambiental y la sub línea de investigación de explotación y diseño de sistemas eléctricos de potencia y se enfoca en protecciones eléctricas, que conducen a la titulación en la carrera de electricidad.

En el informe anual del 2022 emitido por el CENACE se indica que el número de fallas ocurridas en las líneas transmisión corresponde al 43,48% del total y la energía no suministrada por fallas es del 58%, de esta manera, la coordinación de las protecciones debe ajustarse al nivel del cortocircuito que puede ocurrir en cada uno de los puntos existentes de la red, con el fin de aislar rápidamente la porción afectada del sistema [7].

Lo expresado anteriormente, evidencia la importancia del presente trabajo, al proteger las líneas de transmisión con la protección de distancia puede reducirse el número de fallas, porque este tipo de relé mide la impedancia a través de la señal de voltaje y corriente. Además, el tiempo de actuación resulta inmediato, es así que en un menor tiempo se reincorpora la L/T fallada al sistema y se incrementa la selectividad de protección.

2.6. HIPOTÉISIS

La inserción de fuentes intermedias puede provocar una operación incorrecta en las zonas de respaldo del relé 21.

2.7. OBJETIVOS

2.7.1. General

Analizar el comportamiento de la protección de distancia considerando el ingreso de fuentes intermedias para verificar la incidencia del efecto infeed sobre la operación del relé.

2.7.2. Específicos

- Recopilar el estado del arte de la clasificación y características de la protección a distancia.
- Realizar el caso base mediante el uso del software DigSilent Power Factory para la calibración de las zonas de protección del relé de distancia en las líneas de transmisión.
- Evaluar el comportamiento de la protección de distancia considerando el efecto infeed en diferentes escenarios de operación.

2.8. SISTEMA DE TAREAS

Tabla 2.1. Sistema de tareas en relación a los objetivos planteados.

Objetivos específicos	Actividad (tareas)	Resultados esperados	Técnicas, Medios e Instrumentación
Recopilar el estado del arte de la clasificación y características de la protección a distancia.	<ul style="list-style-type: none"> • Investigación bibliográfica de los diferentes tipos de relés para la protección a distancia. • Recopilación de información relacionada con la protección a distancia. 	<ul style="list-style-type: none"> • Base de datos de los tipos de relés para la protección a distancia. • Redacción relacionada al trabajo de titulación. 	<ul style="list-style-type: none"> • Artículos científicos. • Tesis. • Normativa.
Realizar el caso base mediante el uso del software DigSilent Power Factory para la calibración de las zonas de protección del relé de distancia en las líneas de transmisión.	<ul style="list-style-type: none"> • Modelado de los flujos de potencia del sistema de transmisión en Power Factory. • Incorporación del TC, TP y relé de distancia en DigSilent Power Factory. • Simulación de los diferentes tipos de fallas del sistema eléctrico en DigSilent Power Factory. 	Caso base simulado en el Software DigSilent Power Factory.	<ul style="list-style-type: none"> • Software DigSilent Power Factory.
Evaluar el comportamiento de la protección de distancia considerando el efecto infeed en diferentes escenarios de operación.	<ul style="list-style-type: none"> • Identificación de las zonas de protección del relé de distancia considerando el efecto infeed en el sistema de transmisión. • Simulación de la actuación del relé ante los distintos tipos de fallas. 	<ul style="list-style-type: none"> • Lista de valores de impedancia vista por el relé ante cada escenario de falla. • Análisis de los resultados obtenidos en los diferentes escenarios de cortocircuito. 	<ul style="list-style-type: none"> • Software DigSilent Power Factory. • Excel

3. FUNDAMENTACIÓN TEÓRICA

3.1. PROTECCIÓN EN LÍNEAS DE TRANSMISIÓN

Los sistemas eléctricos de potencia tienen la misión de suplir energía eléctrica a los consumidores de manera confiable y económica, pero el mismo está expuesto a distintas contingencias, tales como sobretensiones debidas a descargas atmosféricas, sobrevoltajes por

maniobras (desconexión o conexión) de interruptores en las redes, pérdidas de cargas, entre otros tipos de fallas que pueden originarse de las anteriores como son los cortocircuitos en los diferentes puntos de la red eléctrica [12].

Los objetivos relevantes de las protecciones son:

- Proteger efectivamente a las personas y los equipos [13].
- Disminuir la influencia de las fallas sobre las líneas y los equipos [13].
- Cubrir de manera ininterrumpida el Sistema de Potencia (SP), al establecer vigilancia el 100% del tiempo [13].
- Detectar condiciones de falla mediante el monitoreo continuo de las variables del SP (I, V, P, f, Z) [13].

La siguiente figura visualiza el proceso que sigue la señal de falla desde su detección por los equipos de medida hasta el aislamiento de la perturbación e intervención por los equipos.

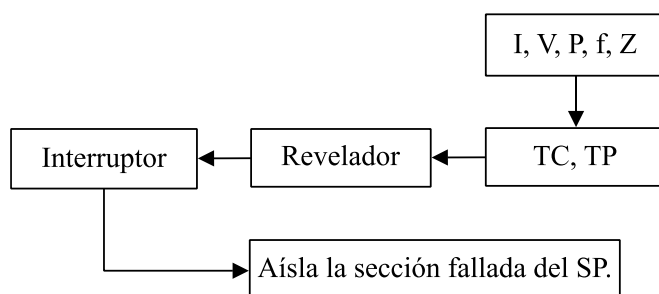


Fig. 3.1. Proceso de la señal de falla y los equipos que actúan [13].

3.2. TIPOS DE FALLA

El término falla resulta alguna variación no planeada en las variables operativas de un sistema de potencia, también denominada perturbación y es causada por:

- Falla en el sistema de potencia (cortocircuito) [13].
- Falla extraña al sistema de potencia (en equipo de protección) [13].
- Falla de la red (fluctuación de carga, sobrecarga, rayos, sabotajes, daños, contaminación) [13].

3.2.1. Falla monofásica

El 72% del total de fallas corresponden a monofásicas, ocasionadas cuando una de las fases se conecta a tierra [13].

3.2.2. Falla bifásica

El 22% del total de fallas son bifásicas, que se da cuando dos fases se conectan entre sí [13].

3.2.3. Falla trifásica

El 5% del total de fallas corresponden a trifásicas, producidas cuando las tres fases se conectan entre sí [13].

3.3. PROTECCIÓN DE DISTANCIA

Para la protección de líneas de transmisión el relé más utilizado es el de distancia al tener mayor selectividad en grandes longitudes, ya que su operación está determinada por la relación entre voltajes y corrientes en los terminales de la línea. Además, posee la capacidad de coordinación de redes malladas. Esta protección ayuda a ubicar la perturbación en la línea de transmisión con un margen de error bastante aceptable, reflejado en un menor tiempo de reincorporación cuando exista algún fallo del equipamiento eléctrico [14].

3.3.1. Principio de operación del relé 21

Para su funcionamiento la protección de distancia determina la impedancia del trayecto entre su ubicación y el punto de falla, a través de la señal de voltaje y corriente durante el cortocircuito como se muestra en la Fig. 3.2, dicho de otra manera, el relé mide una impedancia aparente la cual es contrastada con la impedancia conocida de la línea a proteger [15].

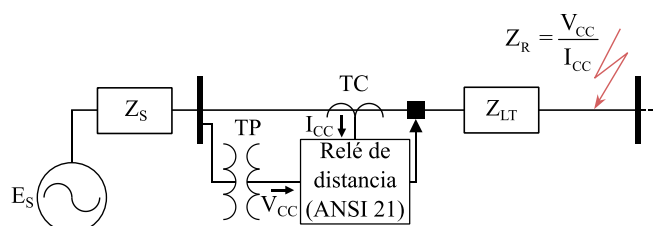


Fig. 3.2. Esquema de conexión del relé de distancia (21) [15].

Con el fin de realizar el despeje de la falla en la línea de transmisión el relé detecta que la impedancia calculada (Z_R) es inferior a la impedancia de la línea (Z_{LT}), y este envía una señal permisiva al disyuntor para su posterior apertura [14].

La capacidad de protección del relé de distancia no suele ser el 100%, por tanto, debe garantizarse cierto margen de seguridad que normalmente resulta del 15% o 20% de la impedancia calculada de la línea, para así brindar selectividad entre fallas externas e internas de la L/T protegida [14].

3.3.2. Calibración de las zonas de protección

Las zonas de protección tienen diferentes alcances que pueden estar definidos de acuerdo a las características o conceptos generales de la filosofía de protecciones, divididas con diferentes criterios de ajuste:

3.3.2.1. Zona 1

La zona debe garantizar la protección al 80% o 85% de la línea de transmisión. Su actuación es inmediata [13].

$$Zona\ 1 = (0,8)(Z_{LT}) \quad (3.1)$$

3.3.2.2. Zona 2

Normalmente se cubre el 120% de la línea de transmisión, pero el ajuste debe verificarse a través de una simulación. Su tiempo de actuación es temporizado entre 250 ms y 500 ms [13], [16]. Otro criterio aplicado puede visualizarse en la siguiente ecuación:

$$Zona\ 2 = Z_{LT} + (0,5)(Z_{AC}) \quad (3.2)$$

Donde:

Z_{AC} : línea adyacente más corta [13].

3.3.2.3. Zona 3

Respalda a las protecciones localizadas aguas abajo de la L/T, el alcance esta dado hasta el extremo remoto de la línea adyacente más larga. Esta trayectoria debe ser verificada por detectar erróneamente fallas en los elementos del sistema ubicados a diferentes niveles de voltaje [14].

$$Zona\ 3 = (1,2)(Z_{LT} + Z_{AL}) \quad (3.3)$$

Donde:

Z_{AL} : línea adyacente más larga [13].

A continuación, la siguiente figura visualiza de manera escalonada la configuración de las zonas de protección del relé de distancia en una línea de transmisión.

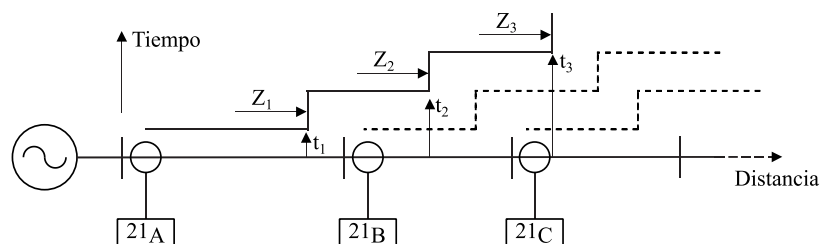


Fig. 3.3. Alcance de las zonas resistivas de protección del relé 21 [15].

3.3.3. Polarización de los relés

La polarización de los relés es el proceso donde se establece la corriente o tensión de referencia requerida para el correcto funcionamiento de estos dispositivos electromagnéticos, los mismos

que desempeñan un papel fundamental durante el control de los circuitos eléctricos, al encargarse de abrir o cerrar las conexiones en respuesta a una señal eléctrica externa [15].

Existen relés numéricos donde se utiliza la auto polarización que anteriormente usaban los relés de los sistemas de distribución por razones de coste. La polarización cruzada fue introducida originalmente en transmisión y subtransmisión a fin de cubrir el fallo de cero voltios. Además, la polarización con memoria sólo se empleaba en transmisión y posteriormente, la polarización cruzada y la de memoria también fueron necesarias para las líneas compensadas en serie [15].

Los relés numéricos pueden ejecutar los tres métodos de polarización en paralelo y autoseleccionar en línea la variante más adecuada. La auto polarización es la forma más clara por limitar la medición al bucle averiado, esto tiene ventajas cuando existen averías complejas y múltiples. Los relés 7SA seleccionan el voltaje del bucle de falla al tener memoria insuficiente y no se realiza compensación en serie. Del mismo modo, los relés con característica MHO usan un bajo porcentaje de polarización cruzada (15% en el caso del 7SA522) en aplicaciones normales sin compensación en serie [15].

3.3.4. Alcance resistivo

Es importante considerar el impacto de la resistencia de falla cuando se analizan los sistemas de protección de distancia, porque la mayoría de las averías tienen una componente resistiva. Estas fallas pueden ser causadas durante la aparición de un arco eléctrico, que por su elongación es como una resistencia variable, o por el contacto con un elemento de resistencia fija. No obstante, para el ajuste de las zonas de protección de distancia debe tomarse en cuenta a las resistencias de falla con un valor fijo [9], [15].

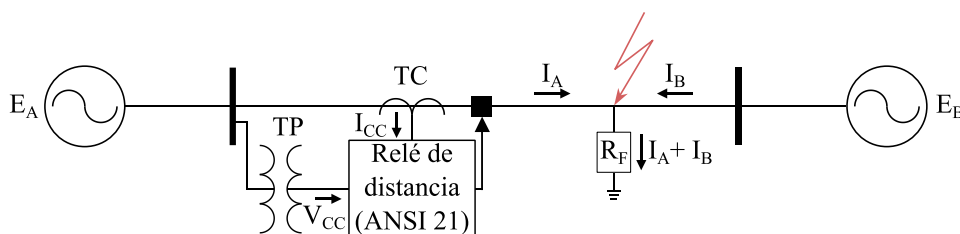


Fig. 3.4. Aporte de corrientes de cortocircuito por parte de fuentes externas [15].

Además, cuando se considera en el sistema eléctrico fuentes de generación en ambos extremos de la línea de transmisión (Fig. 3.4), y frente a un evento de falla, la protección de distancia mide una caída de tensión extra debido a la corriente de cortocircuito que alimenta a la perturbación producida por la fuente remota, por dicha razón, las fuentes remotas aportan corrientes a la falla, lo cual causa que la impedancia medida por el relé se desplace a la derecha en el plano complejo $R - X$, como visualiza la Fig. 3.5 [14].

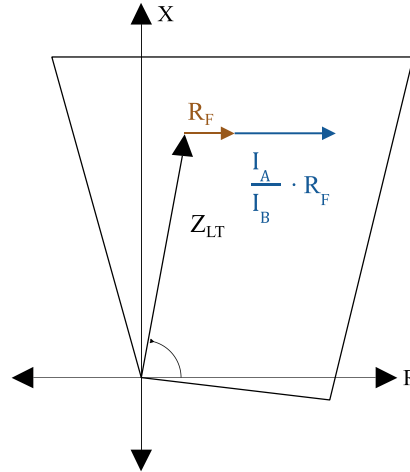


Fig. 3.5. Efecto de la resistencia de falla [15].

3.3.5. Factor de compensación a tierra

Generalmente las fallas con contacto a tierra como la monofásica presentan la corriente de retorno por tierra, la cual ocasiona que el lazo de impedancia calculada sea superior a la impedancia de secuencia positiva de la línea (impedancia desde la ubicación de la protección al punto de falla). Para ello, el factor de compensación a tierra (k_0) compensa la impedancia medida por el relé de distancia a fin que su determinación sea la impedancia de la L/T [17]. Este factor es obtenido con la siguiente ecuación:

$$k_0 = \frac{Z_0 - Z_1}{3Z_1} \quad (3.4)$$

Donde Z_0 y Z_1 representan a las impedancias de secuencia cero y positiva respectivamente de la línea de transmisión a proteger [18], [19].

La ecuación 3.4 da como resultado un valor que se utiliza para parametrizar en el bloque de polarización de cada relé, ya sea en coordenadas rectangulares o polares, puesto que depende de las características de cada protección [17].

El factor de compensación a tierra interviene en el cálculo de la impedancia fase – tierra (Z_a) cuando ocurren fallas monofásicas, como indica la expresión 3.5 [16].

$$Z_a = \frac{V_a}{I_a + 3k_0 I_0} \quad (3.5)$$

Donde V_a es el voltaje en la fase a, I_a la corriente de la fase a e I_0 la corriente de secuencia cero.

Por otro lado, cuando la impedancia es fase – fase (Z_{a-b}) se utiliza la ecuación 3.6 [16].

$$Z_{a-b} = \frac{V_a - V_b}{I_a - I_b} \quad (3.6)$$

Donde V_b es el voltaje de la fase b e I_b la corriente de la fase b.

3.3.6. Características operativas

Las zonas de protección pueden representarse visualmente en el plano complejo $R - X$, lo cual con ayuda de la simulación permite dar los ajustes finales a las zonas de protección, donde debe considerarse las características de actuación que presenta el relé de distancia, dependientes del modelo comercial disponible [14].

En este caso de estudio se utiliza el relé 7SA522 de la marca SIEMENS el cual es una protección de distancia de esquema completo que, a través del cálculo y la supervisión paralela de los seis bucles de impedancia, puede alcanzar un alto grado de sensibilidad y selectividad para todo tipo de fallas. Este permite el disparo tanto monopolar como tripolar. La protección de distancia resulta conveniente para cables y líneas aéreas con o sin compensación de condensadores en serie. El modelo 75A522 brinda características de tipo cuadrilateral y mho, ambas particularidades suelen usarse por separado para fallas de fase y tierra. Las fallas de resistencia a tierra, por ejemplo, se protege mediante la característica de cuadrilátero y las perturbaciones de fase con la mho [20].

3.3.6.1. Característica mho

La característica de disparo mho es una circunferencia que pasa por el origen de coordenadas. En una falla directa, la polarización alarga el círculo mho hacia la fuente de modo que se incluye el origen, esta ampliación garantiza una actuación segura y selectiva para todo tipo de fallas, incluso cercanas [20]. El diagrama presentado en la Fig. 3.6 visualiza la característica sin la expansión debido a la polarización.

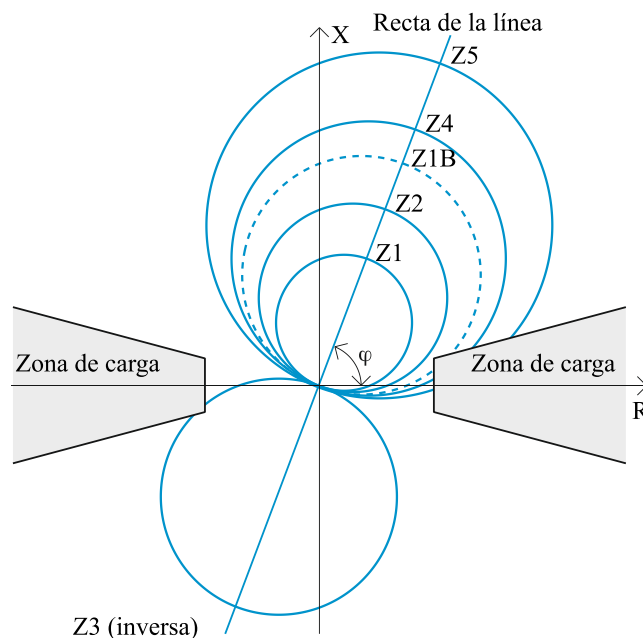


Fig. 3.6. Característica mho [20].

3.3.6.2. Característica cuadrilateral

A diferencia de la anterior característica, el tipo cuadrilátero permite el ajuste por separado de la reactancia (X) y la resistencia (R). La R puede configurarse por separado para fallas con y sin afectación de tierra. Esta característica posee un comportamiento ideal en caso de fallas con resistencia de falla. Las zonas de distancia tienen la posibilidad de ajustarse hacia adelante, atrás o no direccionales [20], [21].

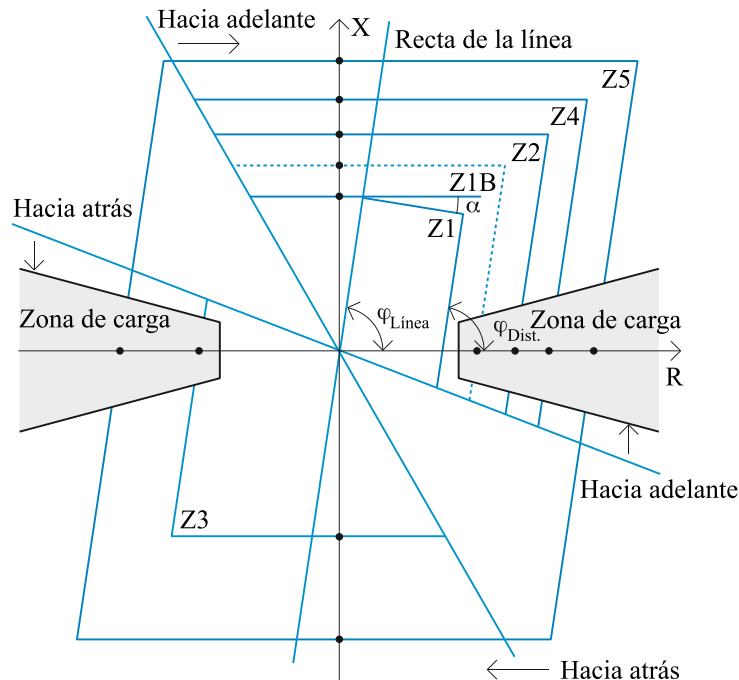


Fig. 3.7. Característica cuadrilateral [20].

3.4. MÉTODO IEC 60909 PARA EL CÁLCULO DE CORTOCIRCUITOS

Los métodos de cálculo de cortocircuitos son relevantes al simular un conjunto de eventos de falla, pues permiten evaluar el correcto funcionamiento de la protección de distancia en las líneas de transmisión a proteger. Debido a lo cual, se menciona la descripción de la IEC 60909 utilizada a nivel de transmisión [14].

La Norma IEC 60909 es aplicable al cálculo de las corrientes de cortocircuito en sistemas de AC trifásicos de alto y bajo voltaje, que operen a una frecuencia nominal de 50 Hz o 60 Hz. Los sistemas con tensiones mayores a 550 kV necesitan de consideraciones especiales [22].

También, esta normativa tiene la finalidad de calcular corrientes máximas y mínimas de cortocircuito, cuando se desprecia el flujo de potencia como condición inicial. Dicho de otro modo, parte de su cálculo es basado de la utilización de factores de corrección estandarizados para voltajes, corrientes e impedancias conforme a los requerimientos del sistema [14]. Estas corrientes obtenidas tienen diferentes aplicaciones, tal como visualiza la siguiente figura:

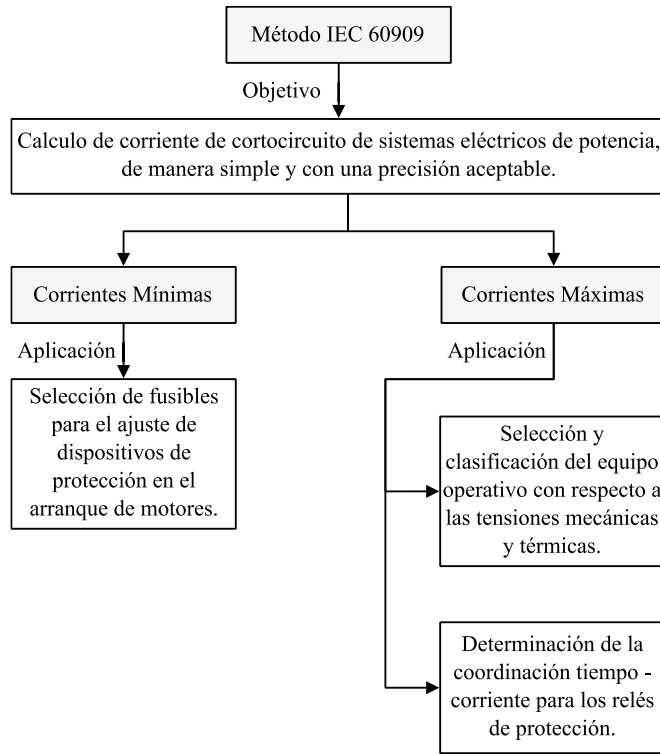


Fig. 3.8. Corrientes de cortocircuito – Método IEC 60909 [14].

3.4.1. Características del método IEC – 60909

Este método se basa en el uso de una corriente inicial de cortocircuito denotada como I_k para todo tipo de falla. Se utiliza un equivalente del voltaje (V_n) localizada en el punto donde ocurre la falla. La Fig. 3.9 a) indica el valor que considera esta fuente, la cual es igual a un voltaje operativo inicial asignado de 1 p.u. Sin embargo, la Fig. 3.9 b) muestra la ubicación de la fuente en el lugar de falla, cuyo valor debe multiplicarse por el factor c , donde, debido a su dirección puede asegurarse una diferencia de potencial igual a cero (Fig. 3.9 c).

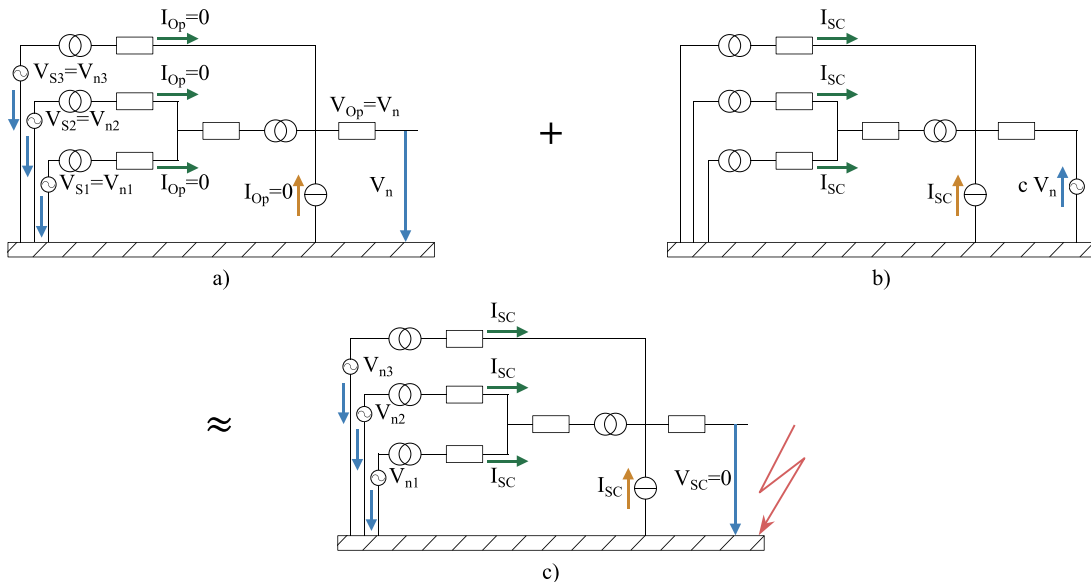


Fig. 3.9. Método IEC 60909 para el cálculo de cortocircuito [14].

La metodología de obtención de las corrientes de cortocircuito corresponde al definido por la Norma IEC 60909:2001, para el cálculo de corrientes de cortocircuito en sistemas trifásicos de corriente alterna [23].

El cálculo de las corrientes de cortocircuito debe considerar los siguientes requisitos para su aplicación:

- *Factor de voltaje (c)*: conforme los niveles de tensión de las instalaciones del sistema eléctrico de potencia deben considerar un factor igual a 1,1. Esto corresponde a una tensión pre – falla igual a 1,1 veces el voltaje nominal de la instalación directamente afectada [23].
- *Topología de la red*: debe considerarse la configuración del sistema que disponga la mayor contribución de las centrales eléctricas al cortocircuito, esto significa, tener conectadas todas las unidades de generación, líneas y transformadores en servicio, para así, obtener el mayor Enmallamiento del sistema [23].
- *Sistema equivalente*: si se utilizan redes equivalentes externas con el fin de representar el sistema o parte de este, debe usarse la mínima impedancia de cortocircuito equivalente que corresponde el máximo aporte de corriente al cortocircuito desde la red externa equivalente modelada [23].
- *Duración del cortocircuito*: el tiempo de duración del cortocircuito, o de despeje de falla, debe ser de un segundo [23].

Este método utiliza factores de corrección y de escala para lograr resultados precisos sin comprometer la simplicidad de los cálculos. A continuación, se proporcionan diferentes factores utilizados:

Tabla 3.1. Factores de corrección para el cálculo de corrientes – IEC 60909 [14].

Factores	Descripción			
	Factor de corrección de voltaje	Nivel de voltaje	Máximas corrientes	Mínimas corrientes
c		100 V a 1000V	1,05	0,95
		1kV a 230kV	1,10	1,00
		> 230kV	1,10	1,00
K_T	Factor de corrección de impedancia.			
$K_G; K_S; K_{G,S}; K_{T,S}; K_{SO}; K_{G,SO}; K_{T,SO}$	Factores de corrección de la impedancia del generador combinada con las unidades de transmisión.			
k	Factor de cálculo del pico de corriente.			
μ	Factor de cálculo para la corriente de corte simétrica de cortocircuito.			
λ	Factor de cálculo para la corriente de cortocircuito simétrica en régimen permanente.			
μq	Factor para el cálculo de corriente de corte simétrica de motores asíncronos.			

3.5. EFECTO “INFEED”

Cuando existen centrales intermedias interconectadas en un sistema eléctrico, estas aportan corriente a las fallas, lo que origina el efecto infeed, como el modelo mostrado en la Fig. 3.10. Este fenómeno ocasiona un incremento del valor de la corriente para la impedancia medida por el relé de la barra C para fallas alejadas de la barra B, con lo cual la protección detecta fallas más allá de su ubicación [16], [24].

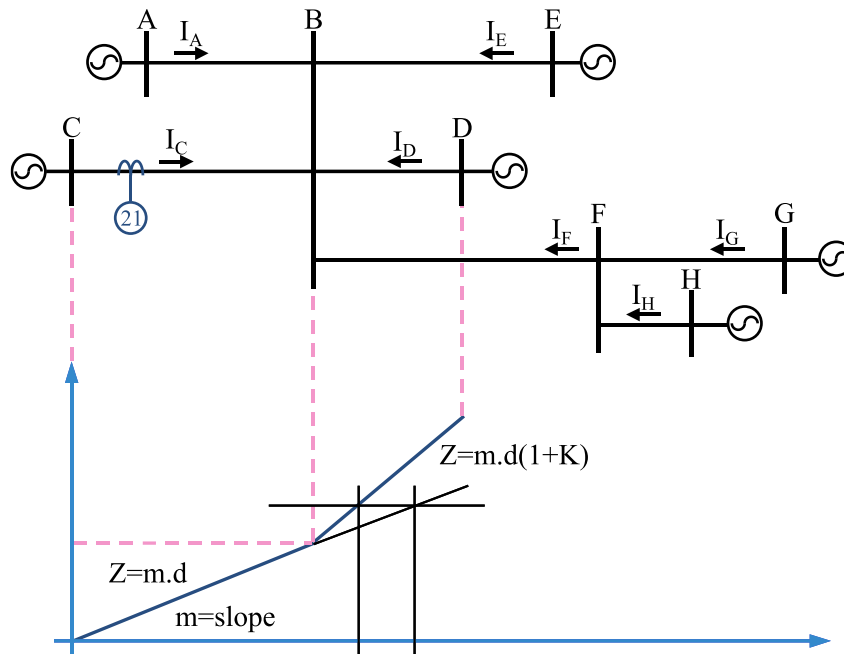


Fig. 3.10. Efecto Infeed [16].

Es importante considerar las alternativas de configuración con y sin fuentes intermedias para calibrar las protecciones en las condiciones más desfavorables. Mas aún, si se tiene un sistema con líneas paralelas, el efecto infeed es variable conforme a la ubicación de la falla (Fig. 3.11). Para este caso, la impedancia medida por el relé en la barra A depende de la ubicación de la falla en la L/T BC [16], [25].

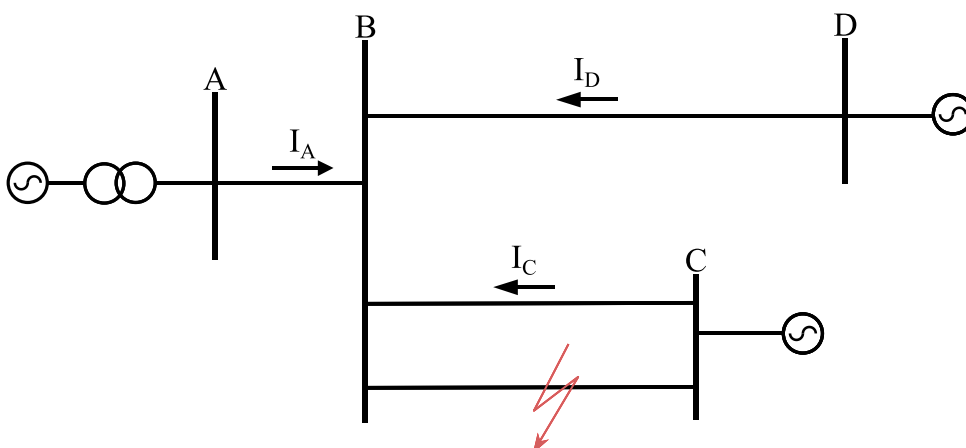


Fig. 3.11. Efecto infeed variable según la ubicación de la falla [16].

4. METODOLOGÍA Y MATERIALES

4.1. TIPO DE INVESTIGACIÓN

Los tipos de investigación que se utilizó en el trabajo investigativo son: documental, descriptiva y experimental.

4.1.1. Investigación documental

Fue necesario utilizar esta investigación para adquirir nuevos conocimientos sobre la protección de distancia en líneas de transmisión con efecto infeed mediante el uso del relé 7SA522, fundamentada en fuentes bibliográficas tales como literatura clásica, tesis, revistas científicas, normas, publicaciones técnicas, entre otros.

4.1.2. Investigación descriptiva

A través del equivalente de red se detallan diferentes escenarios de operación que consideran fuentes intermedias de generación, para evaluar el comportamiento de la protección de distancia en las líneas de transmisión seleccionadas.

4.1.3. Investigación experimental

Este proyecto de investigación analizó como afecta el efecto infeed a la calibración del relé de distancia (7SA522 SIEMENS) en su característica cuadrilateral, cuando existen fallas trifásicas y monofásicas en las líneas de transmisión al 10%, 50% y 80% de la distancia de cada L/T a través de la norma IEC 60909, en los siguientes escenarios de operación: sin ingreso de generación, con una central de generación y con dos fuentes de generación.

4.2. MATERIALES E INSTRUMENTOS

En la actualidad existen herramientas tecnológicas que permiten el análisis de la calibración de la protección de distancia (21) en líneas de transmisión, para el presente estudio fue utilizado el software DigSilent Power Factory donde se desarrolló una rutina computacional en DPL, la cual tiene la capacidad de simular cortocircuitos trifásicos y monofásicos a diferentes distancias de las líneas de transmisión del sistema eléctrico.

4.2.1. DigSilent Power Factory

Es una aplicación de ingeniería utilizada en el ámbito industrial para evaluar sistemas de generación, transmisión y distribución. Además, permite llevar a cabo una amplia gama de estudios y análisis, tales como el flujo de carga, el análisis de cortocircuitos, la coordinación de protecciones, el diagnóstico de estabilidad, entre otras aplicaciones relacionadas.

Una característica destacada de este software es su base de datos orientada a objetos, la cual proporciona la facilidad para incorporar diversos componentes de un sistema eléctrico en una interfaz gráfica única. Entre estos elementos se incluyen maquinas síncronas, líneas de transmisión, cargas, banco de capacitores, inductores, SVC, transformadores, etc.

4.2.1.1. Lenguajes de DigSilent

El software ofrece al usuario la versatilidad de automatizar procesos través del Lenguaje de Programación DigSilent (DPL), por permitir tener como entrada diversos parámetros, ya sea de un solo objeto como de un conjunto de objetos y ejecutarlos mediante comandos, dicha característica fue usada en el presente trabajo.

De igual manera, DigSilent Power Factory proporciona el Lenguaje de Simulación DigSilent (DSL), donde se emplea diagramas de bloques para elaborar sistemas de control que permiten establecer relaciones de manera dinámica entre las ecuaciones diferenciales y los diferentes componentes del S.E.P.

4.2.1.2. Especificaciones del código de programación en DPL

El código de programación realizado tiene la capacidad de simular fallas trifásicas y monofásicas en las líneas de transmisión del sistema modelado al aplicar la norma IEC 60909. Es relevante mencionar que el barrido de cortocircuito se lo define como un conjunto de simulaciones de fallas a lo largo de las líneas, de este modo la primera simulación inicia al 10%, seguida del 50% y 80% de distancia de la L/T.

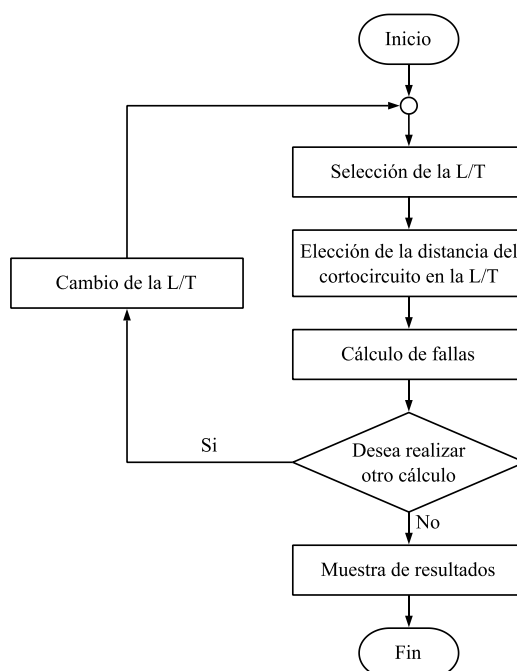


Fig. 4.1. Proceso de los cortocircuitos con DLP.

4.2.2. Metodología desarrollada en el trabajo

Para evaluar cómo afecta el ingreso de fuentes intermedias en los distintos escenarios de operación, se requirió simular un equivalente de red en DigSilent Power Factory, el cual brinda resultados de impedancia cuando ocurre diferentes tipos de fallas en las líneas de transmisión, a fin de calibrar adecuadamente el relé de distancia.

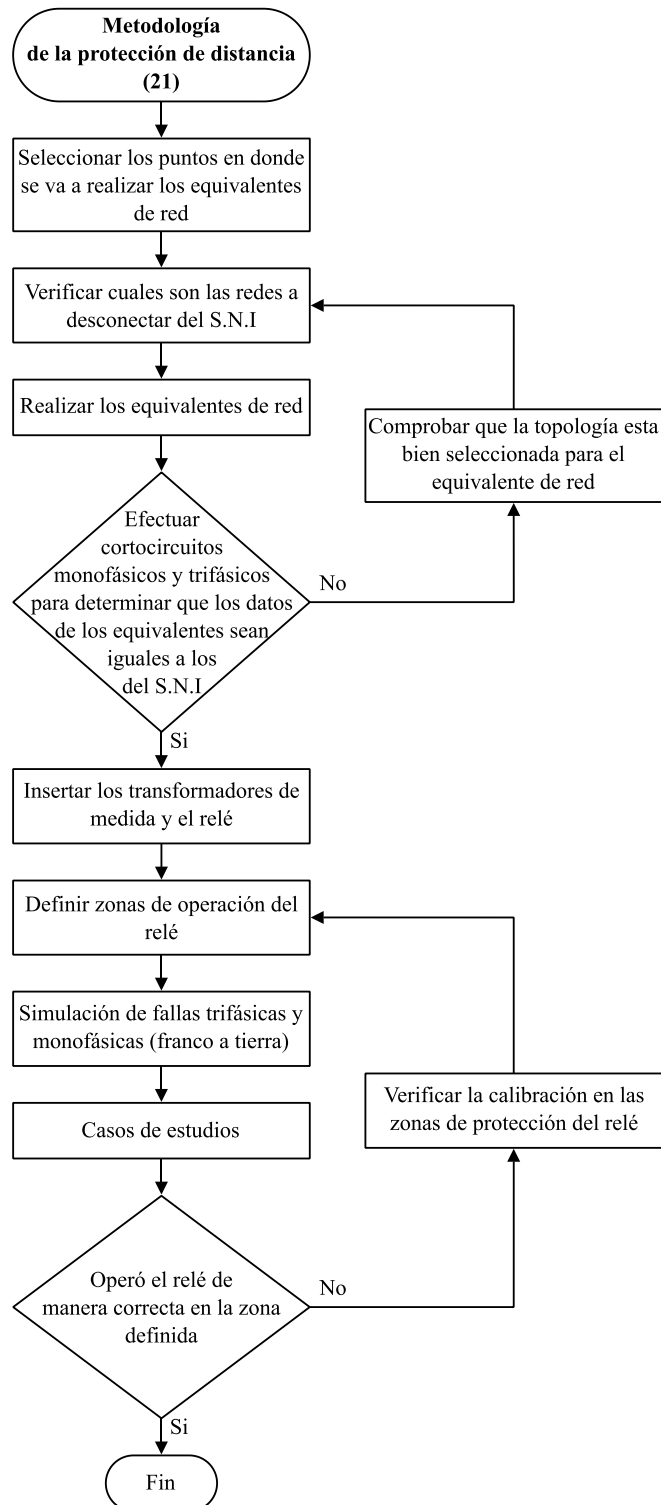


Fig. 4.2. Metodología de la protección de distancia (21).

4.3. COMPORTAMIENTO DE LA PROTECCIÓN DE DISTANCIA CON EFECTO INFEED EN DIFERENTES ESCENARIOS DE OPERACIÓN

4.3.1. Delimitación del trabajo

En el presente trabajo se realizó el análisis de la protección de distancia en tres escenarios de operación, los cuales son:

- a. Sin considerar fuentes intermedias (Caso base).
- b. Con ingreso de un generador (Caso 1).
- c. Con ingreso de dos generadores (Caso 2).

Para los casos mencionados las fallas de las líneas de transmisión están ubicadas al 10%, 50% y 80%. Esta investigación utilizó el caso de estudio del S.N.I de [26], pero, debido a la extensión del sistema, fue configurado dos equivalentes de red para la zona de trabajo, colocados en las barras Santo Domingo y Quevedo respectivamente (véase Fig. 4.3), donde el aporte de fuentes intermedias está localizado en la barra Baba con un generador (Fig. 4.4) y con el ingreso de dos generadores (Fig. 4.5) El nivel de voltaje y longitud de las L/T son mostradas en la Tabla 4.1.

Tabla 4.1. Datos de las líneas de transmisión utilizadas en el trabajo de investigación.

Línea de transmisión	Denominación	Voltaje (kV)	Longitud (km)
Quevedo – Santo Domingo	L_QUEV_SDOM_2_1	230	104,6
Santo Domingo – Baba	L_BABA_SDOM_2_1	230	62,2
Baba – Quevedo	L_BABA_QUEV_2_1	230	43

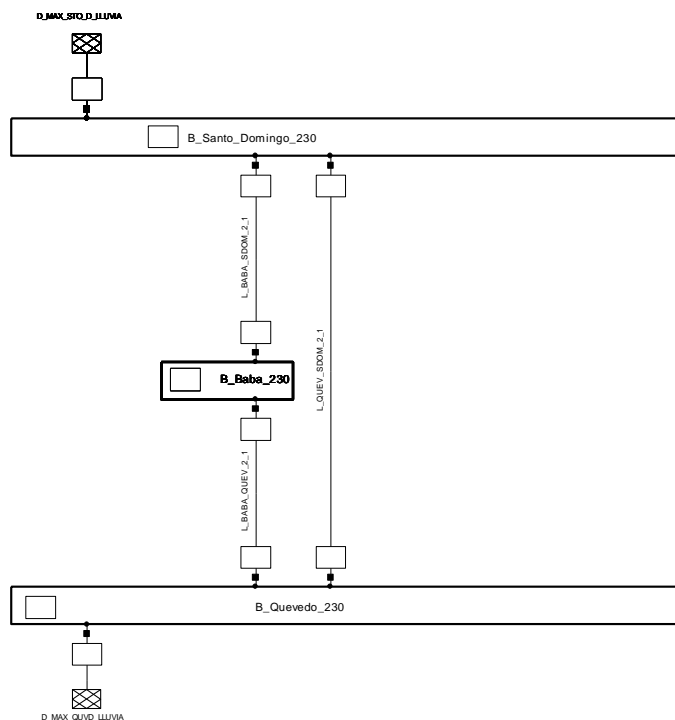


Fig. 4.3. Caso base simulado en DigSilent Power Factory.

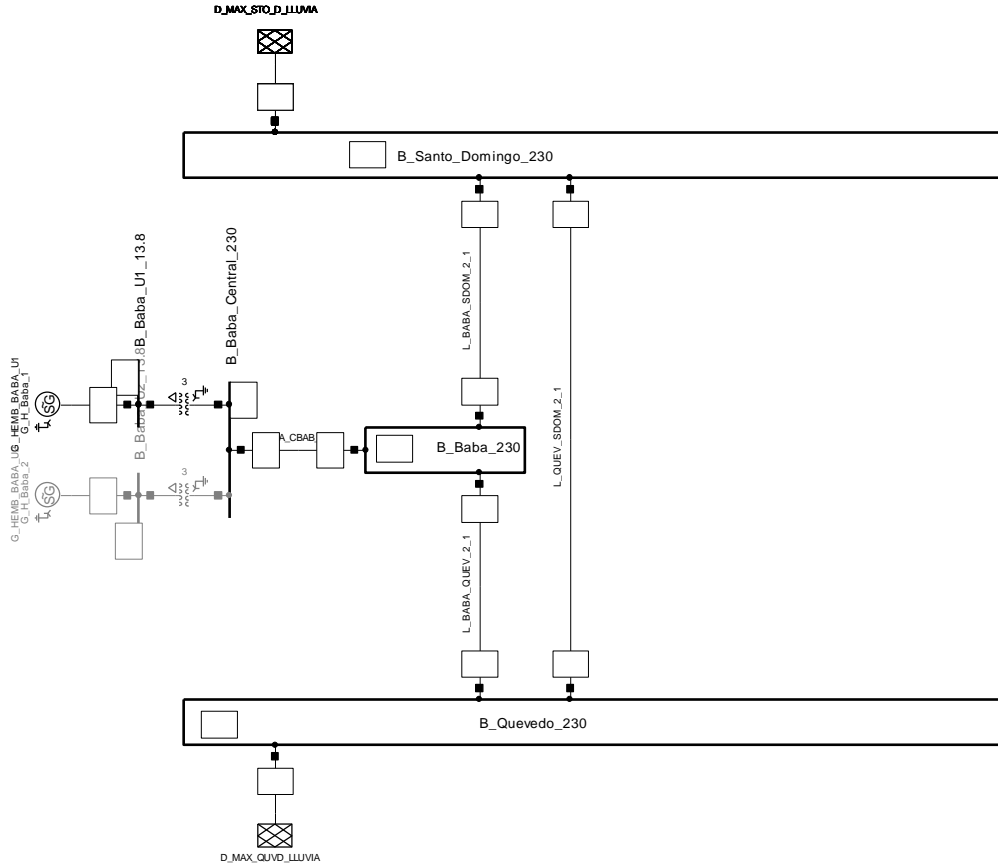


Fig. 4.4. Caso con un generador simulado en DigSilent Power Factory.

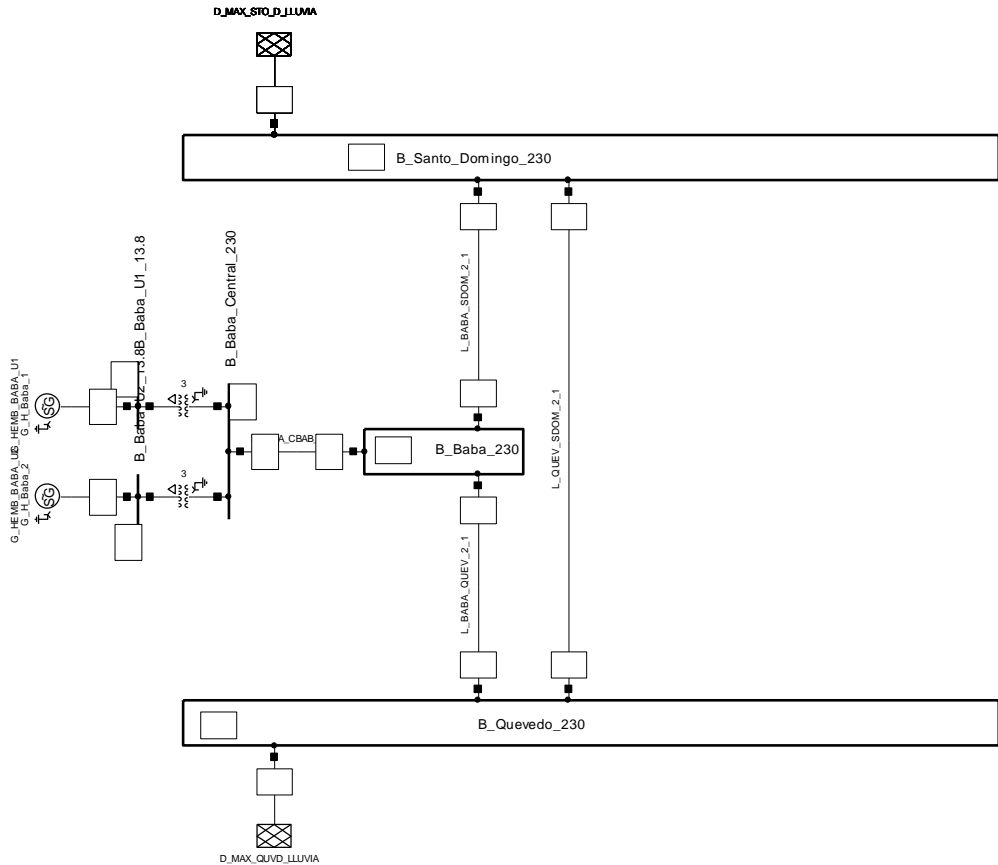


Fig. 4.5. Caso con dos generadores simulado en DigSilent Power Factory.

4.4. INCORPORACIÓN DEL RELÉ DE DISTANCIA (21)

Previo a insertar el relé de distancia, se añadió los transformadores de corriente (TC) y potencial (TP) en los diferentes extremos de la línea de transmisión, para posteriormente definir sus relaciones de transformación respectivas.

A nivel de transmisión (230 kV) comúnmente se consideran los datos mostrados en la Tabla 4.2, para la configuración del TC y TP [27].

Tabla 4.2. Configuración del TP y TC [14], [27].

Relación	Transformador de Corriente (TC)	Transformador de Potencial (TP)
Primario	1.200 A	230.000 V
Secundario	5 A	110 V

Luego de insertar los instrumentos de medida, fue incorporado el relé de distancia 7SA522 de la marca SIEMENS, en cada uno de los extremos de la L/T a proteger.

Antes de calibrar las zonas de protección debe configurarse el factor de compensación a tierra (k_0) del bloque de polarización, pero, DigSilent Power Factory ofrece la posibilidad de asumir el valor de la constante, donde el software lo determina de manera automática. Es así que para este análisis fue considerado el valor k_0 proporcionado por el programa.

4.4.1. Ajuste zona 1

De acuerdo a la sección 3.3.2.1 para el ajuste de la zona 1 fue considerado una zona de protección del 80% de la línea de transmisión a trabajar, en la Tabla 4.3 se visualiza los resultados obtenidos para la calibración del relé.

The screenshot shows a software interface with two main sections: 'Number of parallel Lines' and 'Parameters' on the left, and 'Resulting Values' on the right.

Number of parallel Lines: 1

Parameters:

- Thermal Rating: [Dropdown menu]
- Length of Line: 104,6 km
- Derating Factor: 1.

Resulting Values:

- Rated Current (act.): 0,88611 kA
- Pos. Seq. Impedance, Z1: 49,82585 Ohm
- Pos. Seq. Impedance, Angle: 82,8748 deg
- Pos. Seq. Resistance, R1: 6,180291 Ohm
- Pos. Seq. Reactance, X1: 49,44107 Ohm
- Zero Seq. Resistance, R0: 30,83514 Ohm
- Zero Seq. Reactance, X0: 165,3757 Ohm
- Earth-Fault Current, Ice: 92,96337 A
- Earth Factor, Magnitude: 0,7929434
- Earth Factor, Angle: -4,880561 deg

Fig. 4.6. Parámetros de la L/T Santo Domingo – Quevedo.

Con la información de la L/T Santo Domingo – Quevedo de la anterior figura, se procede a calibrar la zona 1 del relé:

$$Z1 = (0,8)(Z_{LT})$$

$$Z1 = (0,8)(49,82585 \Omega)$$

$$Z1 = 39,86068 \Omega$$

$$R1 = (0,8)(R_{LT})$$

$$R1 = (0,8)(6,180291 \Omega)$$

$$R1 = 4,9442328 \Omega$$

$$X1 = (0,8)(X_{LT})$$

$$X1 = (0,8)(49,44107 \Omega)$$

$$X1 = 39,552856 \Omega$$

Tabla 4.3. Ajuste de la zona 1 de la L/T Santo Domingo – Quevedo.

Zona 1			
Protección	Z1 (ohm primarios)	R1 (ohm primarios)	X1 (ohm primarios)
Fase	39,86068	4,9442328	39,552856

4.4.2. Ajuste zona 2

Con base a los datos proporcionados en el apartado 3.3.2.2, se calculan los valores para ajustar la protección, cuya zona 2 cubre el 100% de la línea de transmisión donde está el relé, más el 50% de la L/T adyacente.

En el caso del relé ubicado en el extremo de la L/T Santo Domingo, la línea adyacente es Baba – Quevedo. Mientras que, para la protección localizada en Quevedo, la línea adyacente es Baba – Santo Domingo.

Tabla 4.4. Ajuste de la zona 2 de la L/T Santo Domingo – Quevedo.

Zona 2		
Protección	Relé 1	Relé 2
Z2 (ohm primarios)	60,0673	64,6402
R2 (ohm primarios)	7,45061	8,0178
X2 (ohm primarios)	59,6034	64,1410

4.4.3. Ajuste de las zonas 1 y 2 en las líneas de transmisión con efecto “Infeed”

Este trabajo abarca dos escenarios de operación en los cuales se estudia el efecto de fuentes intermedias al incorporar 1 y 2 generadores, como puede observarse en la Fig. 4.4 y Fig. 4.5 respectivamente. A continuación, son mostrados los parámetros necesarios de la L/T Santo Domingo – Baba y Baba – Quevedo, para realizar los ajustes de las zonas 1 y 2 de los relés que son afectados por las fuentes infeed.

Number of parallel Lines		1	Resulting Values	
Parameters				
Thermal Rating		...	Rated Current (act.)	0,88611 kA
Length of Line	62,2	km	Pos. Seq. Impedance, Z1	29,62876 Ohm
Derating Factor	1.		Pos. Seq. Impedance, Angle	82,8748 deg
			Pos. Seq. Resistance, R1	3,675087 Ohm
			Pos. Seq. Reactance, X1	29,39995 Ohm
			Zero Seq. Resistance, R0	18,336 Ohm
			Zero Seq. Reactance, X0	98,34007 Ohm
			Earth-Fault Current, Ice	55,28033 A
			Earth Factor, Magnitude	0,7929434
			Earth Factor, Angle	-4,880561 deg

Fig. 4.7. Parámetros de la L/T Santo Domingo – Baba.

Number of parallel Lines		1	Resulting Values	
Parameters				
Thermal Rating		...	Rated Current (act.)	0,88611 kA
Length of Line	43,	km	Pos. Seq. Impedance, Z1	20,4829 Ohm
Derating Factor	1.		Pos. Seq. Impedance, Angle	82,8748 deg
			Pos. Seq. Resistance, R1	2,540655 Ohm
			Pos. Seq. Reactance, X1	20,32472 Ohm
			Zero Seq. Resistance, R0	12,67601 Ohm
			Zero Seq. Reactance, X0	67,98429 Ohm
			Earth-Fault Current, Ice	38,2163 A
			Earth Factor, Magnitude	0,7929434
			Earth Factor, Angle	-4,880561 deg

Fig. 4.8 . Parámetros de la L/T Baba – Quevedo.

La Tabla 4.5 presenta la calibración de la zona 2, donde la protección del extremo superior (relé 1) de la L/T Santo Domingo – Baba se ajusta con la línea de transmisión Baba – Quevedo. Sin embargo, la protección ubicada en el extremo inferior (relé 2) de la L/T Sto. Domingo – Baba se calibra con la línea de transmisión Santo Domingo – Quevedo.

Tabla 4.5. Ajuste de las zonas de protección de la L/T Baba – Santo Domingo.

Baba – Santo Domingo		Zona 1	Zona 2	
			Relé 1	Relé 2
Z1 (ohm primarios)	29,628760	23,7030080	39,870210	54,541680
R1 (ohm primarios)	3,675087	2,9400696	4,945414	6,765232
X1 (ohm primarios)	29,399950	23,5199600	39,562310	54,120480

En la Tabla 4.6 se muestra la calibración para la zona 2 de los relés de la L/T Baba – Quevedo, donde su protección del extremo superior (relé 1) es ajustado con la línea de transmisión Santo Domingo – Quevedo. Mientras que, la protección ubicada en el extremo inferior (relé 2) se calibra con la línea de transmisión Baba – Santo Domingo.

Tabla 4.6. Ajuste de las zonas de protección de la L/T Baba – Quevedo.

Baba – Quevedo		Zona 1	Zona 2	
			Relé 1	Relé 2
Z1 (ohm primarios)	20,482900	16,386320	45,39580	35,29720
R1 (ohm primarios)	2,540655	2,032524	5,63080	4,37819
X1 (ohm primarios)	20,324720	16,259776	45,04525	35,02460

5. ANÁLISIS Y DISCUSIÓN DE RESULTADOS

5.1. SIMULACIÓN DE FALLAS EN LOS CASOS DE ESTUDIO

5.1.1. Caso base

El análisis de la actuación del relé se llevó a cabo mediante la simulación de fallas trifásicas y monofásicas a diferentes porcentajes de distancia de la línea de transmisión, con el propósito principal de verificar que la protección de la L/T opere en las zonas correspondientes según la calibración indicada en los apartados 4.4.1 y 4.4.2.

Específicamente, se evaluaron fallas al 10%, 50% y 80% de la L/T para asegurar que los relés detectaran y actuaran adecuadamente en sus áreas de cobertura específica. Estos porcentajes de distancia fueron seleccionados con la finalidad de representar diferentes escenarios de falla que podrían ocurrir en la línea de transmisión.

Tabla 5.1. Datos de impedancia vistas por los relés ante fallas trifásicas en el caso base.

FALLAS TRIFÁSICAS							
Nombre de la L/T	% L/T	Máxima			Mínima		
		Relé 1 Z (ohm)	Relé 2 Z (ohm)	Relé de respaldo (ohm)	Relé 1 Z (ohm)	Relé 2 Z (ohm)	Relé de respaldo (ohm)
Santo Domingo – Quevedo	80%	39,861	9,965	N/O	40,025	10,006	N/O
	50%	24,913	24,913	N/O	25,016	25,016	N/O
	10%	4,983	44,843	N/O	5,003	45,028	N/O
Santo Domingo – Baba	80%	5,926	23,703	N/O	5,950	23,801	N/O
	50%	14,814	14,814	35,297	14,876	14,876	35,443
	10%	26,666	2,963	23,446	26,770	2,975	23,543
Baba – Quevedo	80%	16,386	4,097	N/O	16,454	4,113	N/O
	50%	10,241	10,241	39,870	10,284	10,284	40,035
	10%	2,048	18,435	31,677	2,057	18,511	31,808

En la Tabla 5.1 se presentan los valores de impedancia de cada relé ubicado en los extremos de las líneas de transmisión. Para la L/T Santo Domingo – Baba la dirección del cortocircuito se analizó de la barra Baba a Santo Domingo, por otra parte, las protecciones de respaldo actúan cuando se presentan fallas trifásicas hasta el 50% de la línea adyacente, y N/O indica que no opera el relé. Estas impedancias permiten a los relés determinar la ubicación y la magnitud de la falla.

Los resultados permiten comprender cómo los valores de impedancia varían en función de la distancia, desde el punto de falla hasta la ubicación de cada protección. Esto es esencial para garantizar que los relés sean sensibles y respondan adecuadamente a diferentes escenarios de

falla en el sistema de transmisión. Por tanto, la Tabla 5.1 proporciona una visión clara y detallada de la información necesaria para evaluar la protección en la línea de transmisión.

La Fig. 5.1 y Fig. 5.2 visualizan la respuesta del relé frente a fallas trifásicas que ocurren al 10% de la L/T Santo Domingo – Quevedo. Los resultados indican que la protección funciona adecuadamente en las zonas correspondientes. El relé 1 ubicado en el extremo superior de la L/T detecta la falla en la zona 1 a los 0,02 segundos, mientras que el relé 2 localizado en el extremo inferior identifica la falla en la zona 2 a los 0,26 segundos. Estos tiempos de respuesta dan a conocer que los relés operan de manera adecuada y oportuna en sus respectivas áreas de cobertura. Los anexos 2 – 5 muestran las fallas trifásicas al 50% y 80% de la L/T.

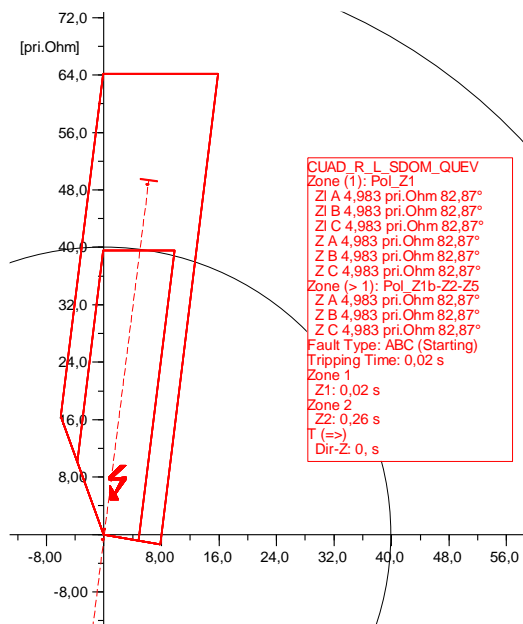


Fig. 5.1. Falla trifásica al 10% de la L/T Santo Domingo – Quevedo, relé 1.

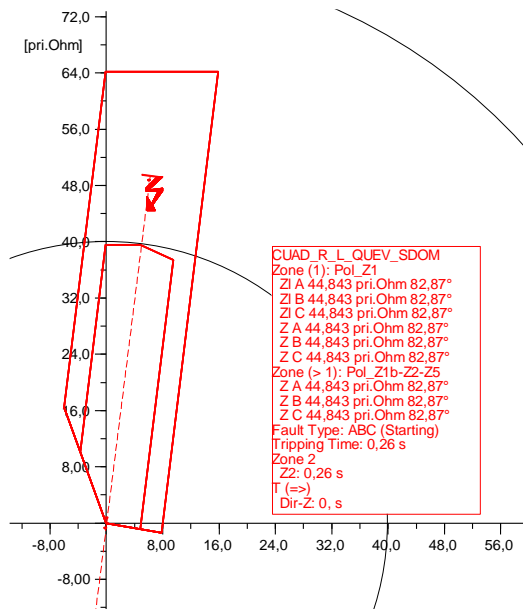


Fig. 5.2. Falla trifásica al 10% de la L/T Santo Domingo – Quevedo, relé 2.

La Fig. 5.3 muestra el funcionamiento de la protección de respaldo ante una falla al 50% de la L/T Santo Domingo – Baba. Como puede observarse, la impedancia vista por el relé del extremo inferior de la L/T Baba – Quevedo se encuentra dentro de la zona 2, lo cual demuestra su correcta operación al proteger la línea de transmisión adyacente.

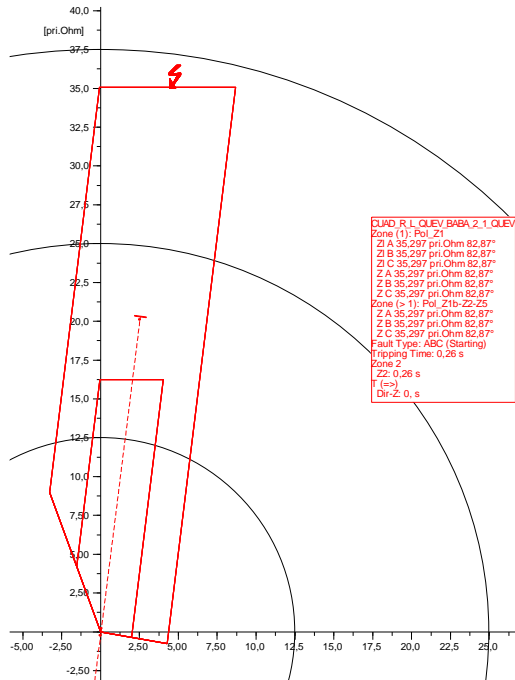


Fig. 5.3. Falla trifásica al 50% de la L/T Santo Domingo – Baba, relé de respaldo.

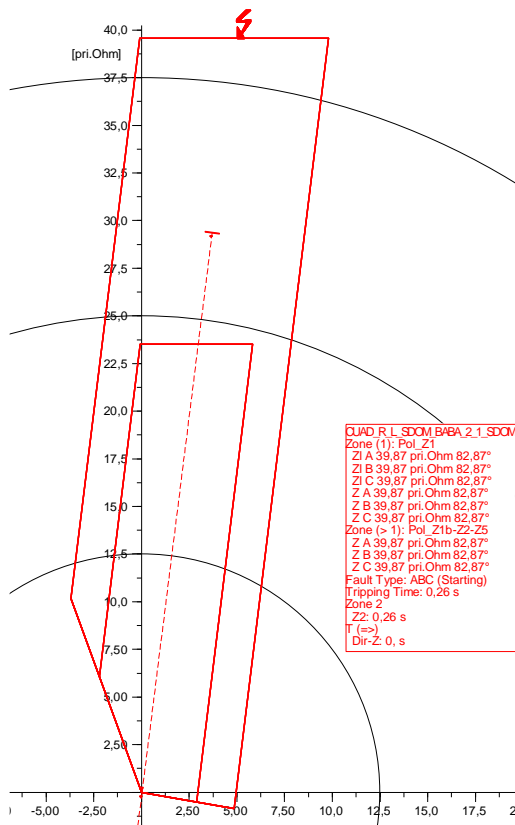


Fig. 5.4. Falla trifásica al 50% de la L/T Baba – Quevedo, relé de respaldo.

La Fig. 5.4 visualiza el funcionamiento de la protección de respaldo ante una falla al 50% de la L/T Baba – Quevedo. Como puede observarse, la impedancia vista por el relé del extremo superior de la L/T Santo Domingo – Baba se encuentra dentro de la zona 2, lo cual demuestra su correcta operación al proteger la línea de transmisión adyacente.

En la Tabla 5.2 se indica los valores de impedancia visto por los relés principales cuando ocurre fallas monofásicas a distintas distancias, los mismos que están ubicados en diferentes extremos de las L/T. Son visualizados dos datos de impedancia, el primero corresponde al valor fase – fase y el segundo al valor fase – tierra, los cuales muestran una variación, pues, para el cálculo de la impedancia fase – tierra, es considerado el factor de compensación (k_0).

Tabla 5.2. Datos de impedancias vistas por los relés en fallas monofásicas en el caso base.

FALLAS MONOFÁSICAS									
Nombre de la L/T	% L/T	Máximo				Mínimo			
		Relé 1		Relé 2		Relé 1		Relé 2	
		Sin k_0	Con k_0	Sin k_0	Con k_0	Sin k_0	Con k_0	Sin k_0	Con k_0
		Z Fase A (ohm)	Z Fase A (ohm)	Z Fase A (ohm)	Z Fase A (ohm)	Z Fase A (ohm)	Z Fase A (ohm)	Z Fase A (ohm)	Z Fase A (ohm)
Santo Domingo – Quevedo	80%	109,350	39,864	50,742	9,973	110,142	40,027	51,207	10,014
	50%	83,904	24,924	99,773	24,925	84,727	25,026	100,463	25,027
	10%	27,388	4,987	144,332	44,836	27,951	5,007	N/O	N/O
Santo Domingo – Baba	80%	30,239	5,931	128,888	23,659	30,810	5,955	129,483	23,757
	50%	56,764	14,824	113,295	14,802	57,464	14,885	113,946	14,863
	10%	88,186	26,677	79,553	2,965	89,023	26,786	80,146	2,977
Baba – Quevedo	80%	N/O	N/O	31,275	4,100	N/O	N/O	31,686	4,117
	50%	87,393	10,235	51,607	10,249	88,151	10,277	52,076	10,292
	10%	76,319	2,049	78,920	18,446	77,080	2,058	79,524	18,522

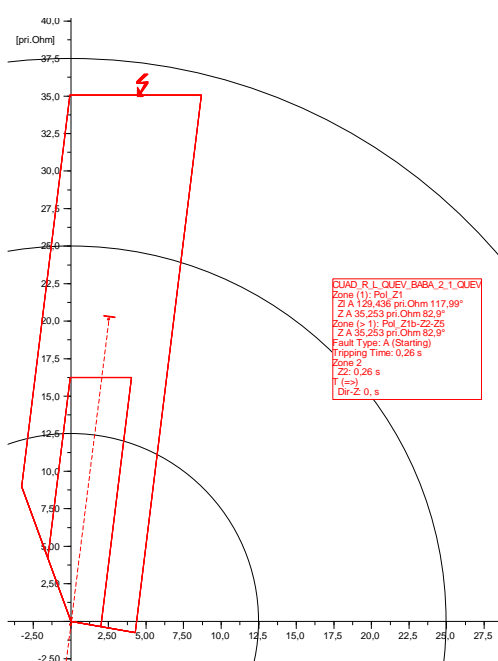


Fig. 5.5. Falla monofásica al 50% de la L/T Santo Domingo – Baba, relé de respaldo.

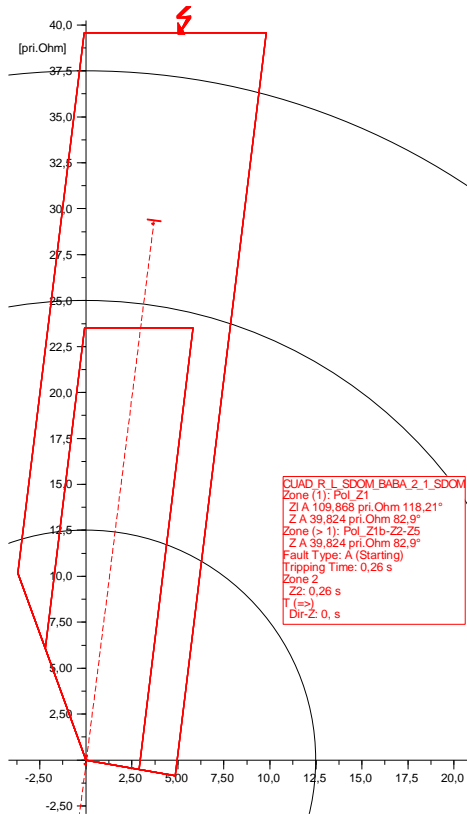


Fig. 5.6. Falla monofásica al 50% de la L/T Baba – Quevedo, relé de respaldo.

La Fig. 5.5 y Fig. 5.6 indican la correcta actuación de las protecciones de respaldo, ya que la falla monofásica al 50% de la línea adyacente a cada uno, es vista por su zona 2 al operar a los 0,26 segundos. Los relés registran impedancias de fase – fase y fase – tierra, estos valores varían debido al factor de compensación, porque tal como se indicó en la ecuación 3.6 para el cálculo de la impedancia fase – fase no se considera k_0 .

Tabla 5.3. Impedancias vistas por las protecciones de respaldo ante fallas monofásicas en el caso base.

FALLAS MONOFÁSICAS					
Nombre de la L/T	% L/T	Máximo		Mínimo	
		Relé de respaldo		Relé de respaldo	
		Sin k_0	Con k_0	Sin k_0	Con k_0
		Z Fase A (ohm)	Z Fase A (ohm)	Z Fase A (ohm)	Z Fase A (ohm)
Santo Domingo – Baba	80%	N/O	N/O	N/O	N/O
	50%	129,436	35,253	130,165	35,398
	10%	95,122	23,450	95,797	23,547
Baba – Quevedo	80%	N/O	N/O	N/O	N/O
	50%	109,868	39,824	110,666	39,988
	10%	98,874	31,678	99,727	31,808

En la Tabla 5.3 se muestra la operación de los relés de respaldo ante fallas monofásicas máximas y mínimas en las líneas de transmisión, donde las protecciones que tendrán la afectación por las fuentes intermedias en los posteriores escenarios de estudio, actúan para el caso base de manera correcta al reconocer su zona 2 las fallas.

En este caso base, puede evidenciarse la correcta actuación de los relés ubicados en los diferentes extremos de las líneas de transmisión. Estos operan de manera adecuada al reconocer y responder a las fallas monofásicas o trifásicas que ocurren en las L/T. Su correcto funcionamiento se verifica en la zona 2 de respaldo, conforme lo describe el apartado 4.4.2.

Además, como muestran las Tablas 5.1, 5.2 y 5.3 las corrientes mínimas asociadas a las fallas, no contribuyen un aporte al análisis de la actuación de la protección de distancia, por tanto, los demás casos solo considerarán fallas con corrientes máximas. También, para los siguientes escenarios de estudio no se toma en cuenta a la línea de transmisión Santo Domingo – Baba, porque ésta no tiene ingreso de fuentes intermedias.

Es relevante mencionar que las gráficas de actuación del relé frente a las fallas en las líneas de transmisión para los diferentes porcentajes, se encuentran disponibles en la sección de anexos. Estos datos complementarios son fundamentales para obtener una visión completa y precisa del comportamiento del relé en sus diversas condiciones de operación.

5.1.2. Caso 1

Este escenario de operación muestra que la incorporación de una fuente de generación al Sistema Eléctrico de Potencia (SEP), tiene un impacto significativo en los valores de impedancia medidos por los relés de respaldo que protegen a sus respectivas líneas de transmisión adyacentes. Esto se debe a que el efecto infeed, al aportar corriente al sistema, puede alterar las características y parámetros eléctricos de la red, lo cual afecta a las zonas de respaldo de los relés por ocasionar una respuesta diferente ante las condiciones de falla.

Para comprender cómo el ingreso del generador afecta a las impedancias que ven los relés, se procede a simular fallas trifásicas y monofásicas a diferentes distancias de la L/T, es decir, al 10%, 50% y 80% de la longitud de la línea.

Tabla 5.4. Impedancias vistas por los relés ante fallas trifásicas en el caso 1.

FALLAS TRIFÁSICAS				
Nombre de la L/T	% L/T	Máxima		
		Relé 1 Z (ohm)	Relé 2 Z (ohm)	Relé de respaldo (ohm)
Santo Domingo – Baba	80%	5,926	23,703	N/O
	50%	14,814	14,814	N/O
	10%	26,660	2,963	23,707
Baba – Quevedo	80%	16,386	4,097	N/O
	50%	10,241	10,241	N/O
	10%	2,048	18,435	31,865

La Tabla 5.4 presenta los valores de impedancia vista por los relés cuando ocurre fallas trifásicas en las líneas de transmisión, donde se evidencia que el aporte de corriente por el

generador, ocasiona el incorrecto funcionamiento del relé de respaldo al no reconocer la falla al 50% de la L/T.

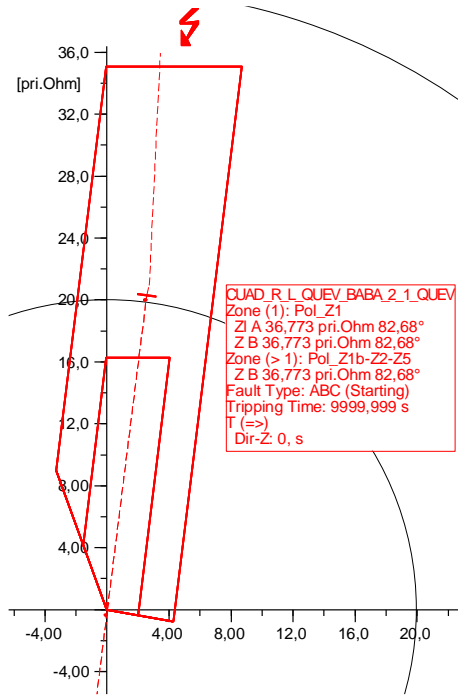


Fig. 5.7. Falla trifásica al 50% de la L/T Santo Domingo – Baba, relé de respaldo.

De acuerdo a la Fig. 5.7, el relé que actuaba correctamente en el caso base, perdió sensibilidad por el efecto infeed al no operar ante la falla, donde, la Tabla 5.5 presenta el error de medición de impedancia entre la medida y la que debería medir la protección. Para obtener el error absoluto (E_{ab}) de la medición se utiliza la siguiente ecuación:

$$E_{ab} = Z_s - Z_{real} \quad (5.1)$$

Donde Z_s representa la impedancia que debería medir el relé de respaldo para actuar ante la falla en la L/T y Z_{real} es la impedancia a la cual puede reconocer la falla [4].

Tabla 5.5. Error de impedancias vistas por el relé de respaldo ante fallas trifásicas de la L/T en el caso 1.

FALLAS TRIFASICAS			
Nombre de la L/T	Relé de respaldo		Error (ohm)
	Z_s (ohm)	Z_{real} (ohm)	
Santo Domingo – Baba	36,773	35,117	1,656
Baba – Quevedo	40,88	39,745	1,135

Como anteriormente pudo observarse, el efecto infeed ocasiona un error en la medición de impedancia por los relés de respaldo, que para la línea de transmisión Santo Domingo – Baba es de 1,656 Ω y en la L/T Baba – Quevedo de 1,135 Ω .

Según los resultados de la simulación, se visualiza que el relé ya no opera en la zona 2 cuando la falla ocurre en la mitad de la L/T, pues ante el efecto infeed la protección puede reconocer la

falla hasta el 45% de la longitud de la línea. Es decir, el relé observa la falla más lejos que donde realmente está, al medir una impedancia aparente variable mayor a la real en el punto de falla.

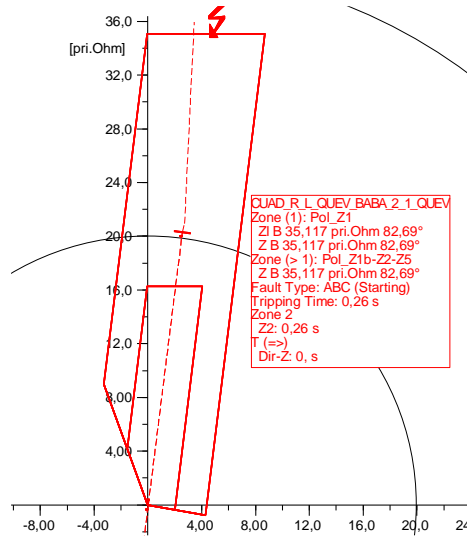


Fig. 5.8. Falla trifásica al 45% de la L/T Santo Domingo – Baba, relé de respaldo.

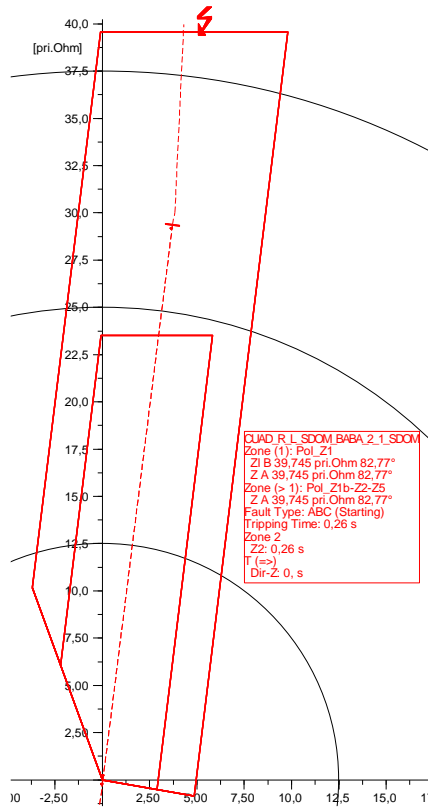


Fig. 5.9. Falla trifásica al 45% de la L/T Baba – Quevedo, relé de respaldo.

La Fig. 5.8 y Fig. 5.9 ilustran claramente como el relé de respaldo experimenta una variación en la percepción de la ubicación de la falla. En el caso base, la protección opera correctamente ante una falla al 50% de la longitud de la línea de transmisión. Sin embargo, con el ingreso de un generador en el sistema, su comportamiento cambia y ahora el relé solo puede actuar a fallas ubicadas hasta el 45% de la L/T.

En la Tabla 5.6 se muestran los valores de impedancia que ve el relé durante fallas monofásicas en las L/T, donde, la incorporación de un generador ocasiona que las protecciones de respaldo no reconozcan las fallas al verlas más lejanas (Fig. 5.10). Esto es resultado del efecto infeed presentado por el nuevo generador, que altera las condiciones y parámetros eléctricos de la red. Como consecuencia, los valores de impedancia medidos por los relés varían y ya no reflejan con precisión la ubicación real de la falla.

Tabla 5.6. Datos de impedancias vistas por el relé ante fallas monofásicas en el caso 1.

FALLAS MONOFÁSICAS							
Nombre de la L/T	% L/T	Máximo					
		Relé 1		Relé 2		Relé de respaldo	
		Sin k_0	Con k_0	Sin k_0	Con k_0	Sin k_0	Con k_0
		Z Fase A (ohm)	Z Fase A (ohm)	Z Fase A (ohm)	Z Fase A (ohm)	Z Fase A (ohm)	Z Fase A (ohm)
Santo Domingo – Baba	80%	29,648	5,931	119,197	23,685	N/O	N/O
	50%	53,853	14,824	100,762	14,812	N/O	N/O
	10%	77,271	26,676	63,156	2,965	83,465	24,792
Baba – Quevedo	80%	79,401	16,380	30,500	4,100	N/O	N/O
	50%	76,421	10,242	48,338	10,249	N/O	N/O
	10%	59,879	2,050	68,138	18,445	86,648	32,789

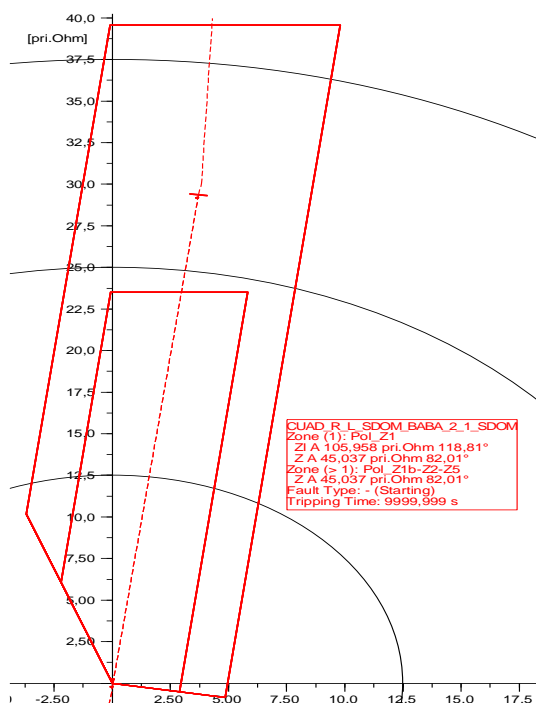


Fig. 5.10. Falla monofásica al 50% de la L/T Baba – Quevedo, relé de respaldo.

De acuerdo a la Tabla 5.7, el efecto infeed genera un error en la medición de impedancia por los relés de respaldo, que para la línea Santo Domingo – Baba es de 6,853 Ω y en la L/T Baba – Quevedo de 5,114 Ω . Donde se evidencia que las fallas monofásicas tienen mayor afectación al SEP, pues ahora la protección solo puede actuar a fallas ubicadas hasta el 33% de la L/T, cuando protegía la mitad de la línea con la calibración inicial en el caso base.

Tabla 5.7. Error de impedancias vistas por las protecciones de respaldo ante fallas monofásicas en el caso 1.

FALLAS MONOFÁSICAS			
Nombre de la L/T	Relé de respaldo		Error (ohm)
	Z _s (ohm)	Z _{real} (ohm)	
Santo Domingo – Baba	41,948	35,095	6,853
Baba – Quevedo	45,037	39,923	5,114

En las siguientes Fig. 5.11 y Fig. 5.12 se ve como los relés de respaldo operan al 33% de la L/T cuando ocurre fallas monofásicas, de esta manera se comprueba que el ingreso del generador afecto a la selectividad del mismo.

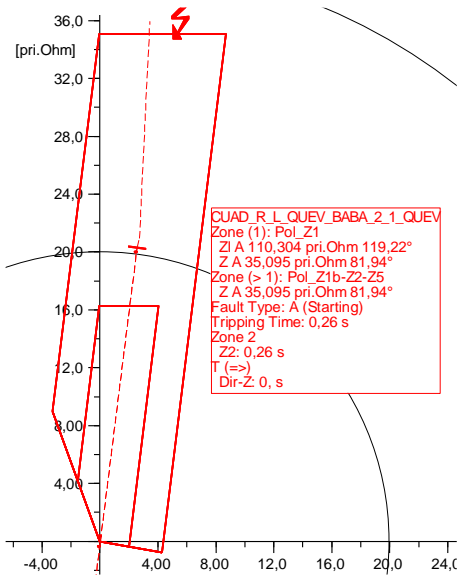


Fig. 5.11. Falla monofásica al 33% de la L/T Santo Domingo – Baba, relé de respaldo.

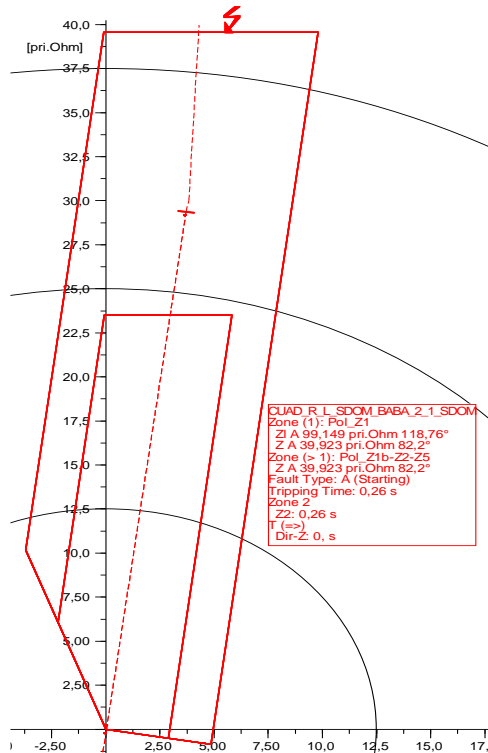


Fig. 5.12. Falla monofásica al 33% de la L/T Baba – Quevedo, relé de respaldo.

5.1.3. Caso 2

En este escenario de operación, se incorporan al SEP dos generadores, los cuales tienen un impacto en los valores de impedancia que detectan los relés ubicados en los diferentes extremos de las líneas de transmisión, por el nuevo aporte de corriente al sistema.

Tabla 5.8. Datos de impedancias vistas por el relé ante fallas trifásicas en el caso 2.

FALLAS TRIFÁSICAS				
Nombre de la L/T	% L/T	Máxima		
		Relé 1 Z (ohm)	Relé 2 Z (ohm)	Relé de respaldo (ohm)
Santo Domingo – Baba	80%	5,926	23,703	N/O
	50%	14,814	14,814	N/O
	10%	26,660	2,963	23,968
Baba – Quevedo	80%	16,386	4,097	N/O
	50%	10,241	10,241	N/O
	10%	2,048	18,435	32,052

Los valores de impedancia vista por los relés cuando ocurre fallas trifásicas en las L/T son visualizados en la Tabla 5.8, donde se evidencia que el ingreso de los generadores causó un aporte de corriente significativo, pues el relé de respaldo ya no reconoce fallas ubicadas al 50% de las líneas de transmisión, tal como muestra la Fig. 5.13.

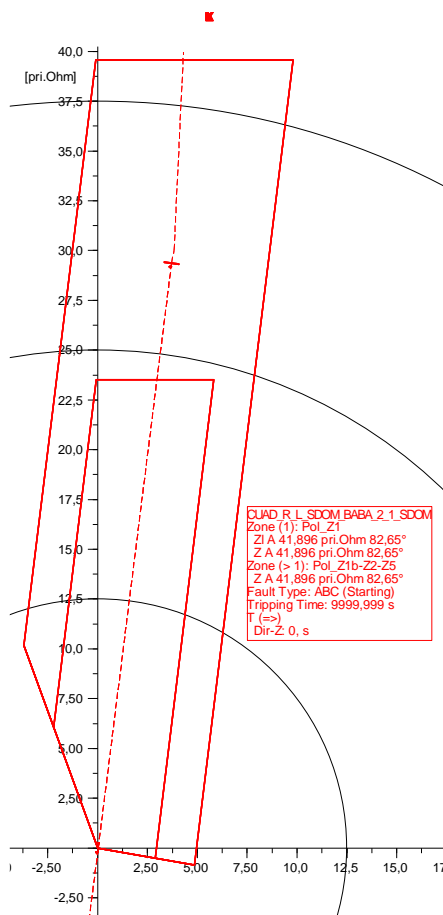


Fig. 5.13. Falla trifásica al 50% de la L/T Baba – Quevedo, relé de respaldo.

Tabla 5.9. Error de impedancias vistas por la protección de respaldo ante fallas trifásicas en el caso 2.

FALLAS TRIFASICAS			
Nombre de la L/T	Relé de respaldo		Error (ohm)
	Z _s (ohm)	Z _{real} (ohm)	
Santo Domingo – Baba	38,265	35,338	2,927
Baba – Quevedo	41,896	39,654	2,242

En la Tabla 5.9 puede visualizarse que el efecto infeed ocasiona un error en la impedancia medida por los relés de respaldo ante fallas trifásicas, que para la línea de transmisión Santo Domingo – Baba es de 2,927 Ω y en la L/T Baba – Quevedo de 2,242 Ω. Donde los relés reconocen las fallas hasta el 41% de las L/T, como muestra la Fig. 5.14 y Fig. 5.15.

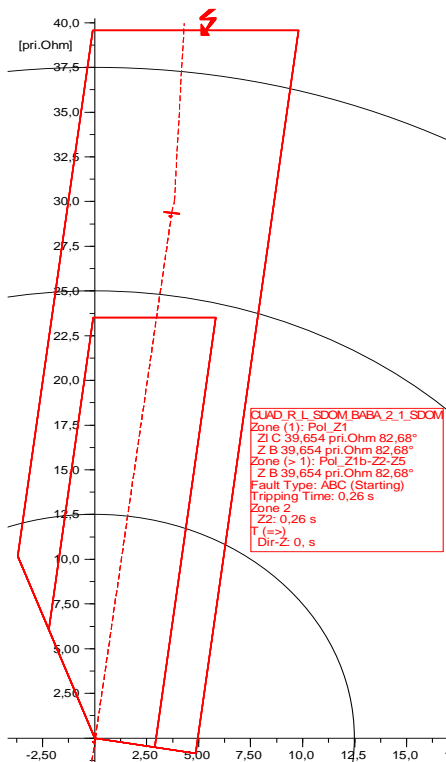


Fig. 5.14. Falla trifásica al 41% de la L/T Baba – Quevedo, relé de respaldo.

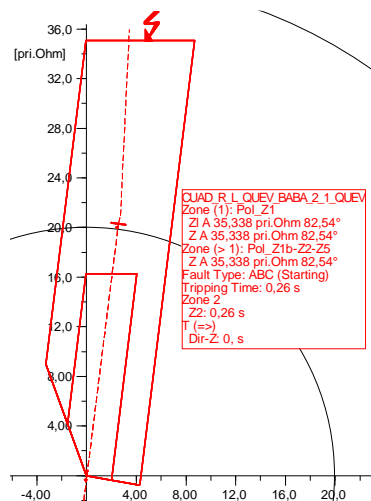


Fig. 5.15. Falla trifásica al 41% de la L/T Santo Domingo – Baba, relé de respaldo.

Tabla 5.10. Datos de impedancias vistas por el relé ante fallas monofásicas en el caso 2.

FALLAS MONOFÁSICAS							
Nombre de la L/T	% L/T	Máximo					
		Relé 1		Relé 2		Relé de respaldo	
		Sin k_0	Con k_0	Sin k_0	Con k_0	Sin k_0	Con k_0
		Z Fase A (ohm)	Z Fase A (ohm)	Z Fase A (ohm)	Z Fase A (ohm)	Z Fase A (ohm)	Z Fase A (ohm)
Santo Domingo – Baba	80%	29,401	5,931	112,334	23,696	N/O	N/O
	50%	52,481	14,824	92,866	14,817	N/O	N/O
	10%	71,618	26,675	53,830	2,965	77,630	25,909
Baba – Quevedo	80%	74,471	16,386	30,163	4,100	N/O	N/O
	50%	69,568	10,245	46,752	10,249	N/O	N/O
	10%	50,566	2,050	62,509	18,440	80,415	33,682

En la Tabla 5.10 se exponen los valores de impedancia percibidos por el relé durante fallas monofásicas en las L/T. La incorporación de dos generadores al sistema tiene un impacto considerable, pues los relés de respaldo no reconocen las fallas al observarlas más lejos que donde realmente están, tal como indica la Fig. 5.16.

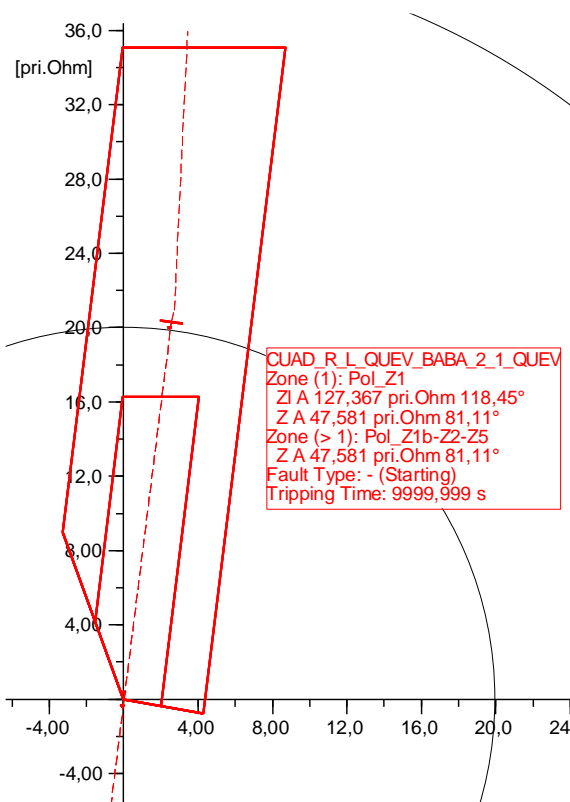


Fig. 5.16. Falla monofásica al 50% de la L/T Santo Domingo – Baba, relé de respaldo.

Este error se atribuye al efecto infeed generado por ambos generadores, lo cual provoca alteraciones en las condiciones y parámetros eléctricos de la red. Como consecuencia, los valores de impedancia medidos por los relés de respaldo varían y ya no reflejan con precisión la ubicación real de la falla.

Tabla 5.11. Error de impedancias vistas por el relé de respaldo ante fallas monofásicas en el caso 2.

FALLAS MONOFÁSICAS			
Nombre de la L/T	Relé de respaldo		Error (ohm)
	Z _s (ohm)	Z _{real} (ohm)	
Santo Domingo – Baba	47,581	35,120	12,461
Baba – Quevedo	49,215	39,656	9,559

Según la Tabla 5.11, el efecto infeed genera un error en la medición de impedancia por los relés de respaldo, que para la línea Santo Domingo – Baba es de 12,461 Ω y en la L/T Baba – Quevedo de 9,559 Ω. Estos resultados evidencian que las fallas monofásicas tienen una afectación mayor en el sistema eléctrico de potencia, ya que para que el relé opere correctamente, la falla debe ocurrir hasta el 25% de la longitud de las líneas, en lugar del 50% establecido con la calibración inicial.

Esta diferencia en la ubicación de la falla requerida para activar el relé se debe directamente al efecto infeed causado por la presencia de generadores en el sistema. Este fenómeno altera la percepción de la impedancia por parte de los relés de respaldo, lo que afecta su capacidad para detectar las fallas con precisión y operar en la zona correcta de protección (véase Fig. 5.17 y Fig. 5.18).

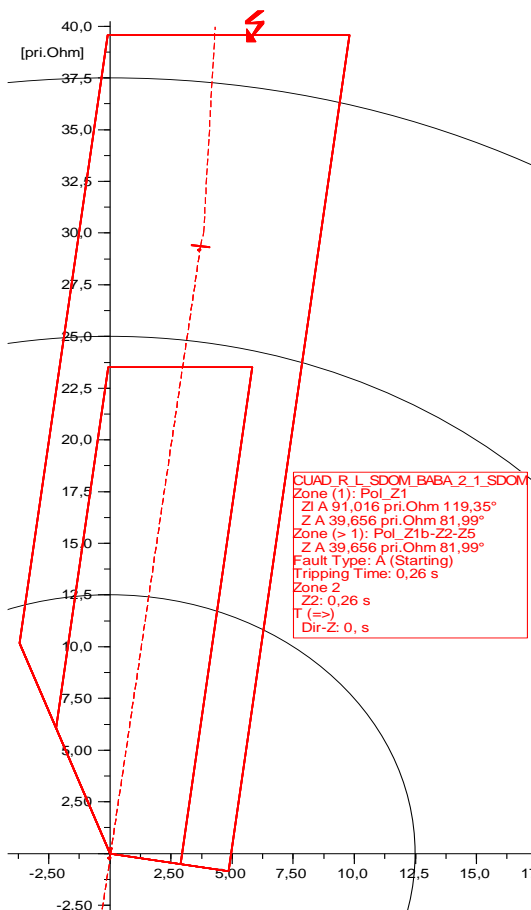


Fig. 5.17. Falla monofásica al 25% de la L/T Baba – Quevedo, relé de respaldo.

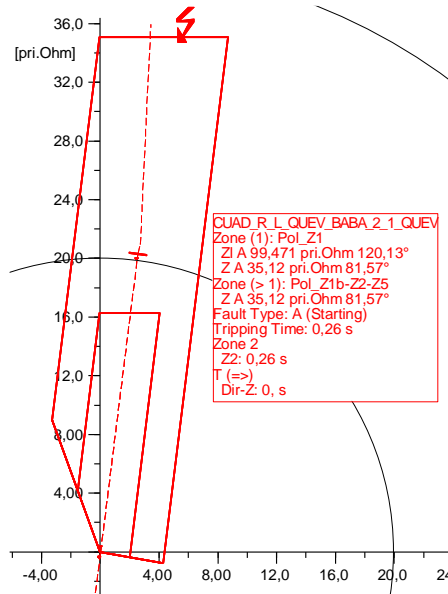


Fig. 5.18. Falla monofásica al 25% de la L/T Santo Domingo – Baba, relé de respaldo.

En la Fig. 5.19 se presenta la configuración de los relés conforme al plano distancia – tiempo, donde, puede apreciarse cómo las protecciones están ajustadas para operar en las zonas que les corresponden según su calibración.

Adicionalmente, se muestra que cada relé está correctamente configurado para proteger una zona específica de la L/T y, en caso de que ocurra una falla, los relés se activarán de manera secuencial para brindar protección de respaldo y asegurar el sistema.

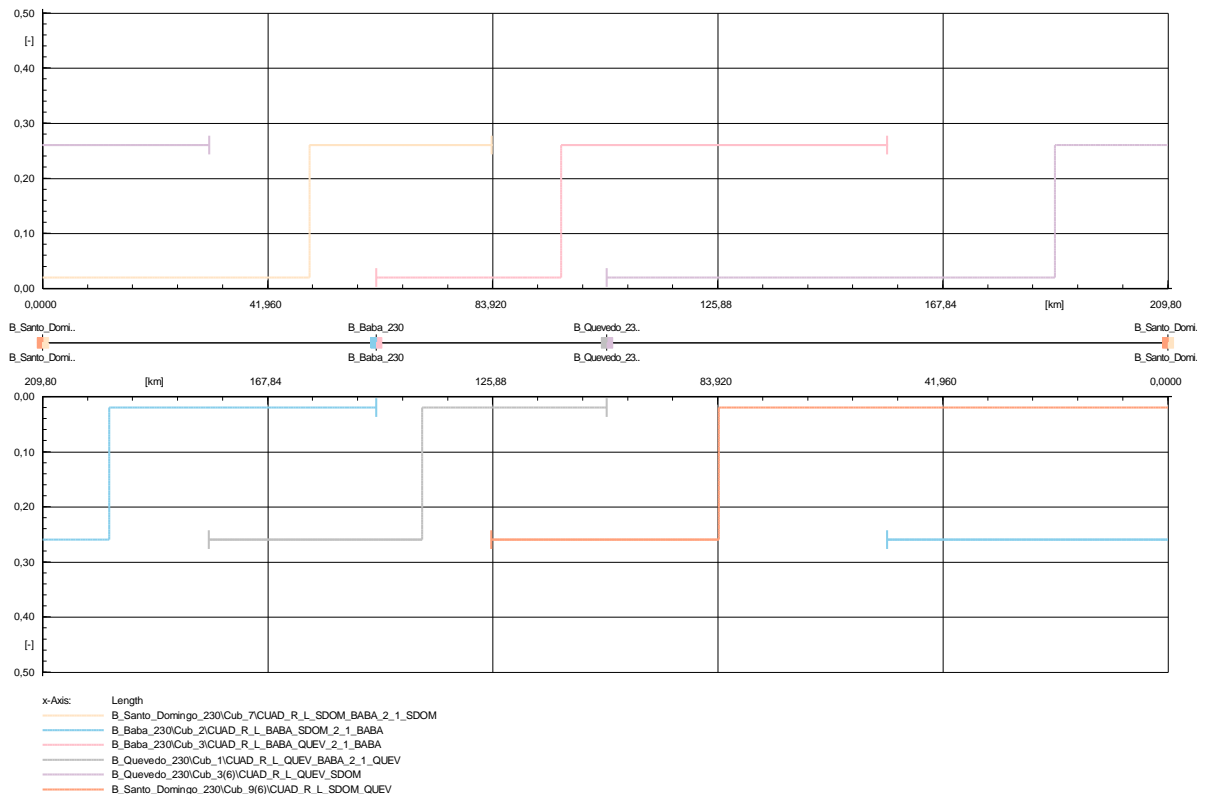


Fig. 5.19. Actuación de los relés en sus zonas de operación en plano tiempo – distancia.

6. CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES

6.1. CONCLUSIONES

- De acuerdo al análisis del comportamiento de la protección de distancia en diferentes escenarios de operación, los relés que deben actuar sin ingreso de generadores en la barra Baba (caso base), operan de manera selectiva en las zonas que les corresponde, lo cual confirma su adecuada calibración.
- Cuando se conecta un generador a la barra Baba (caso 1), causa que el relé que esta calibrado para ver fallas hasta el 50% de la línea de transmisión en la zona 2, solo actúe hasta el 45% en fallas trifásicas, mientras que para fallas monofásicas opera hasta el 33%.
- El ingreso de dos generadores en la barra Baba (caso 2), afecta a la calibración del relé en la zona 2, porque en fallas trifásicas opera hasta el 41% de distancias de la línea de transmisión mientras que en fallas monofásicas hasta el 25%, cuando en su coordinación inicial protegía hasta el 50% de la L/T.
- La disminución en la cobertura de las zonas de protección de los relés de distancia, se atribuye directamente al aporte de corriente proveniente de los generadores que se conectan a la barra Baba.

6.2. RECOMENDACIONES

- Para el ajuste de las zonas de protección se debe considerar la topología de la red con el fin de evitar que no se traslapen las mismas.
- Analizar cómo afecta el efecto infeed en la detección de fallas, a otro tipo de protección como es el relé de sobrecorriente.
- Realizar simulaciones de cortocircuitos con resistencia de falla en las líneas de transmisión, para analizar el impacto en la actuación de los relés de distancia.
- Con la finalidad de evitar errores de sobrealcance se debe recurrir a esquemas de tele protección o bien aceptar disparos secuenciales de las protecciones, cuando lo primero no sea posible y lo segundo no sea aceptable, habrá de disponerse de protecciones de respaldo local.

7. REFERENCIAS

- [1] IEA, “World Energy Outlook 2017”, *IEA*, 2017. <https://www.iea.org/reports/world-energy-outlook-2017> (consultado el 28 de mayo de 2022).
- [2] OLADE, “Panorama Energético De América Latina Y el Caribe 2022”, *sieLAC*, 2022. <https://sielac.olade.org/WebForms/Reportes/VisorDocumentos.aspx?or=453&documentoId=10000016> (consultado el 23 de mayo de 2023).
- [3] Ministerio De Energía Y Recursos Naturales No Renovables y Instituto de Investigación Geológico y Energético - IIGE, “Balance Energético Nacional”, 2021. Consultado: el 19 de julio de 2022. [En línea]. Disponible en: https://www.recursosyenergia.gob.ec/wp-content/uploads/2022/08/Balance_Energe%CC%81tico_Nacional_2021-VF_opt.pdf
- [4] Antonio Chamorro, *Protecciones de Distancia - Guía de Aplicación*, 1ra. ed. Madrid: AREVA T&D, Automation & Information Systems, 2005.
- [5] SERCOP, “Infraestructura del SNT”, *CELEP - EP*, 2022. <https://www.celec.gob.ec/transelectric/index.php/unidades-de-negocio/infraestructura-del-snt> (consultado el 21 de mayo de 2023).
- [6] V. Flores, “Identificación de Fallas Críticas en el Sistema Nacional Interconectado del Ecuador y Diseño de un Esquema de Protección Sistémica”, *Revista Técnica “energía”*, vol. 10, núm. 1, ene. 2014, doi: 10.37116/REVISTAENERGIA.V10.N1.2014.96.
- [7] CENACE, “Informe Anual 2022”, Quito, abr. 2023.
- [8] R. H. Zambrano, “Sistemas de protecciones eléctricas a nivel de 500 kV aplicación subestación Pifo”, Tesis Ing., EPN, Quito, Ecuador, 2009.
- [9] M. A. 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”, Tesis Ing., EPN, Quito, Ecuador, 2018.
- [10] R. X. Pelaes, “Coordinación automática de protecciones de distancia en líneas de transmisión frente a una contingencia extrema”, Tesis Ing., UPS, Quito, Ecuador, 2019.
- [11] A. Elnozahy, K. Sayed, y M. Bahyeldin, “Artificial Neural Network Based Fault Classification and Location for Transmission Lines”, *IEEE Conference on Power Electronics and Renewable Energy (CPERE)*, pp. 140–144, 2019.
- [12] E. Harper, *Fundamentos de protección de sistemas eléctricos*, 2da. ed. México D.F, México: Limusa, 1996.
- [13] S. Ramírez, *Protección de sistemas eléctricos*, 1ra. ed. Manizales, Colombia: UNAL, 2003.
- [14] J. Fonseca, “Análisis del efecto del flujo de potencia en el desempeño de la protección de distancia de líneas de transmisión”, Tesis Ing., EPN, Quito, Ecuador, 2022.
- [15] G. Ziegler, *Numerical distance protection, principales and applications*, 4ta. ed. Siemens, 2011.
- [16] COES, “Criterios de ajuste y coordinación de los sistemas de protección del SEIN”, Perú, jul. 2022. Consultado: el 29 de mayo de 2023. [En línea]. Disponible en: <https://www.coes.org.pe/portal/browser/download?url=Operaci%C3%B3n%20Estudios%20Operacion%20del%20SEIN%20Estudio%20de%20Coordinaci%C3%B3n%20de%20las%20Protecciones%20FECP%202022%20Anexo%2008%20-%20Criterios%20para%20el%20Ajuste%20y%20la%20Coordinaci%C3%B3n%20de%20>

0Protecciones%2FAnexo%208%20Criterios%20de%20Ajuste%20y%20Coordinacion%20de%20Proteccion.pdf

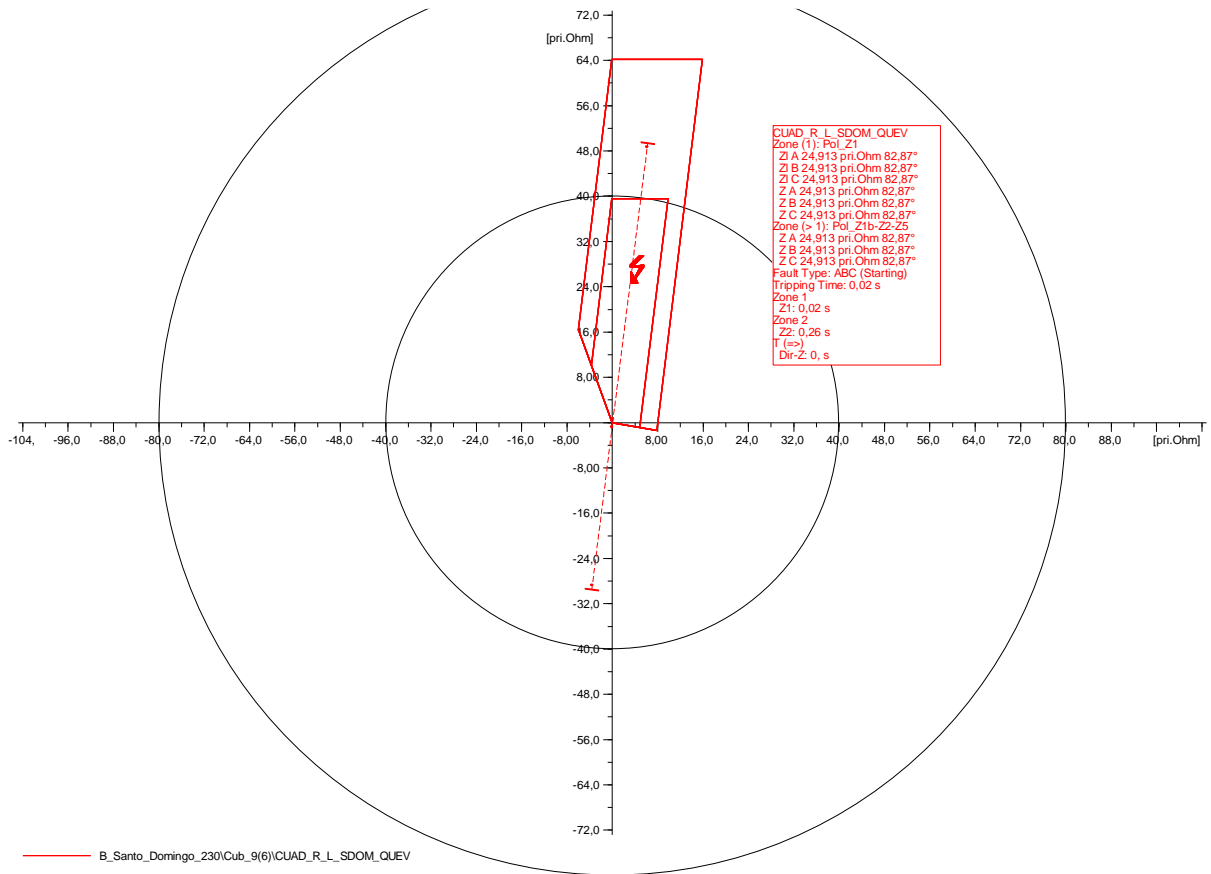
- [17] P. M. Anderson, *Power system protection*. Canadá: IEEE PRESS, 1999.
- [18] Y. G. Paithankar y S. R. Bhide, *Fundamentals of Power System Protection*, 2da. ed. Nagpur, India: Prentice-Hall, 2010.
- [19] H. J. Altuve y E. O. Schweitzer, *Modern Solutions for Protection, Control and Monitoring of Electric Power Systems*, 3era. ed. Washington. U.S.A: Quality Books, 2010.
- [20] Siemens, “Protection systems answers for infrastructure”, 2020. Consultado: el 29 de julio de 2022. [En línea]. Disponible en: https://cache.industry.siemens.com/dl/files/608/109802608/att_1081723/v1/IC1000-K4400-A101-A8-7600_SIP4_E8_8.1_en.pdf
- [21] J. Lewis y T. J. Domin, *Protective Relaying Principles and Applications*, 3era. ed. Nueva York: CRC Press, 2007.
- [22] IEC, “Short-circuit currents in three-phase a.c. systems. Part 0: Calculation of currents”, 60909, enero de 2016
- [23] Comisión Nacional de Energía, “Cálculo de nivel máximo de cortocircuito”, Consultado: el 29 de enero de 2023. [En línea]. Disponible en: <https://www.cne.cl/wp-content/uploads/2019/12/C%3%81LCULO-DE-NIVEL-M%3%81XIMO-DE-CORTOCIRCUITO.pdf>
- [24] S. H. Horowitz y A. G. Phadke, *Power system relaying*, 3era. ed. Inglaterra: Wiley/Research Studies Press, 2008.
- [25] W. A. Elmore, *Protective Relaying Theory and Applications*, 2da. ed. Nueva York. U.S.A.: MARCEL. DEKKER, 2000.
- [26] R. Reinoso, “Desarrollo de casos de estudio en base al sistema nacional interconectado de Ecuador para el análisis de sistemas eléctricos de potencia”, Tesis Ing., UTC, Latacunga, Ecuador, 2022.
- [27] CELEP.EP, “Capítulo III: Descripción de la subestación el inga 500/230/138 kV”. Consultado: el 29 de mayo de 2023. [En línea]. Disponible en: https://www.celec.gob.ec/transselectric/images/stories/baners_home/EIA/cap3_se_el_inga.pdf

8. ANEXOS

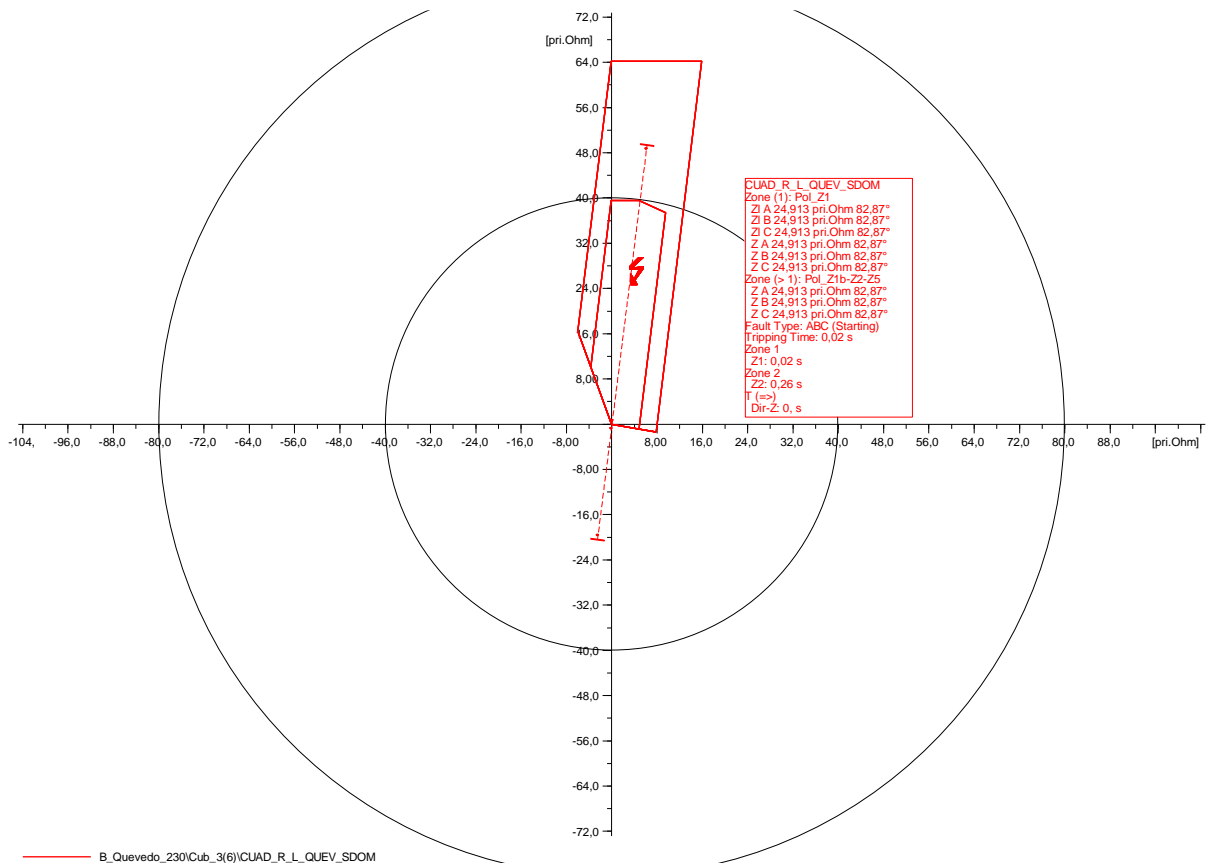
Anexo 1. Informe anti plagio proyecto de titulación.

Facultad:	Ciencias de la Ingeniería y Aplicadas												
Carrera:	Ingeniería en Electricidad												
Nombre del docente evaluador que emite el informe:	Ing. MSc. Proaño Maldonado Xavier Alfonso												
Documento evaluado:	Evaluación del comportamiento de la protección de distancia (21) considerando el efecto infeed en diferentes escenarios de operación												
Autores del documento:	Paola Jaqueline Padilla Choca												
Programa de similitud utilizado:	Sistema Compilatio												
Porcentaje de similitud según el programa utilizado:	3%												
Observaciones: Calificación de originalidad atendiendo a los siguientes criterios: <ul style="list-style-type: none"> • El documento cumple criterios de originalidad, sin observaciones. • El documento cumple criterios de originalidad, con observaciones. • El documento no cumple criterios de originalidad. 	-- X -- ----- -----												
Fecha de realización del informe:	08/08/2023												
Captura de pantalla del documento analizado:													
<p>CERTIFICADO DE ANÁLISIS magister</p> <p>2023-08-08_Padilla</p> <p>3% Similitudes</p> <p>2% Texto entre comillas < 1% similitudes entre comillas</p> <p>0% Idioma no reconocido</p> <table border="1"> <tr> <td>Nombre del documento: 2023-08-08_Padilla.pdf</td> <td>Depositante: XAMER ALFONSO PROAÑO MALDONADO</td> <td>Número de palabras: 12.745</td> </tr> <tr> <td>ID del documento: 6066a2e27bf6e17bcf4ece22f25fda06a797944</td> <td>Fecha de depósito: 8/8/2023</td> <td>Número de caracteres: 84.403</td> </tr> <tr> <td>Tamaño del documento original: 1,65 MB</td> <td>Tipo de carga: interface</td> <td></td> </tr> <tr> <td></td> <td>fecha de fin de análisis: 8/8/2023</td> <td></td> </tr> </table>		Nombre del documento: 2023-08-08_Padilla.pdf	Depositante: XAMER ALFONSO PROAÑO MALDONADO	Número de palabras: 12.745	ID del documento: 6066a2e27bf6e17bcf4ece22f25fda06a797944	Fecha de depósito: 8/8/2023	Número de caracteres: 84.403	Tamaño del documento original: 1,65 MB	Tipo de carga: interface			fecha de fin de análisis: 8/8/2023	
Nombre del documento: 2023-08-08_Padilla.pdf	Depositante: XAMER ALFONSO PROAÑO MALDONADO	Número de palabras: 12.745											
ID del documento: 6066a2e27bf6e17bcf4ece22f25fda06a797944	Fecha de depósito: 8/8/2023	Número de caracteres: 84.403											
Tamaño del documento original: 1,65 MB	Tipo de carga: interface												
	fecha de fin de análisis: 8/8/2023												
<p>Ing. MSc. Proaño Maldonado Xavier Alfonso</p> <p>C.C. 050265642-4</p>													

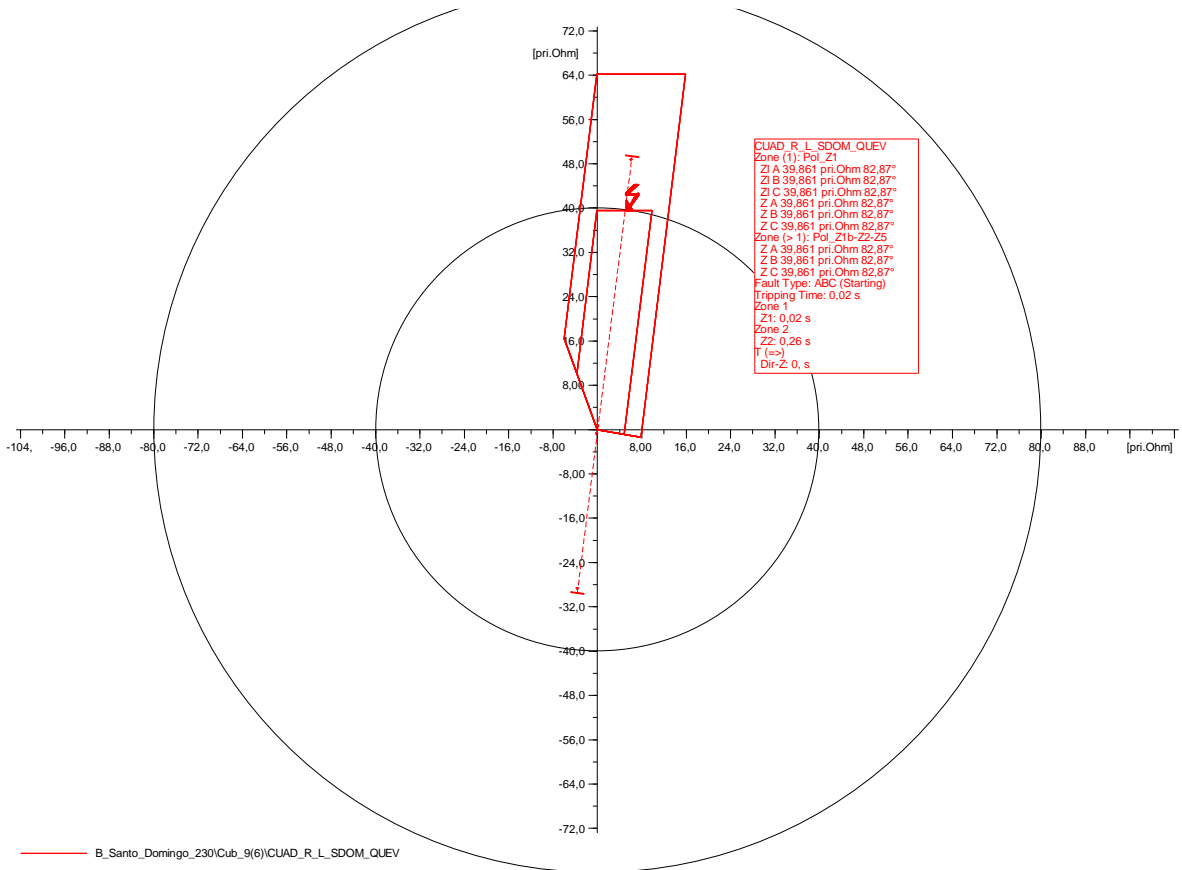
Anexo 2. Falla trifásica al 50% de la L/T Santo Domingo – Quevedo (Caso base), relé 1.



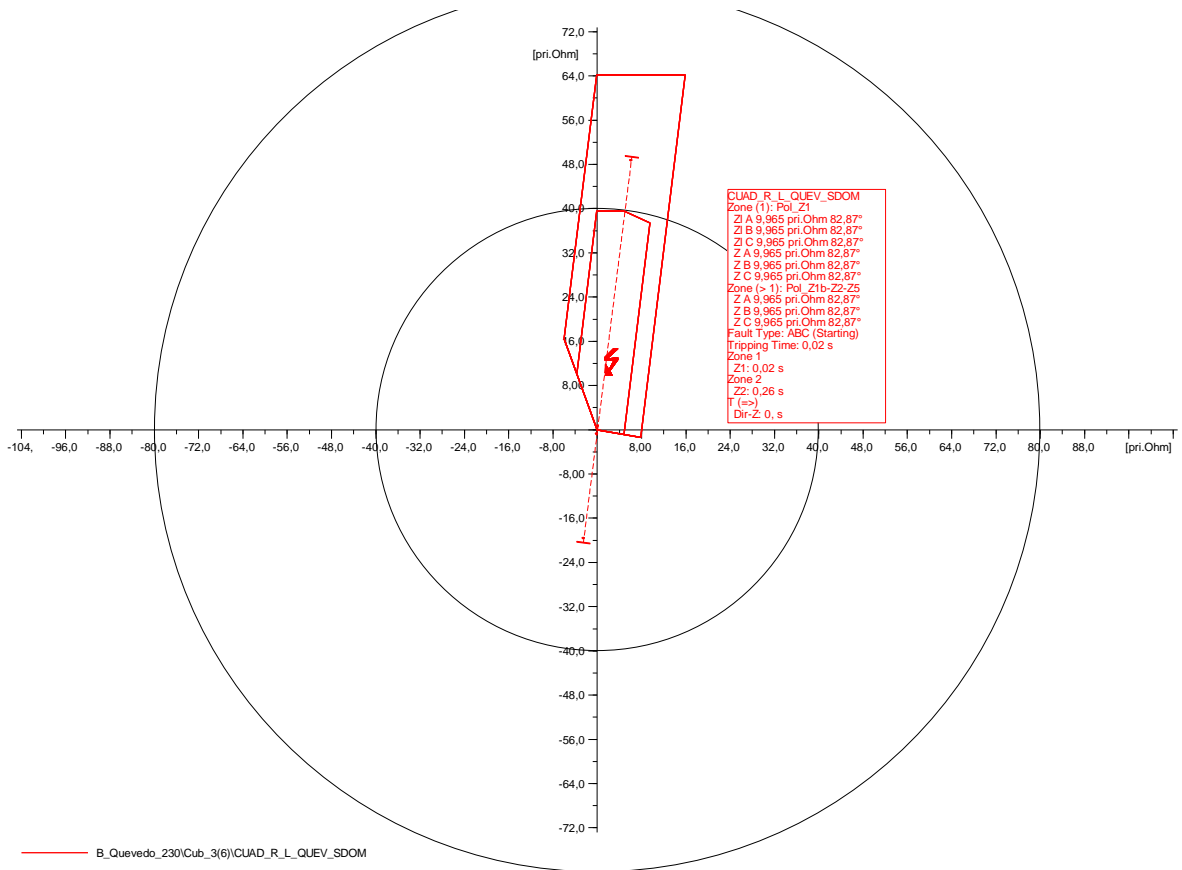
Anexo 3. Falla trifásica al 50% de la L/T Santo Domingo – Quevedo (Caso base), relé 2.



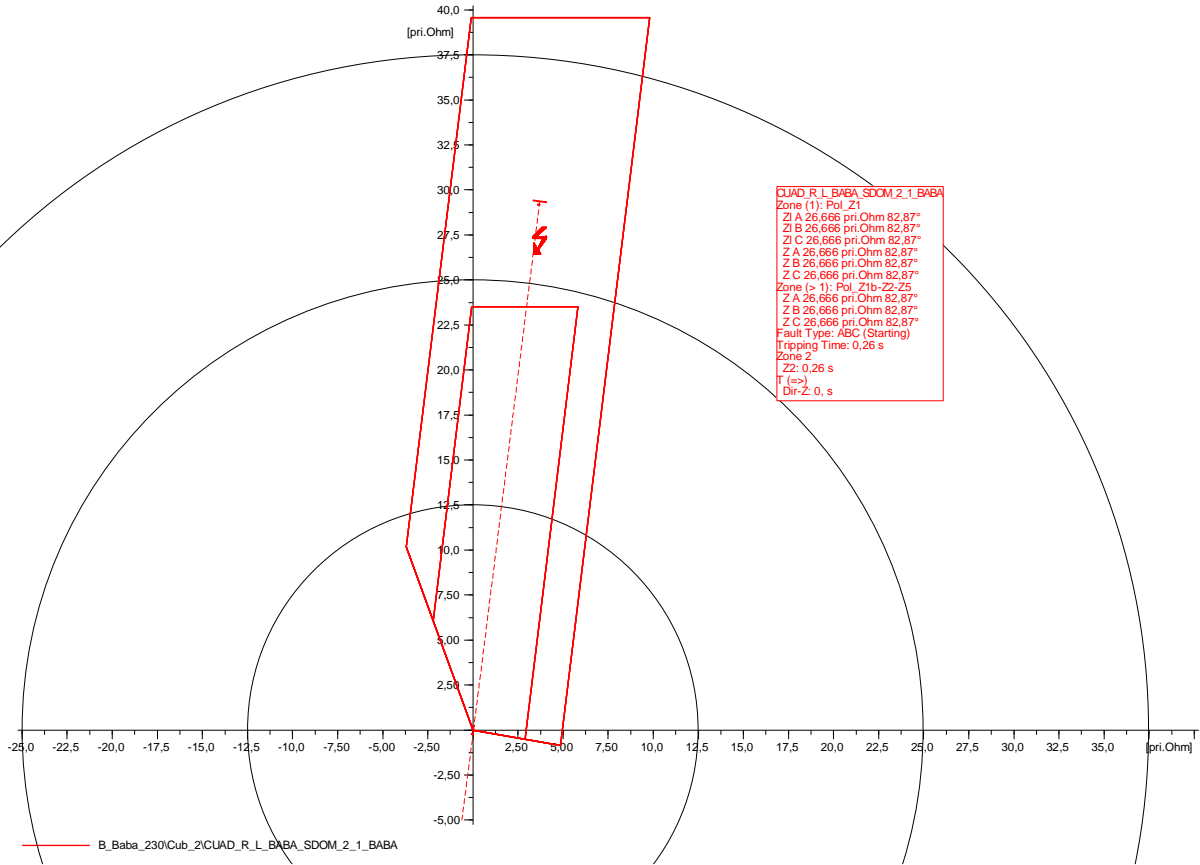
Anexo 4. Falla trifásica al 80% de la L/T Santo Domingo – Quevedo (Caso base), relé 1.



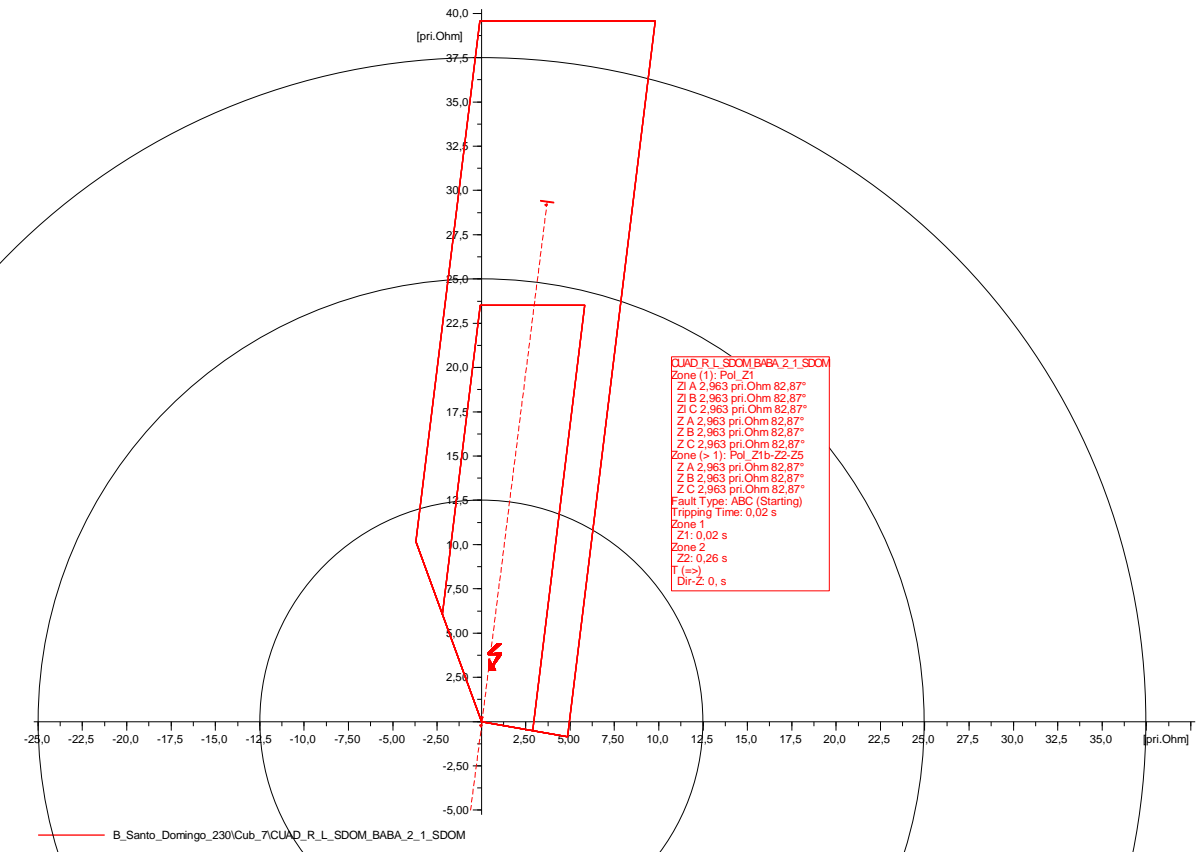
Anexo 5. Falla trifásica al 80% de la L/T Santo Domingo – Quevedo (Caso base), relé 2.



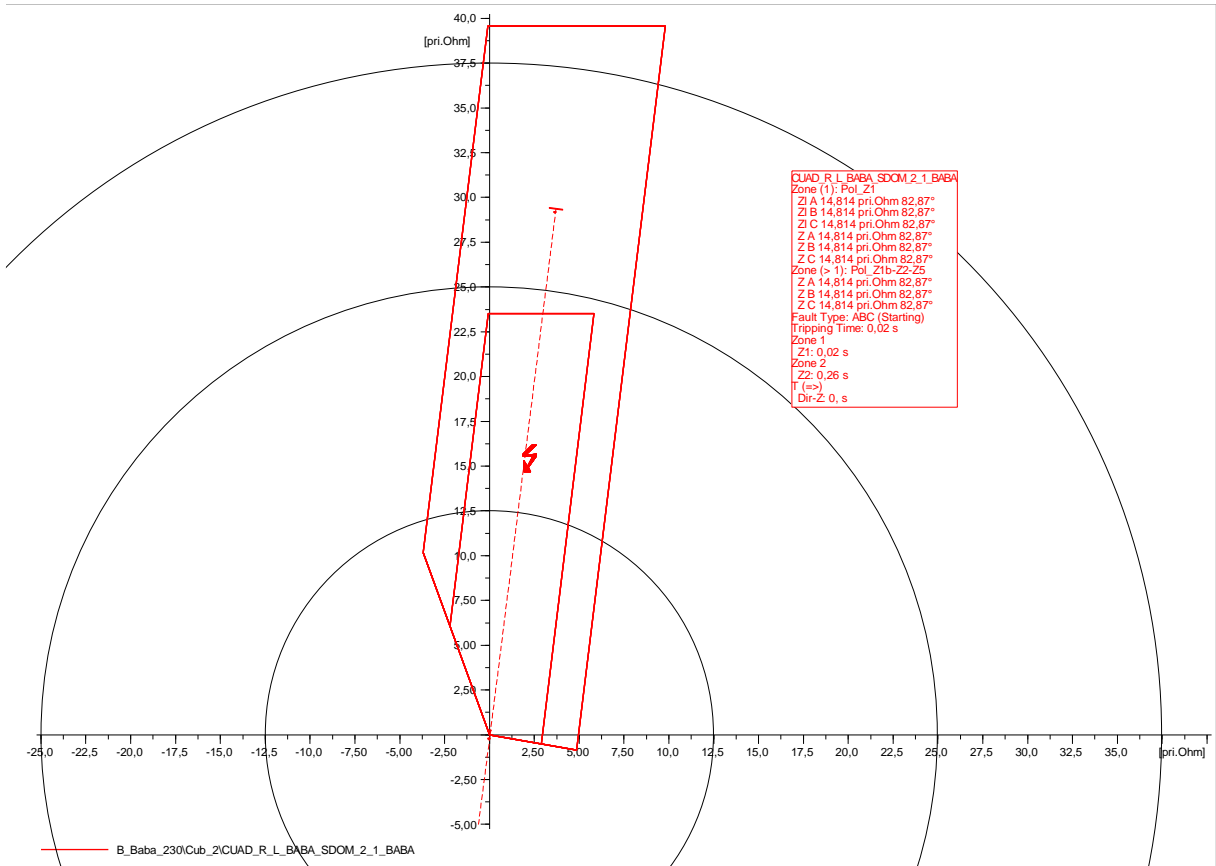
Anexo 6. Falla trifásica al 10% de la L/T Santo Domingo – Baba (Caso base), relé 1.



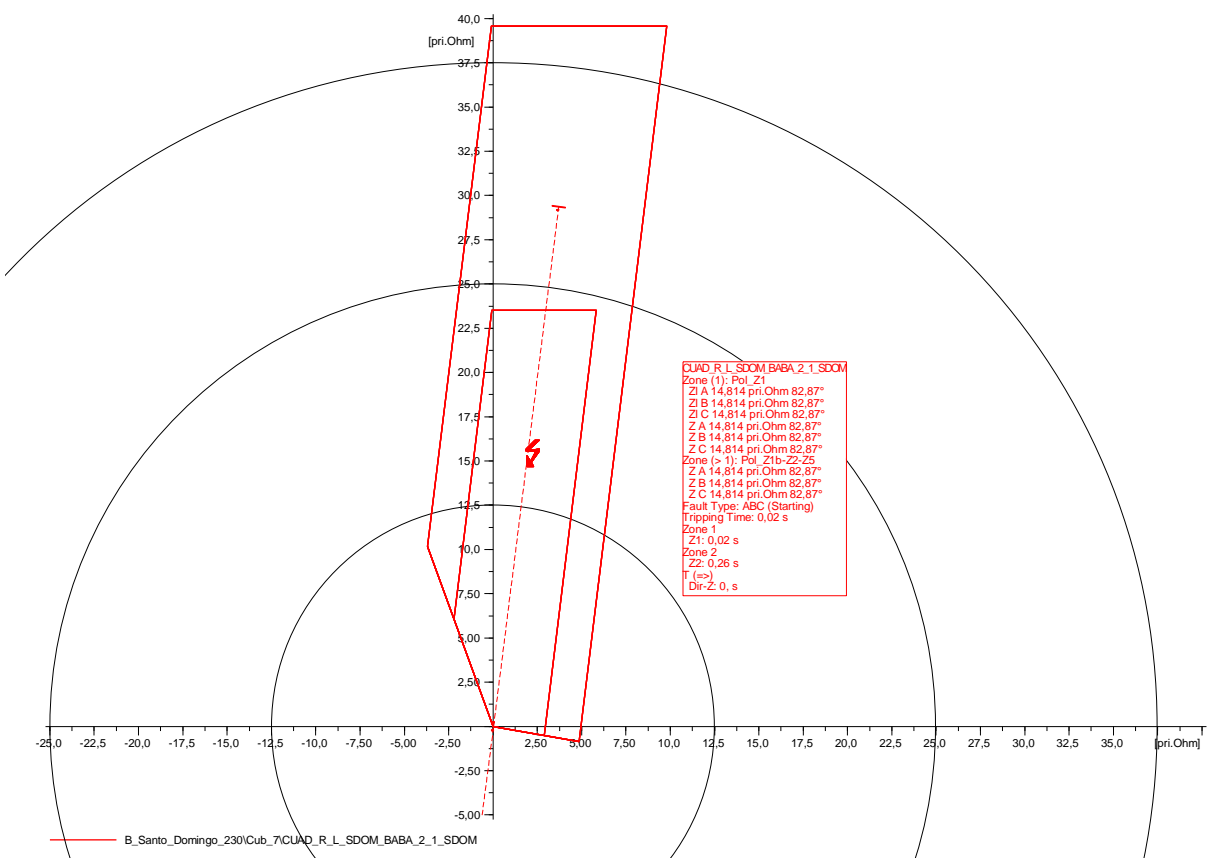
Anexo 7. Falla trifásica al 10% de la L/T Santo Domingo – Baba (Caso base), relé 2.



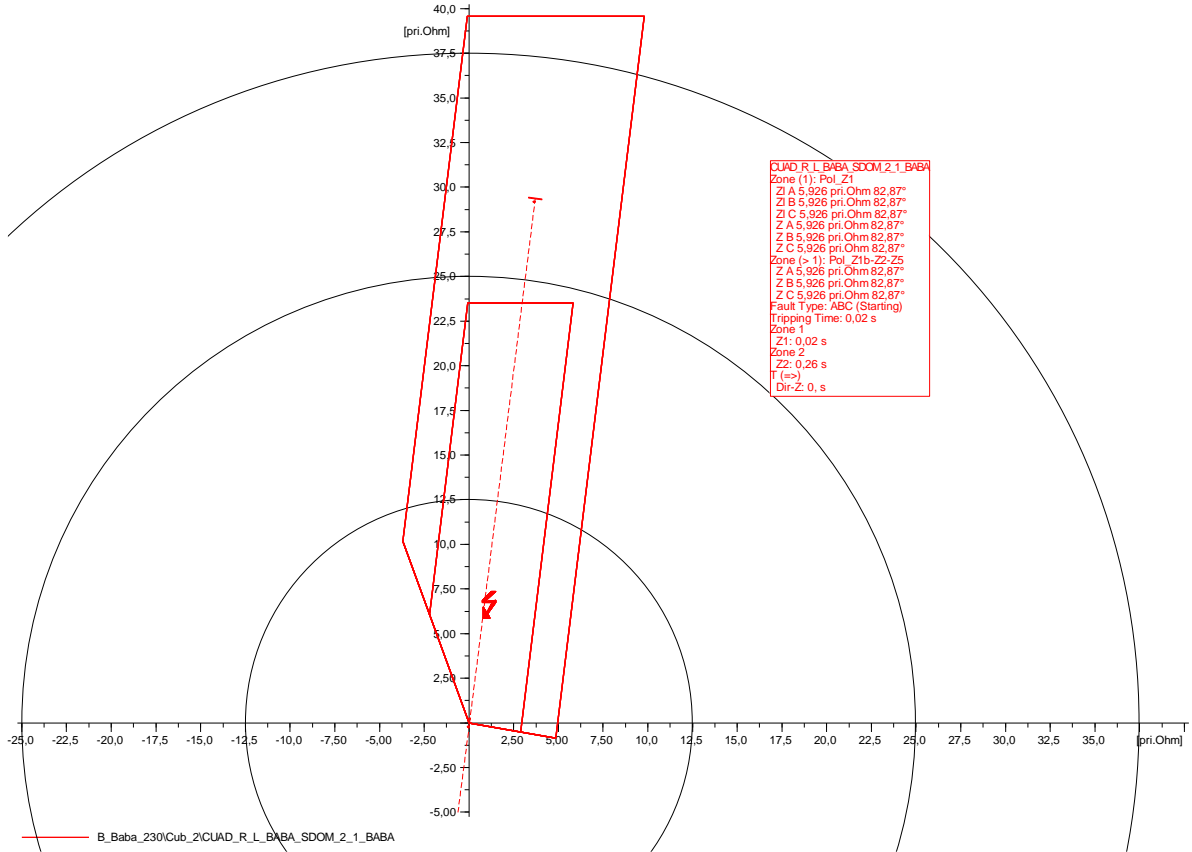
Anexo 8. Falla trifásica al 50% de la L/T Santo Domingo – Baba (Caso base), relé 1.



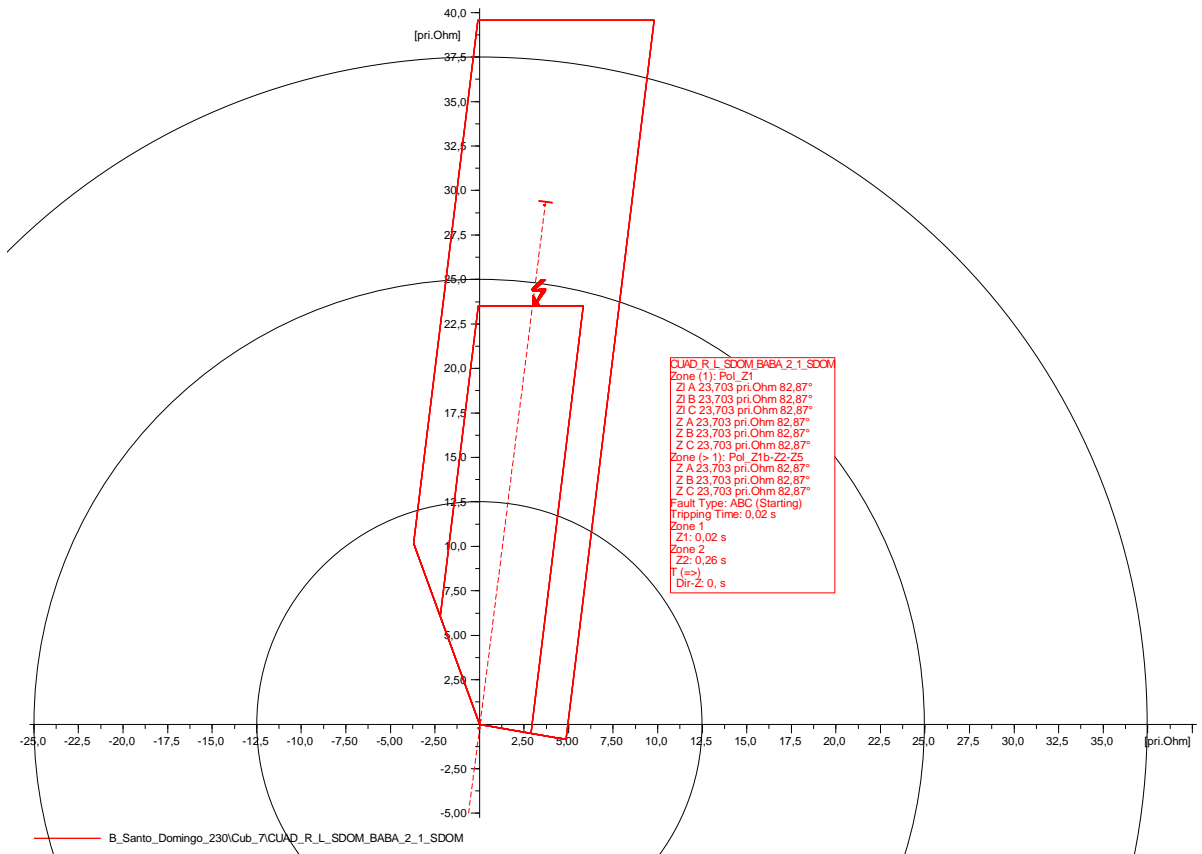
Anexo 9. Falla trifásica al 50% de la L/T Santo Domingo – Baba (Caso base), relé 2.



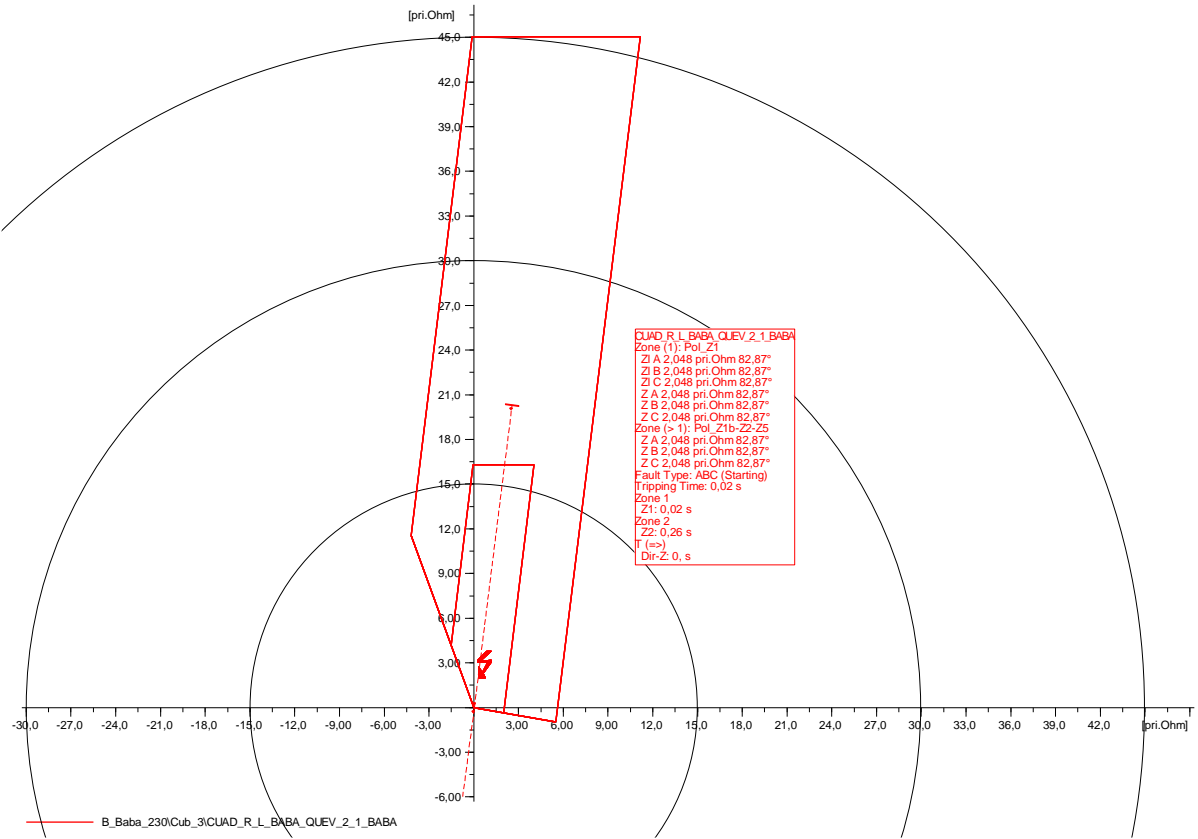
Anexo 10. Falla trifásica al 80% de la L/T Santo Domingo – Baba (Caso base), relé 1.



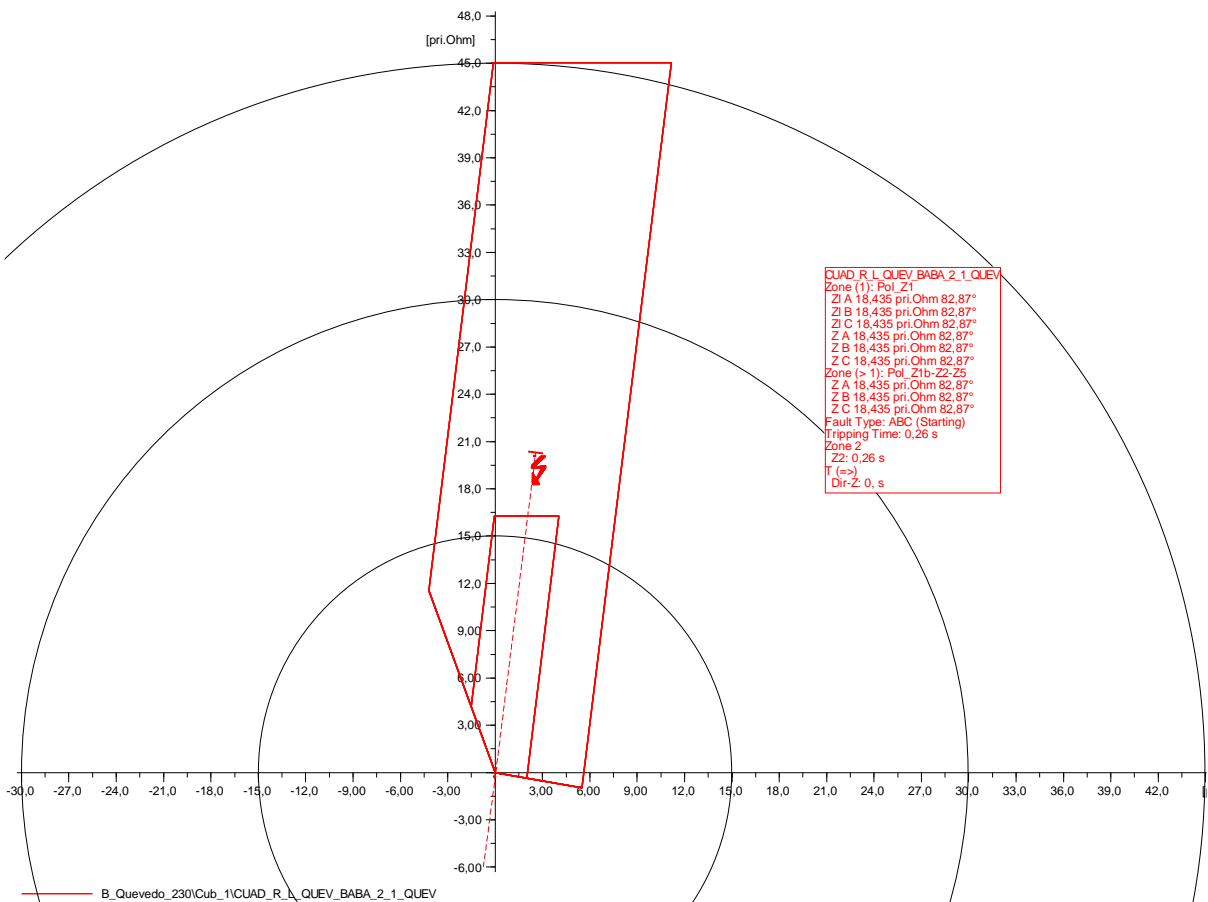
Anexo 11. Falla trifásica al 80% de la L/T Santo Domingo – Baba (Caso base), relé 2.



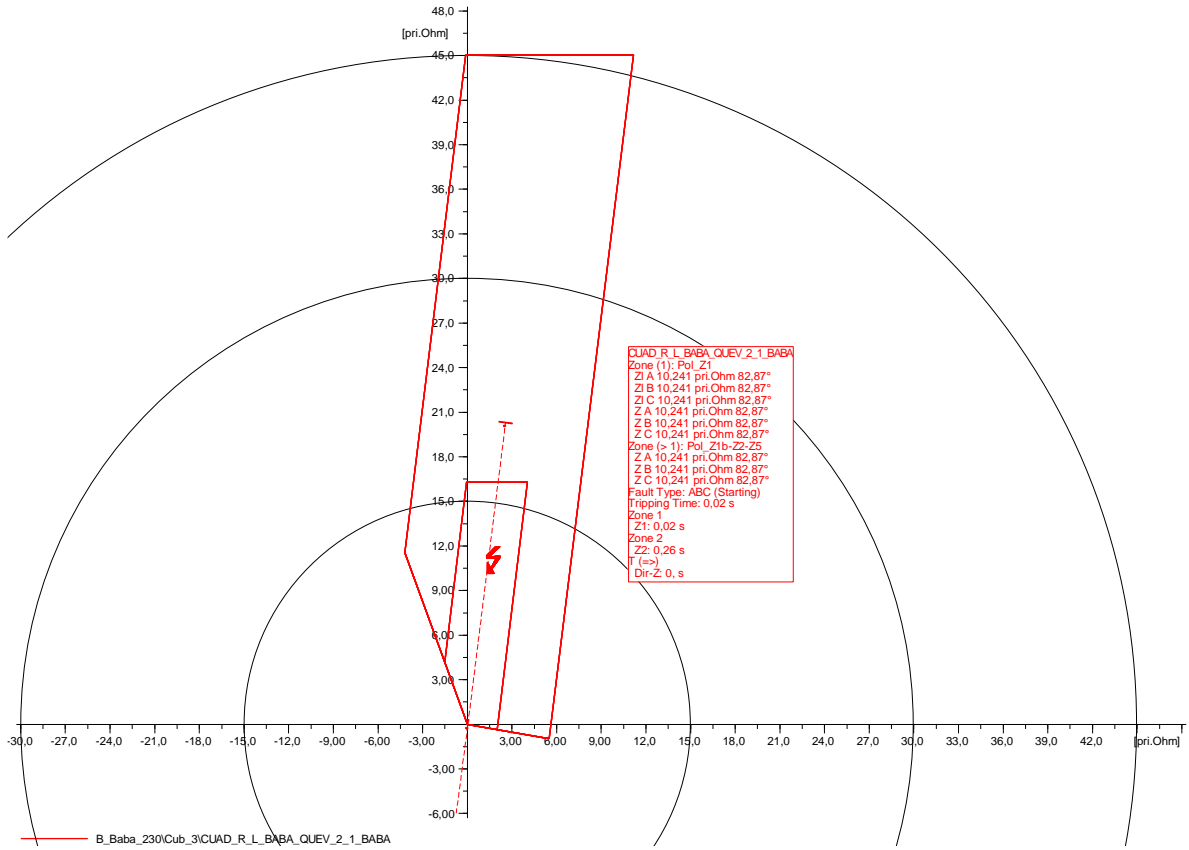
Anexo 12. Falla trifásica al 10% de la L/T Baba – Quevedo (Caso base), relé 1.



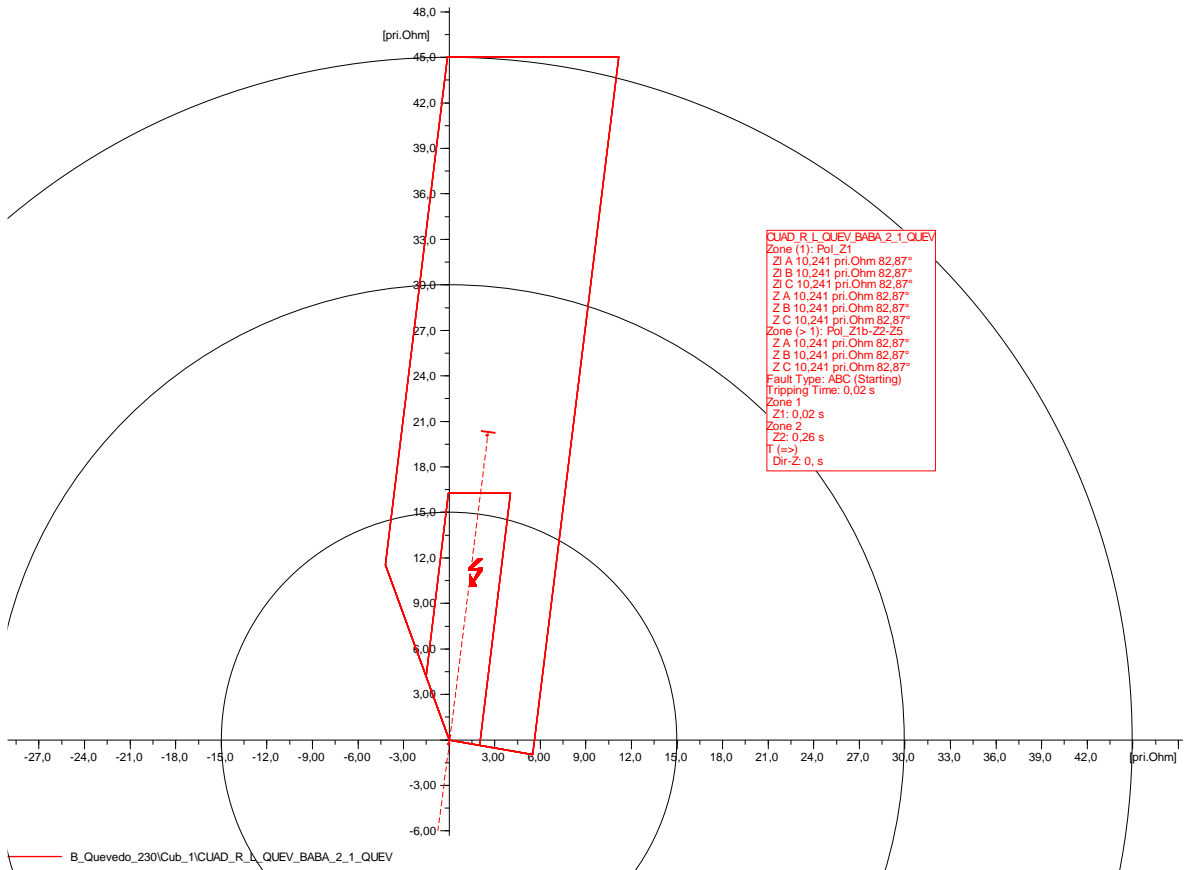
Anexo 13. Falla trifásica al 10% de la L/T Baba – Quevedo (Caso base), relé 2.



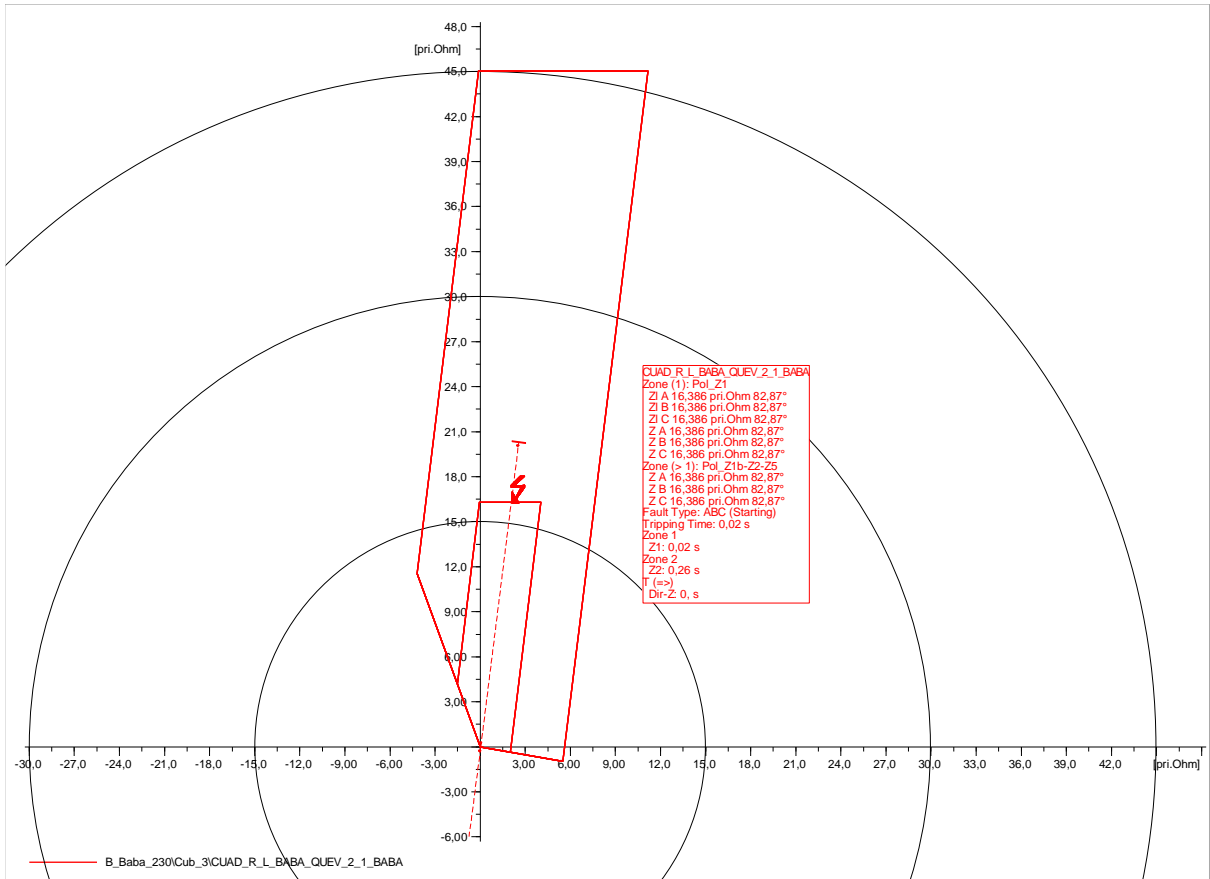
Anexo 14. Falla trifásica al 50% de la L/T Baba – Quevedo (Caso base), relé 1.



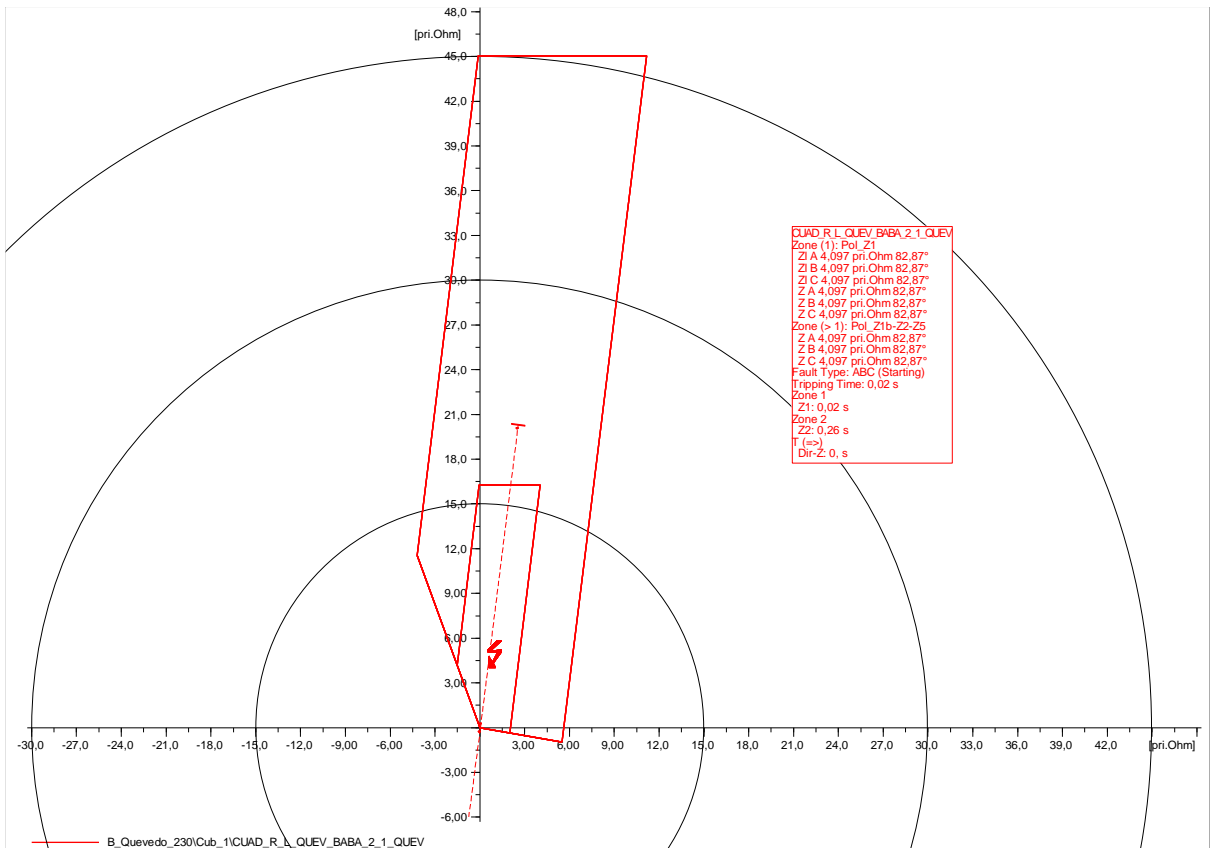
Anexo 15. Falla trifásica al 50% de la L/T Baba – Quevedo (Caso base), relé 2.



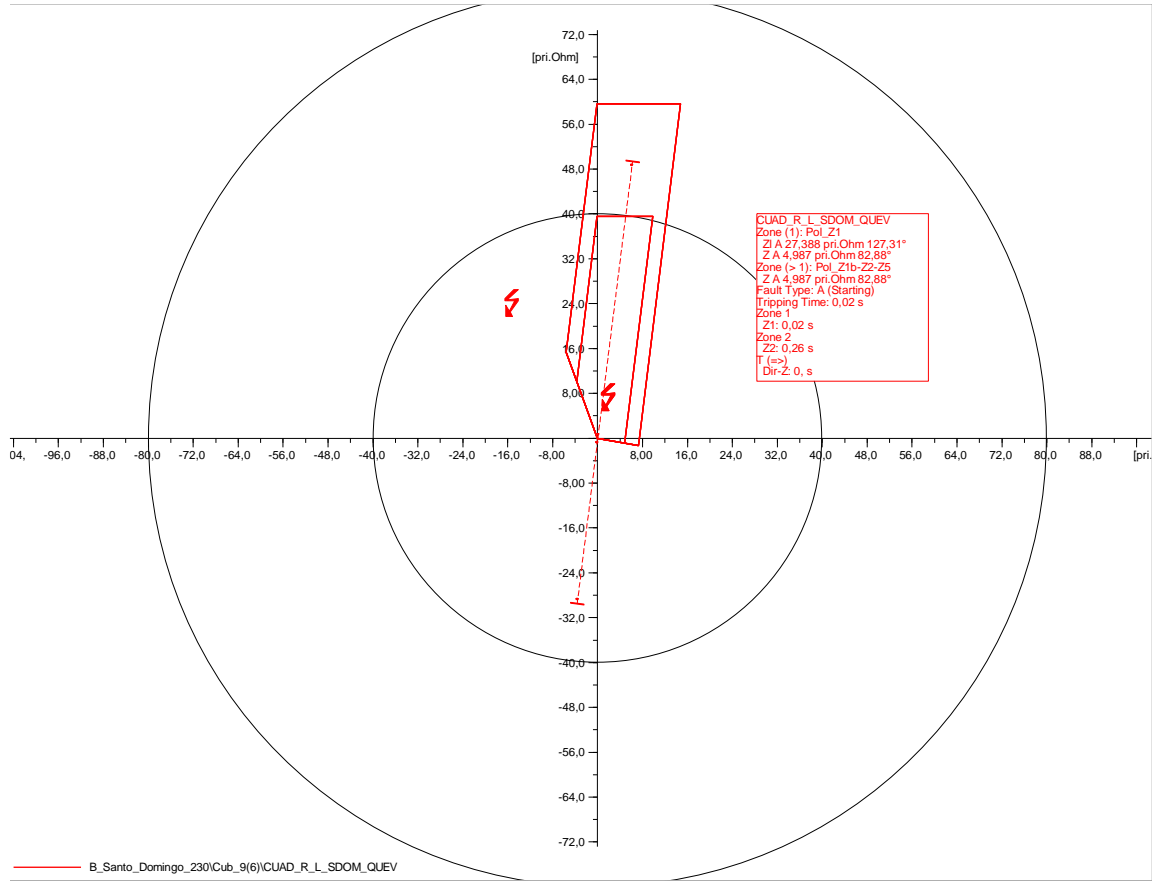
Anexo 16. Falla trifásica al 80% de la L/T Baba – Quevedo (Caso base), relé 1.



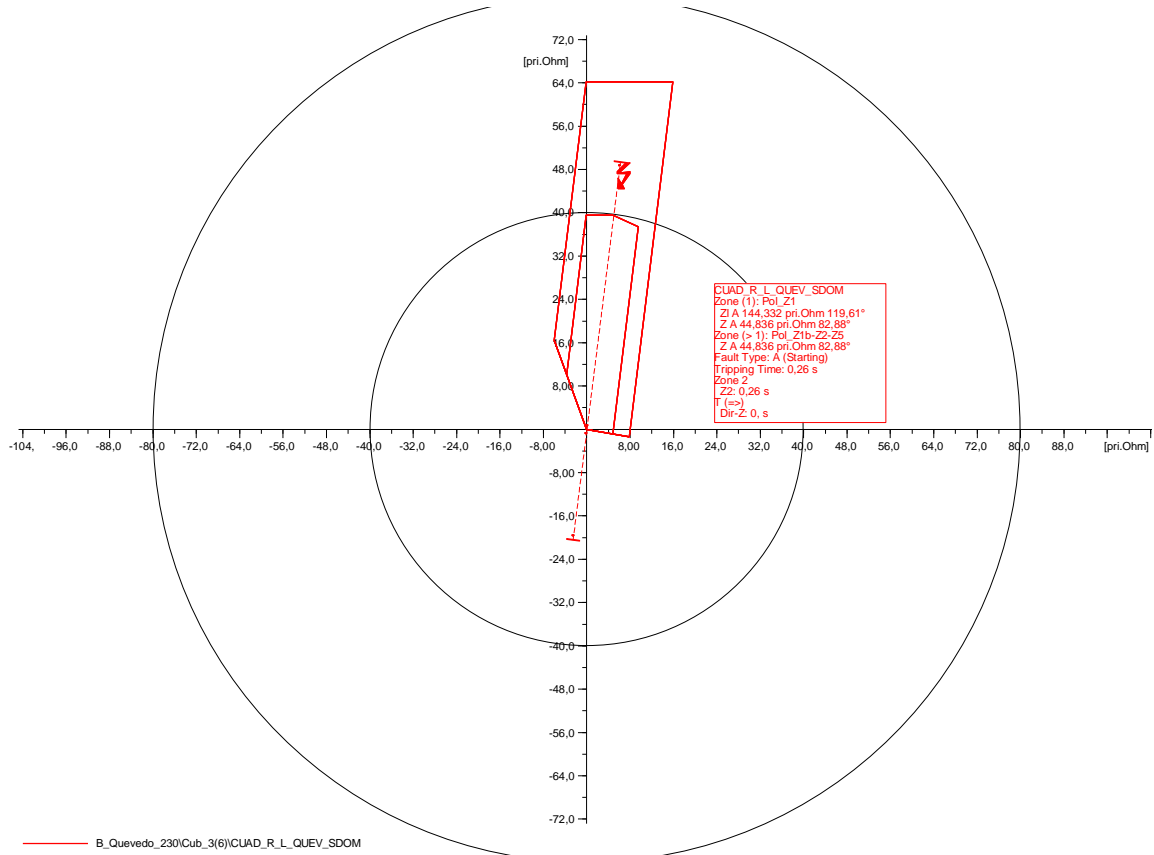
Anexo 17. Falla trifásica al 80% de la L/T Baba – Quevedo (Caso base), relé 2.



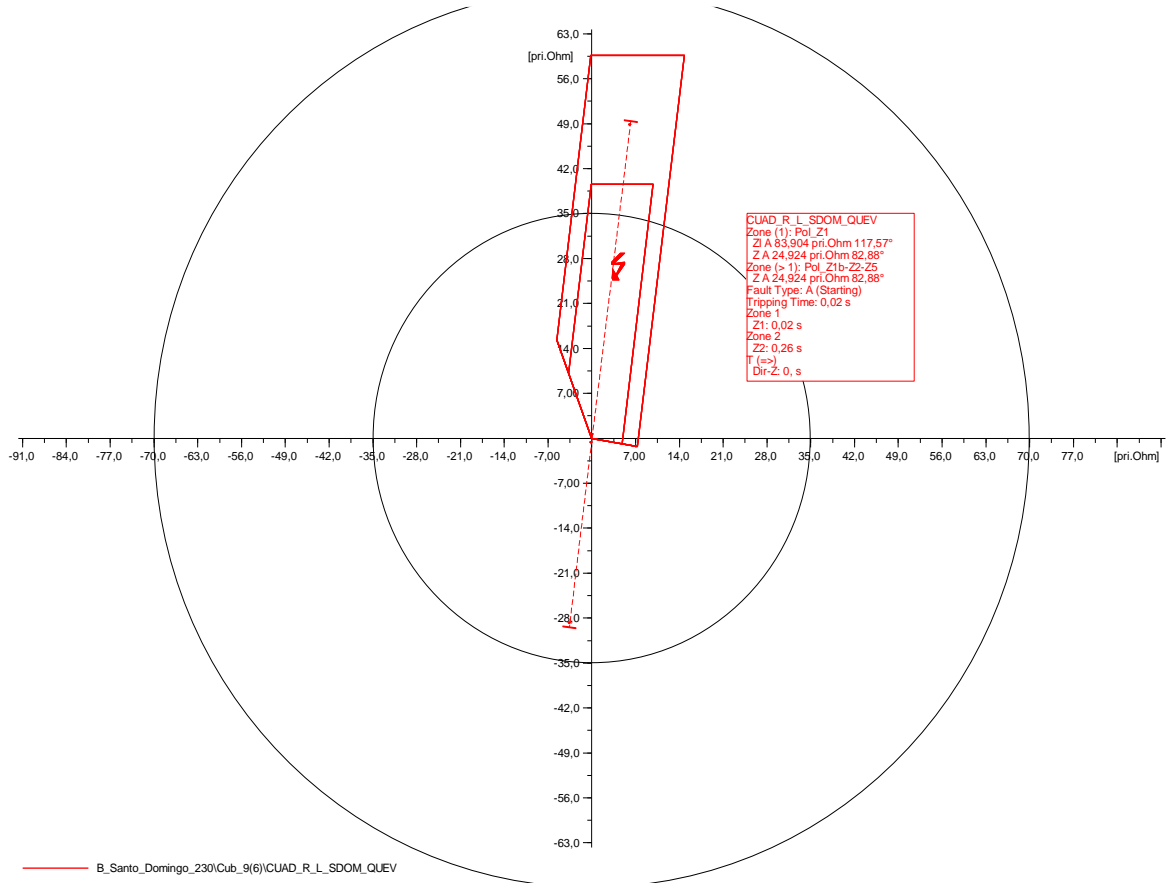
Anexo 18. Falla monofásica al 10% de la línea de transmisión Santo Domingo – Quevedo (Caso base), relé 1.



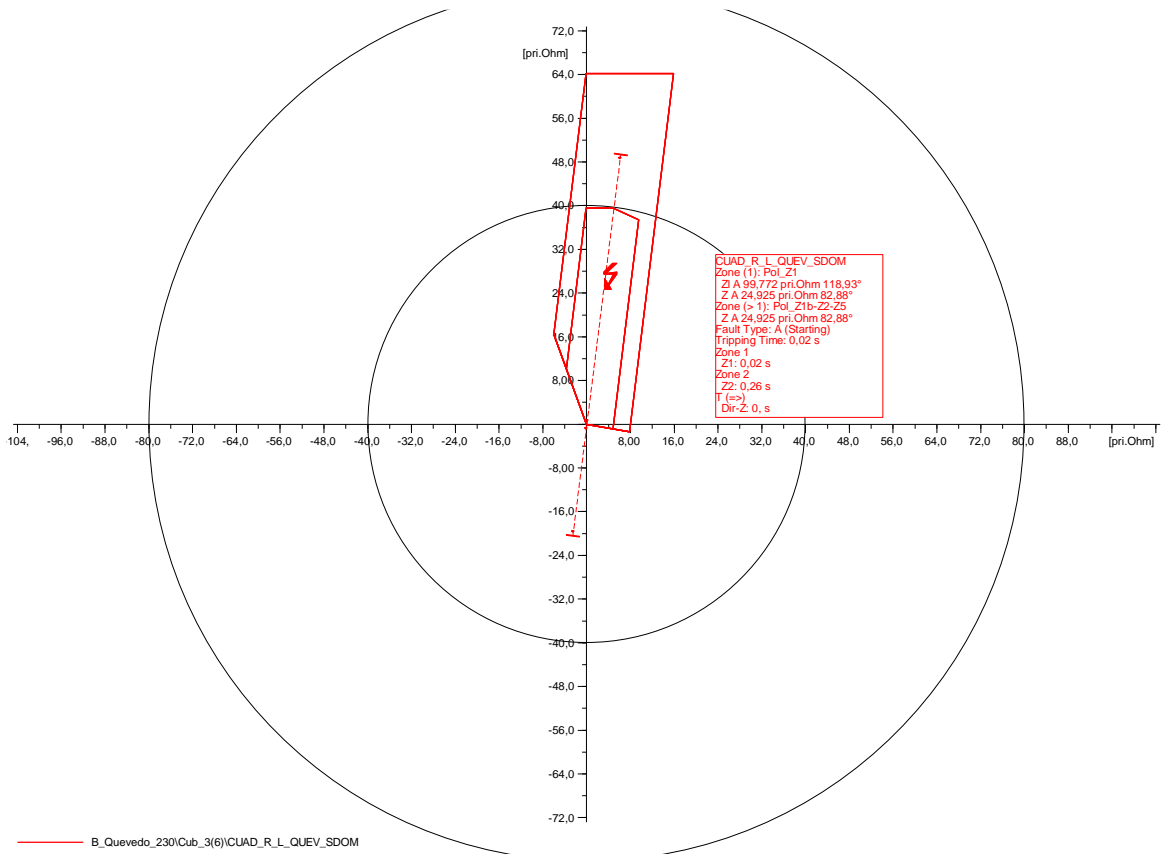
Anexo 19. Falla monofásica al 10% de la línea de transmisión Santo Domingo – Quevedo (Caso base), relé 2.



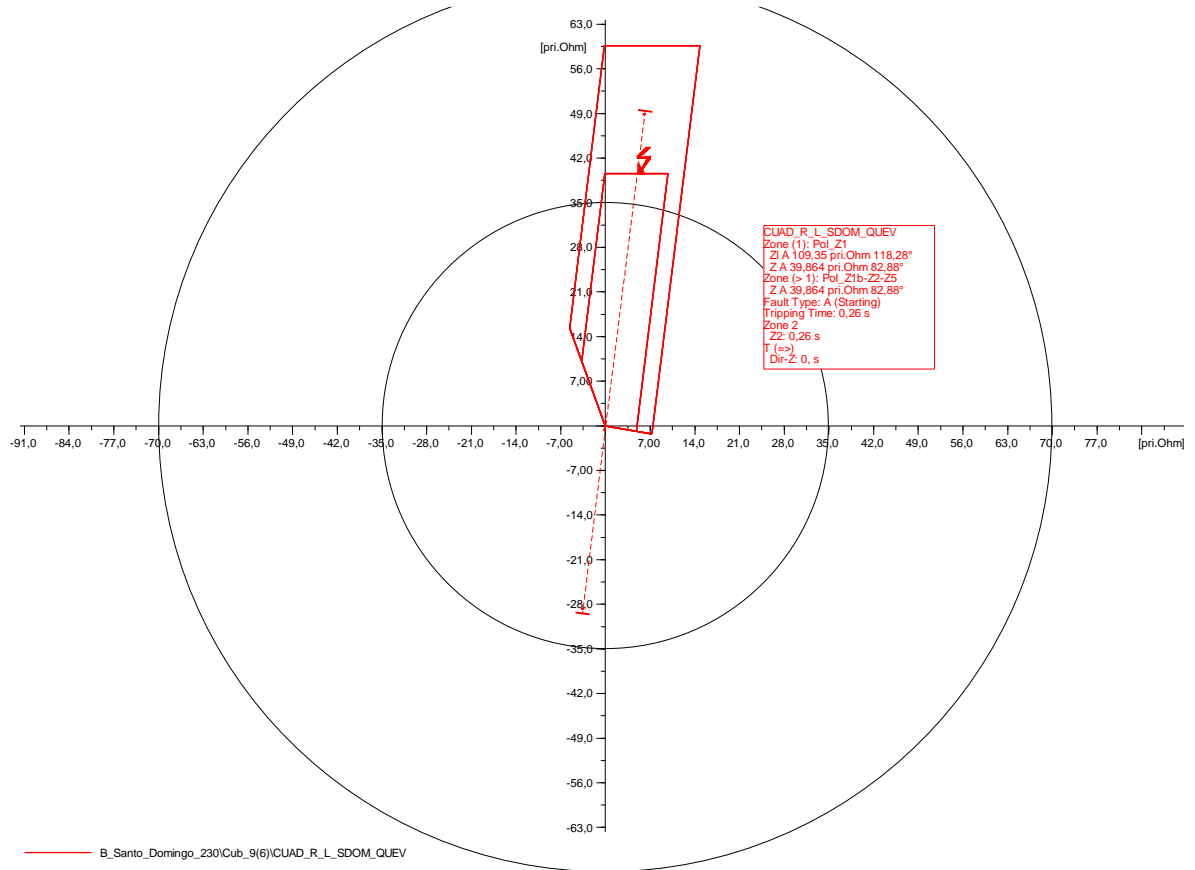
Anexo 20. Falla monofásica al 50% de la línea de transmisión Santo Domingo – Quevedo (Caso base), relé 1.



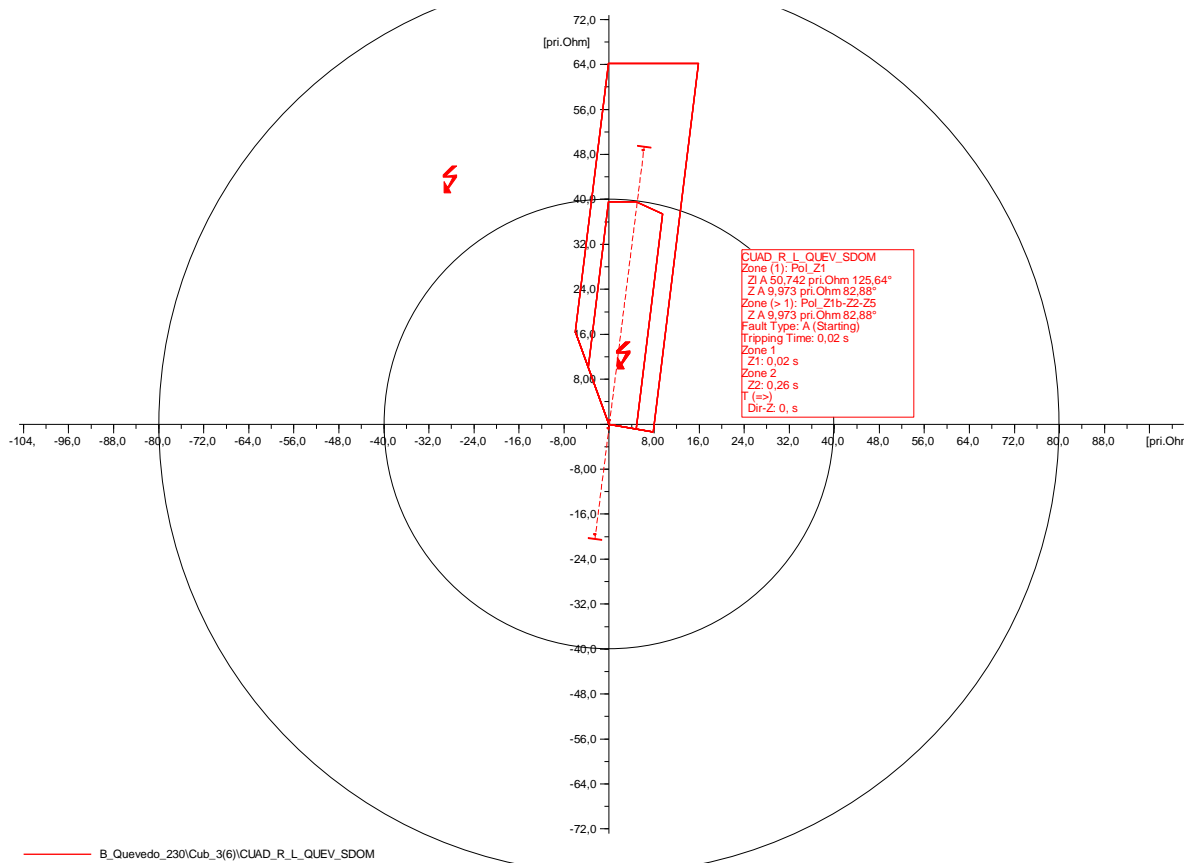
Anexo 21. Falla monofásica al 50% de la línea de transmisión Santo Domingo – Quevedo (Caso base), relé 2.



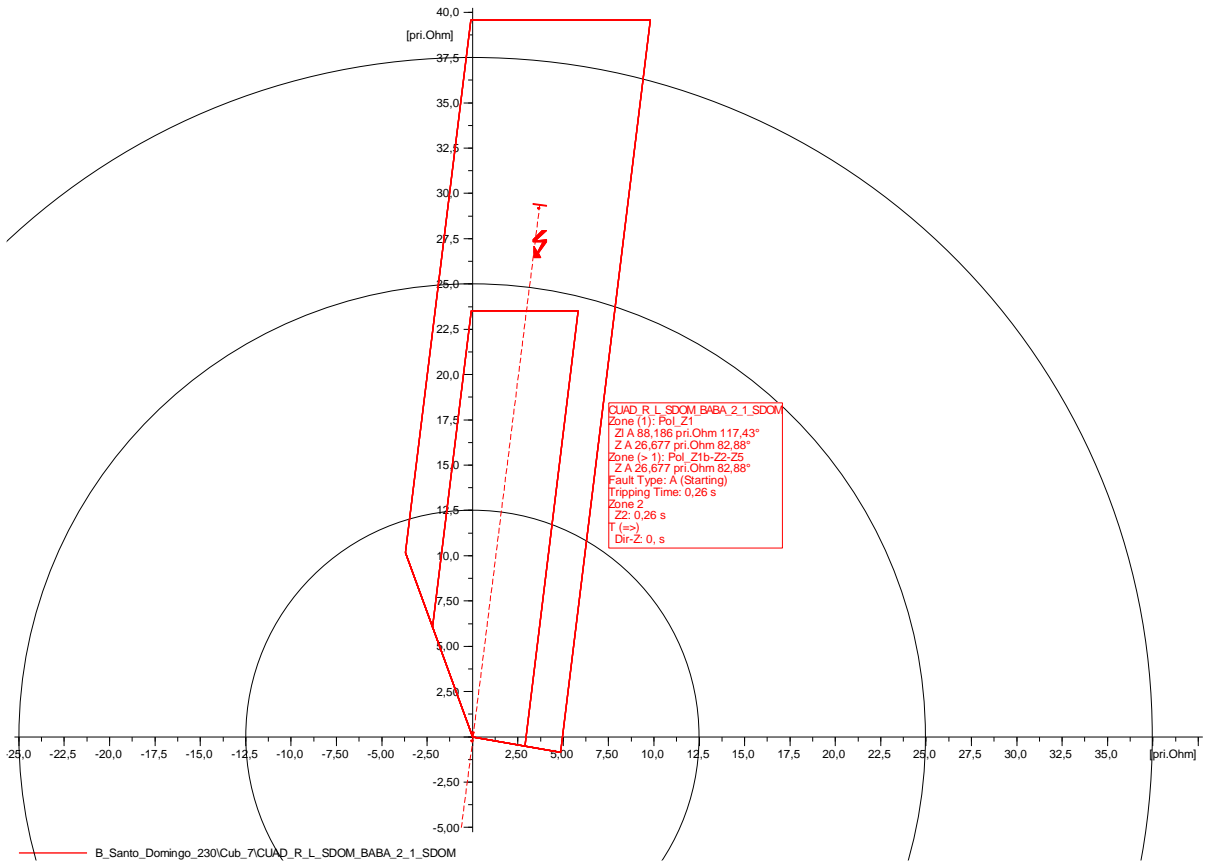
Anexo 22. Falla monofásica al 80% de la línea de transmisión Santo Domingo – Quevedo (Caso base), relé 1.



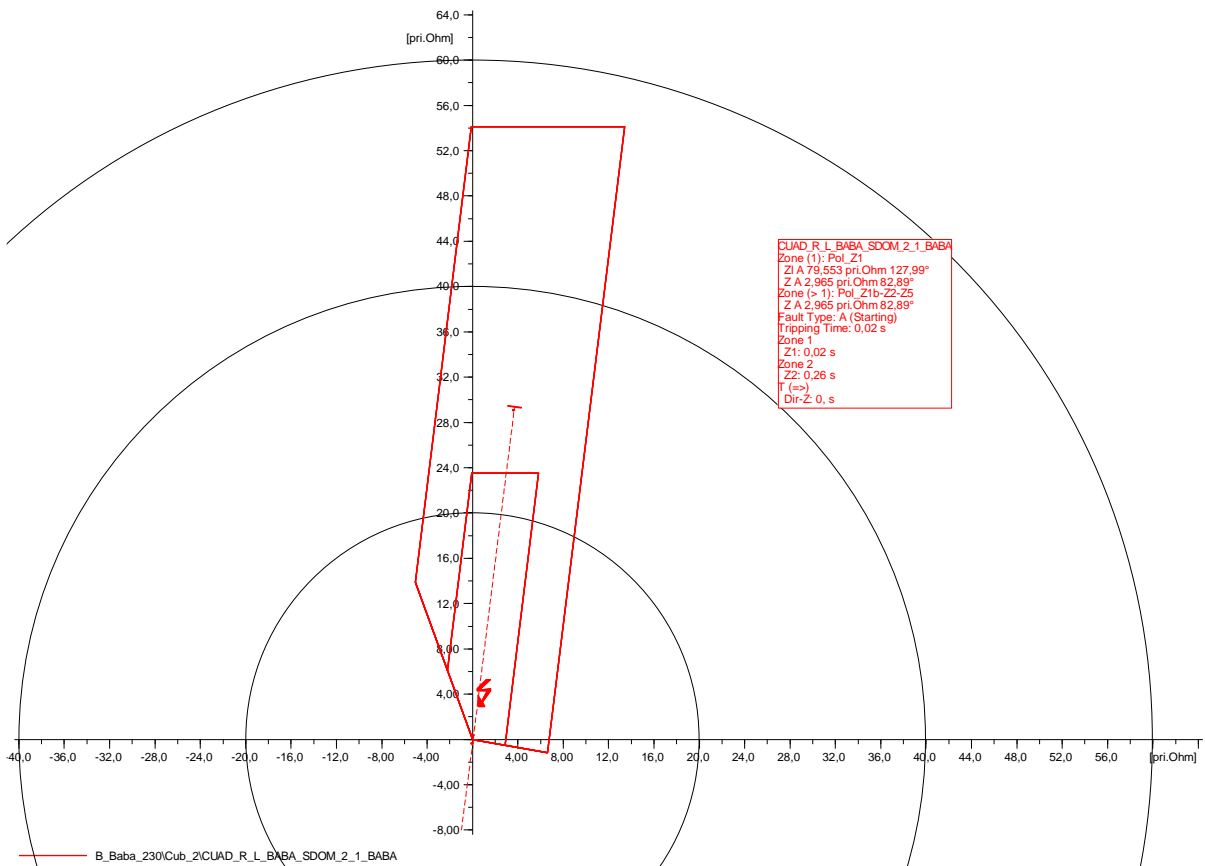
Anexo 23. Falla monofásica al 80% de la línea de transmisión Santo Domingo – Quevedo (Caso base), relé 2.



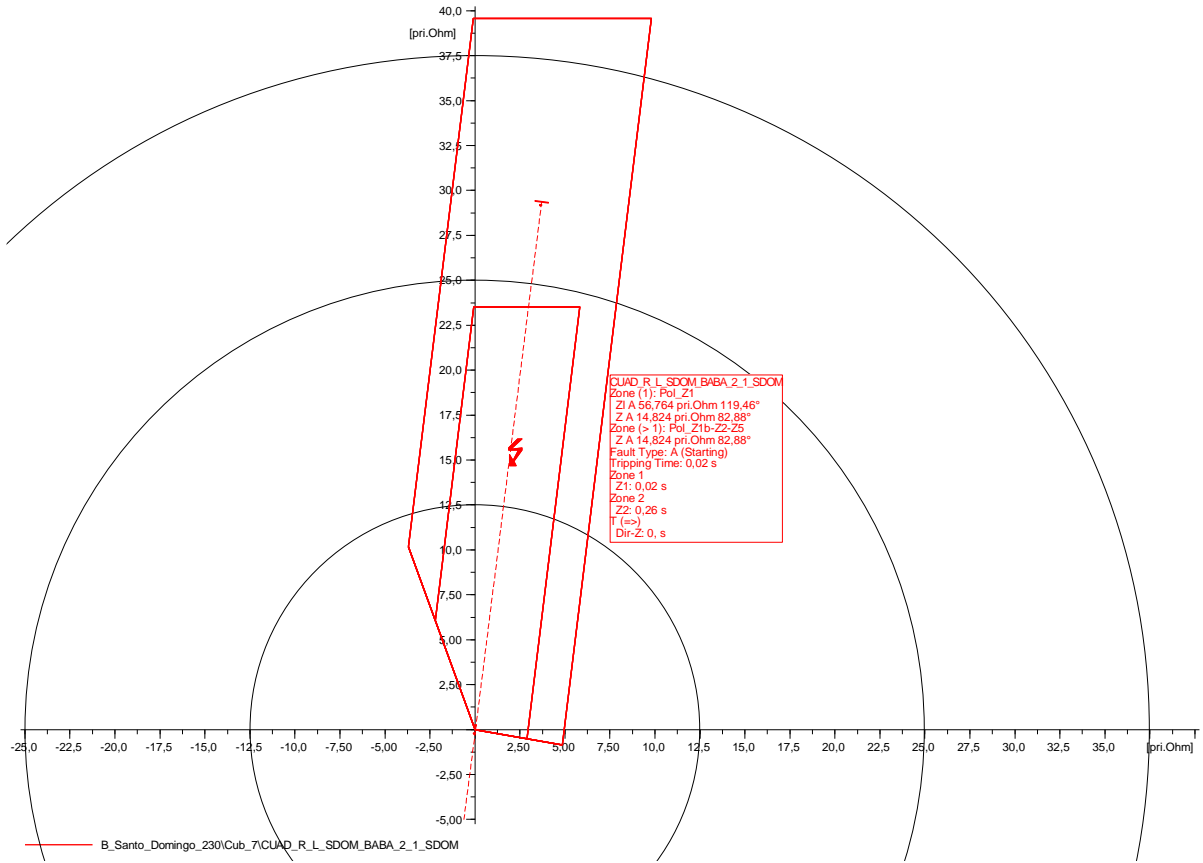
Anexo 24. Falla monofásica al 10% de la L/T Santo Domingo – Baba (Caso base), relé 1.



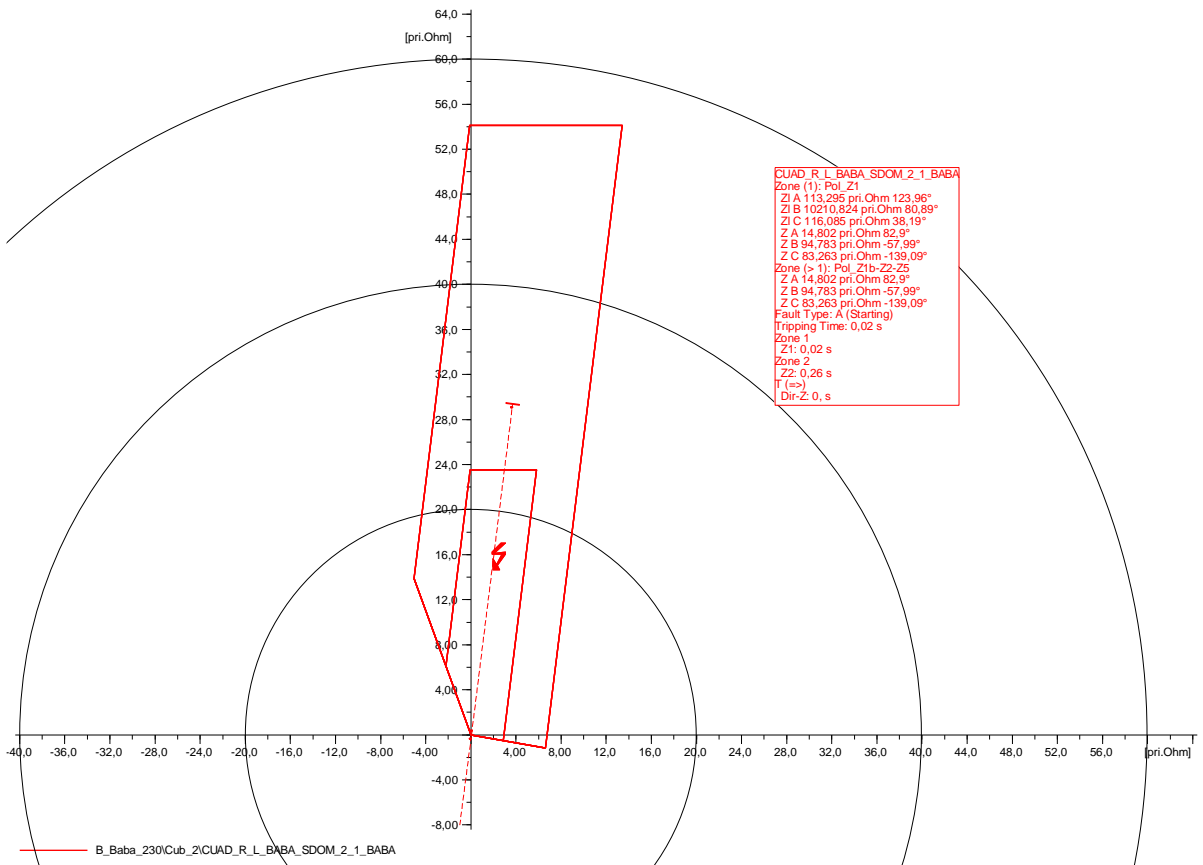
Anexo 25. Falla monofásica al 10% de la L/T Santo Domingo – Baba (Caso base), relé 2.



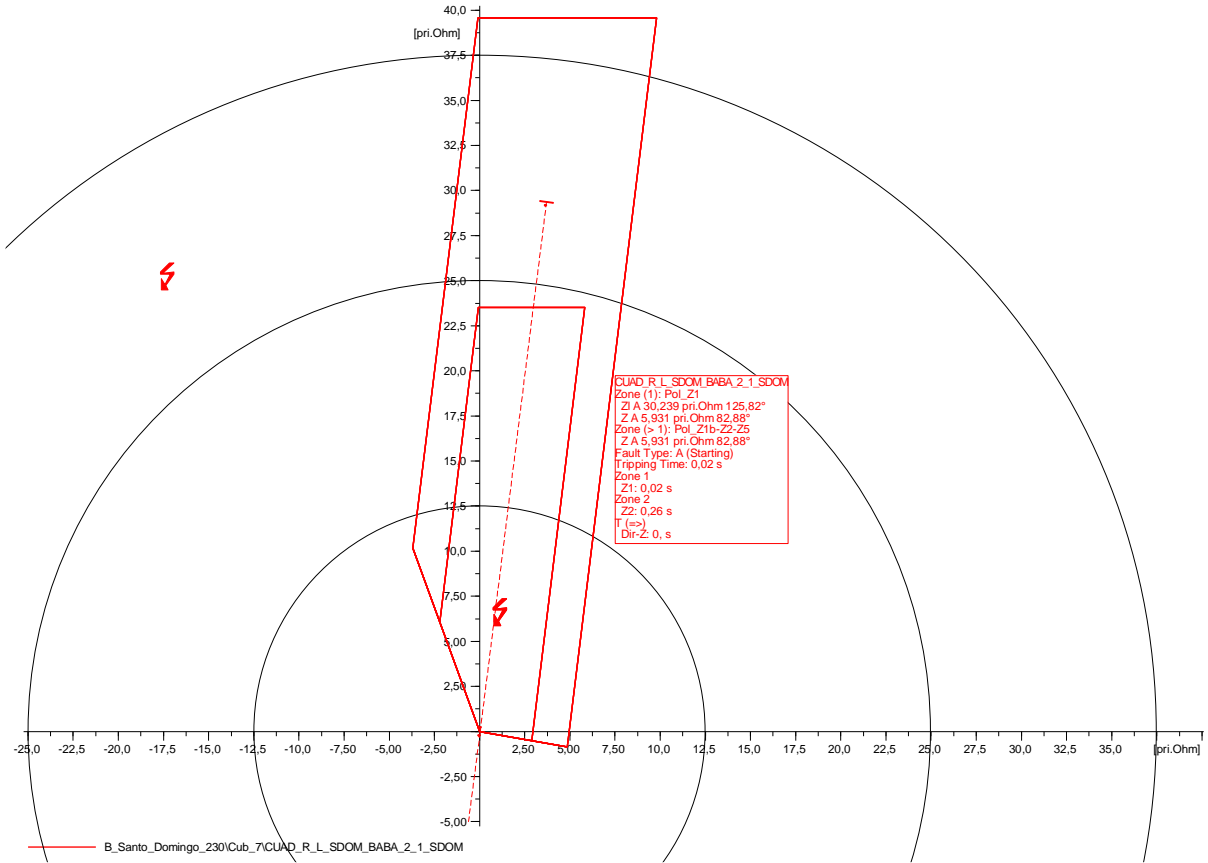
Anexo 26. Falla monofásica al 50% de la L/T Santo Domingo – Baba (Caso base), relé 1.



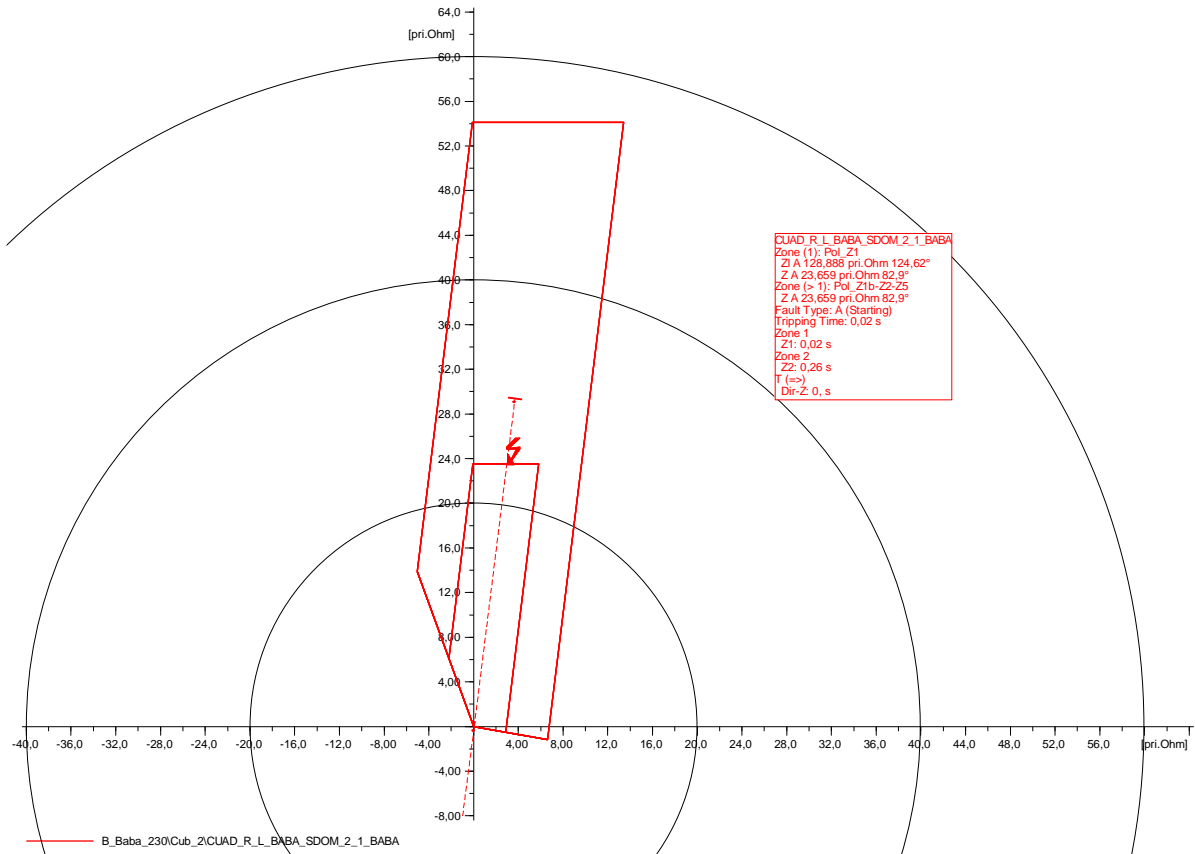
Anexo 27. Falla monofásica al 50% de la L/T Santo Domingo – Baba (Caso base), relé 2.



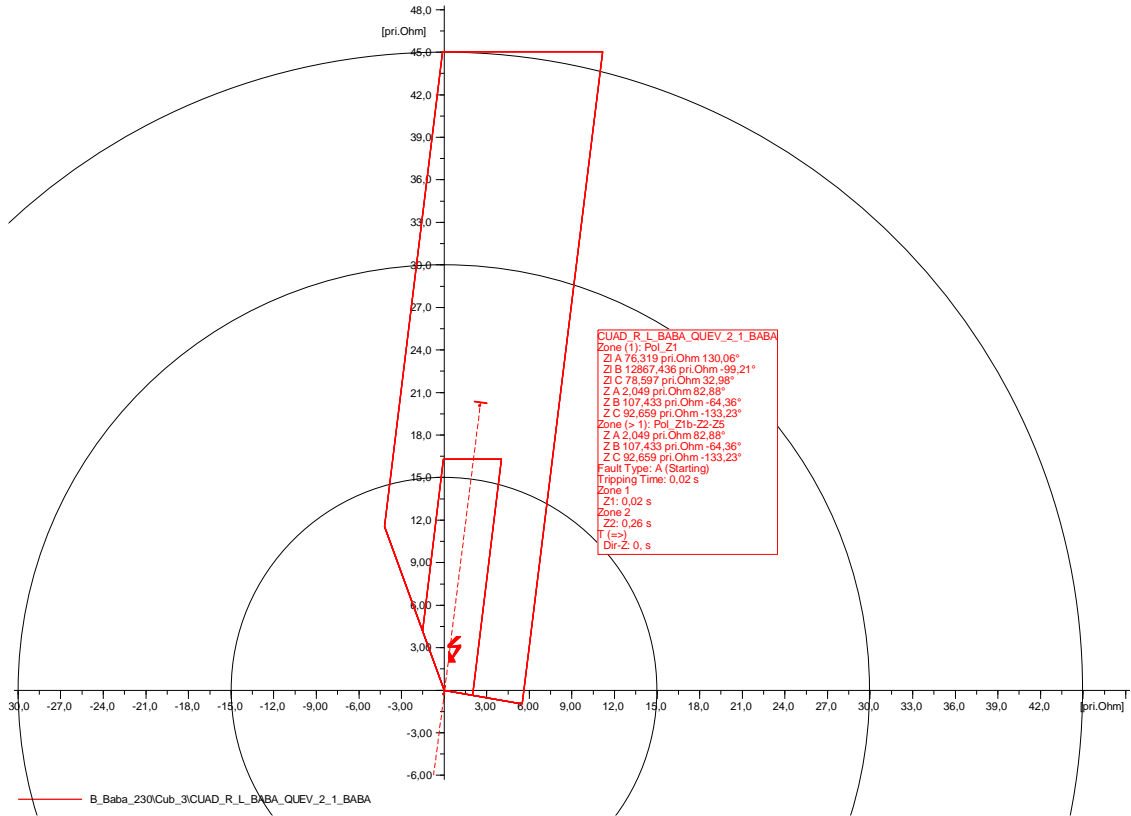
Anexo 28. Falla monofásica al 80% de la L/T Santo Domingo – Baba (Caso base), relé 1.



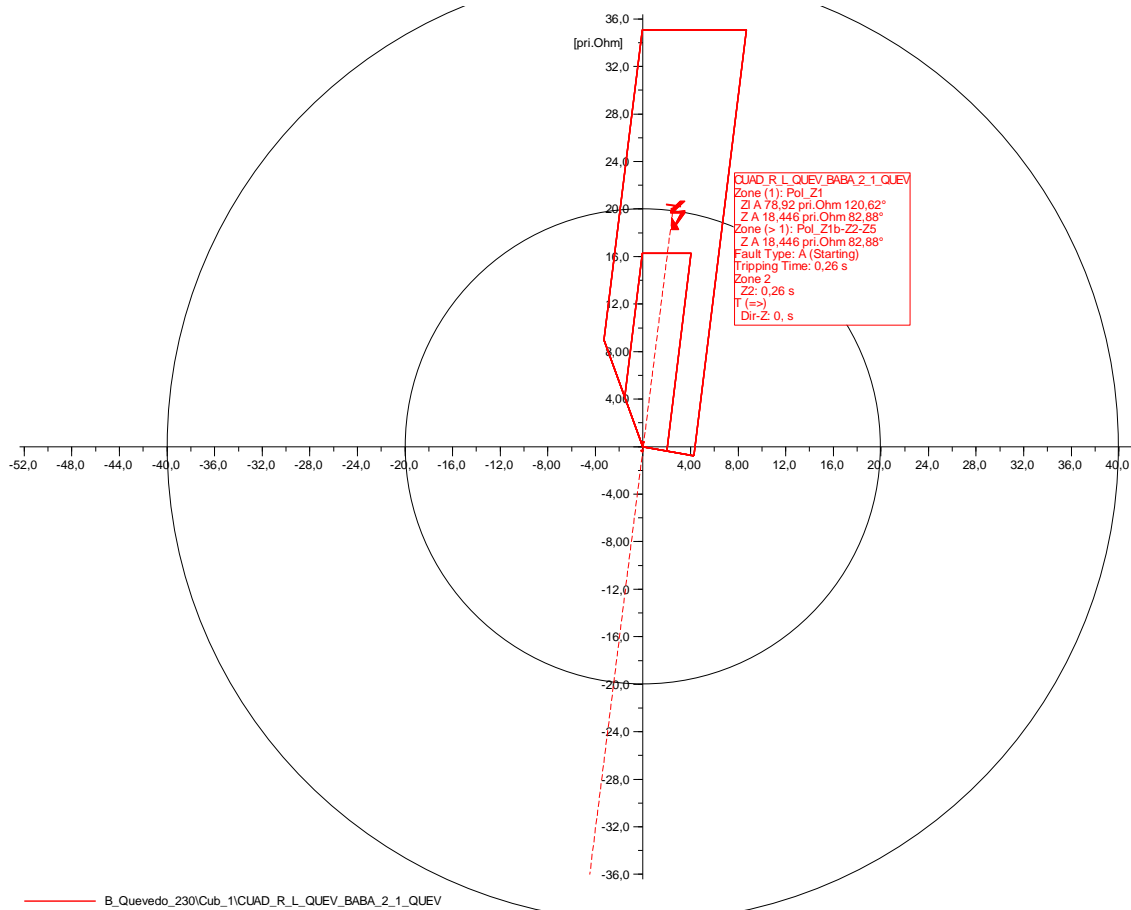
Anexo 29. Falla monofásica al 80% de la L/T Santo Domingo – Baba (Caso base), relé 2.



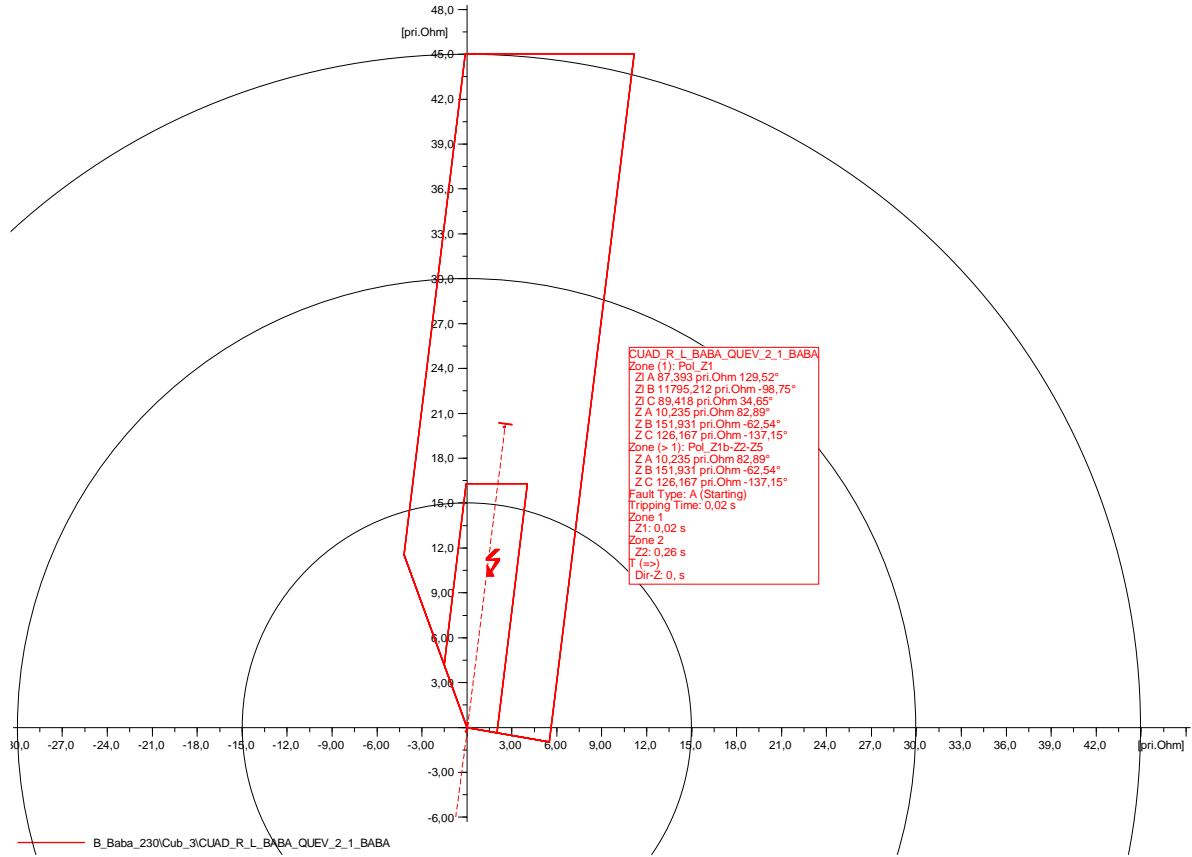
Anexo 30. Falla monofásica al 10% de la L/T Baba – Quevedo (Caso base), relé 1.



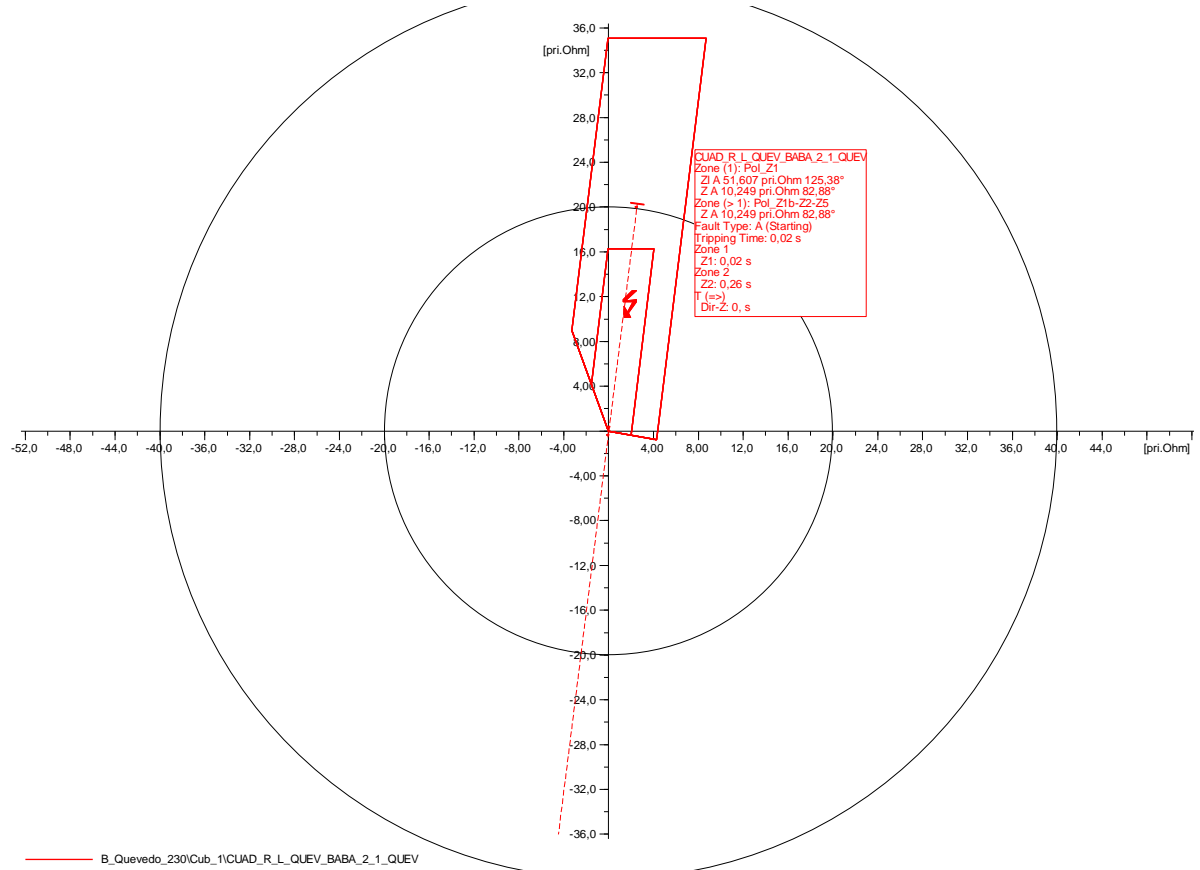
Anexo 31. Falla monofásica al 10% de la L/T Baba – Quevedo (Caso base), relé 2



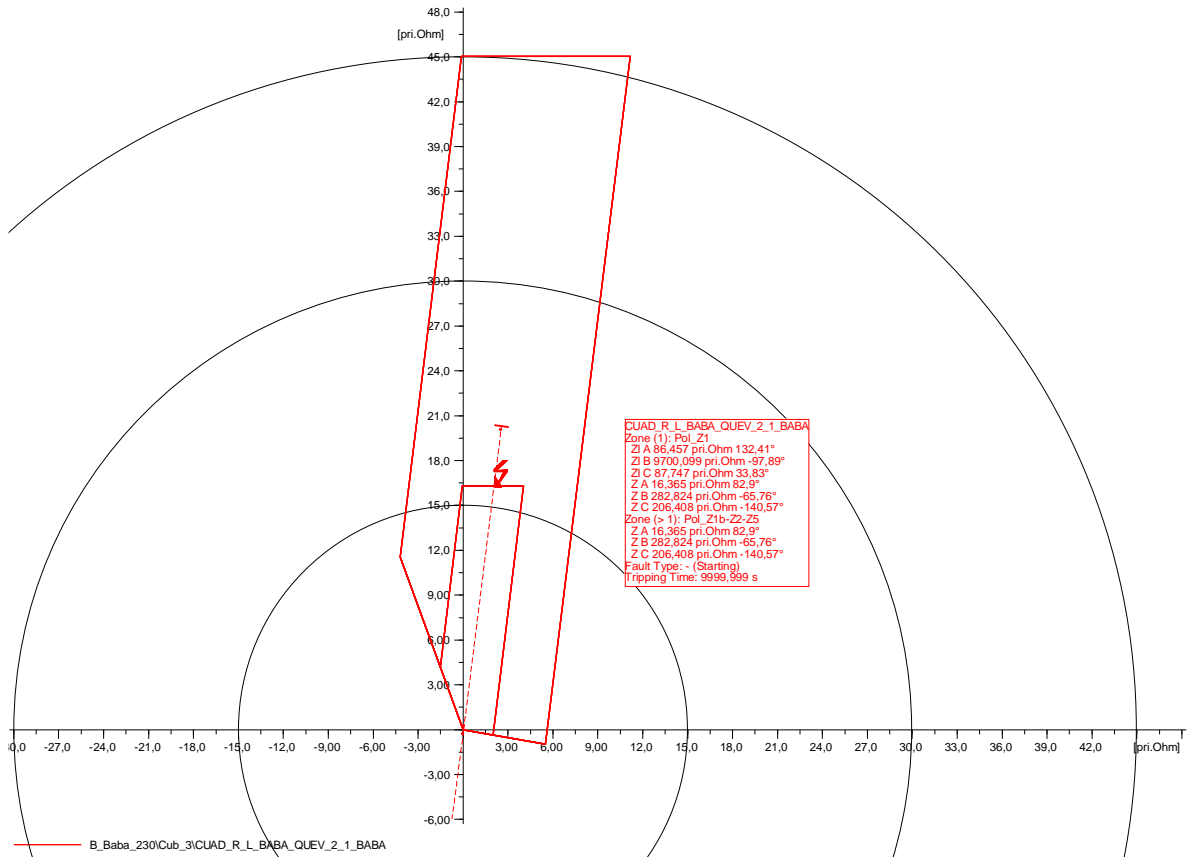
Anexo 32. Falla monofásica al 50% de la L/T Baba – Quevedo (Caso base), relé 1.



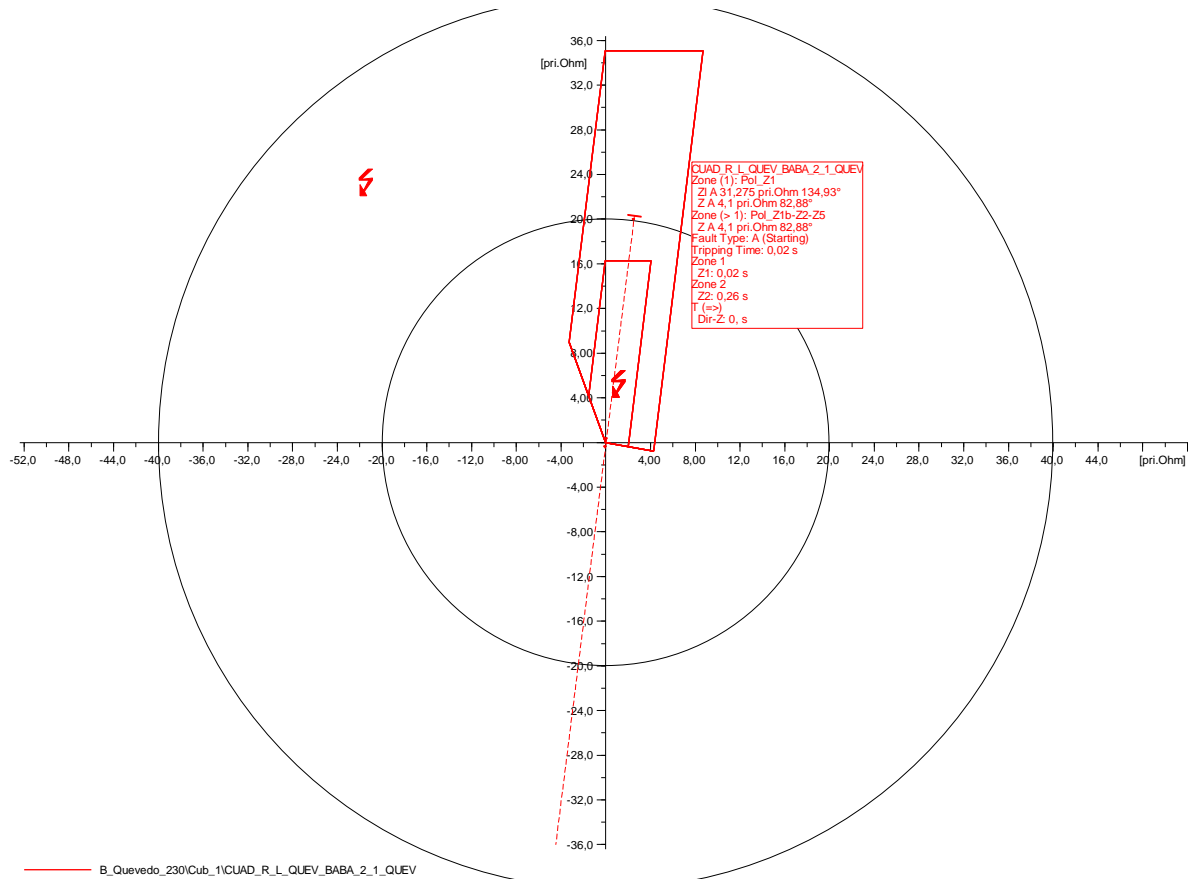
Anexo 33. Falla monofásica al 50% de la L/T Baba – Quevedo (Caso base), relé 2.



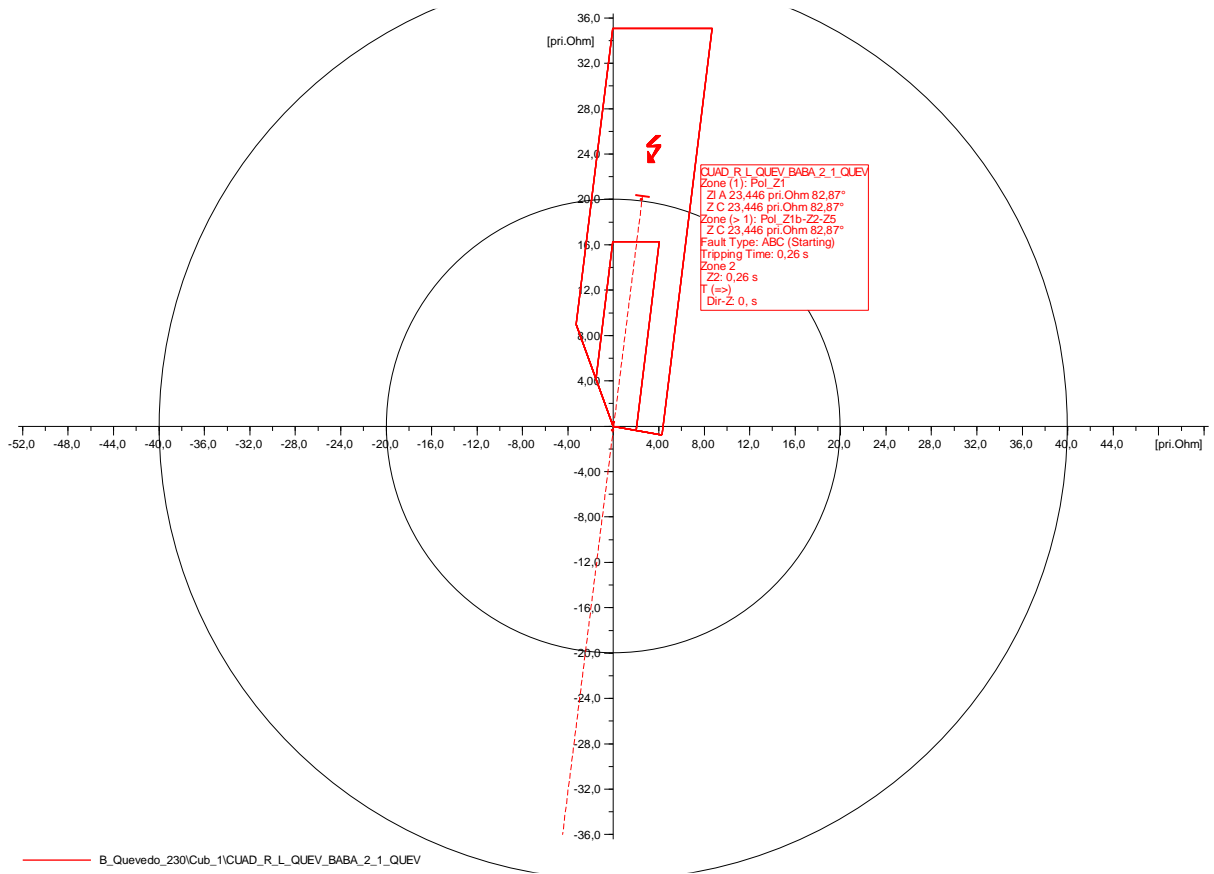
Anexo 34. Falla monofásica al 80% de la L/T Baba – Quevedo (Caso base), relé 1.



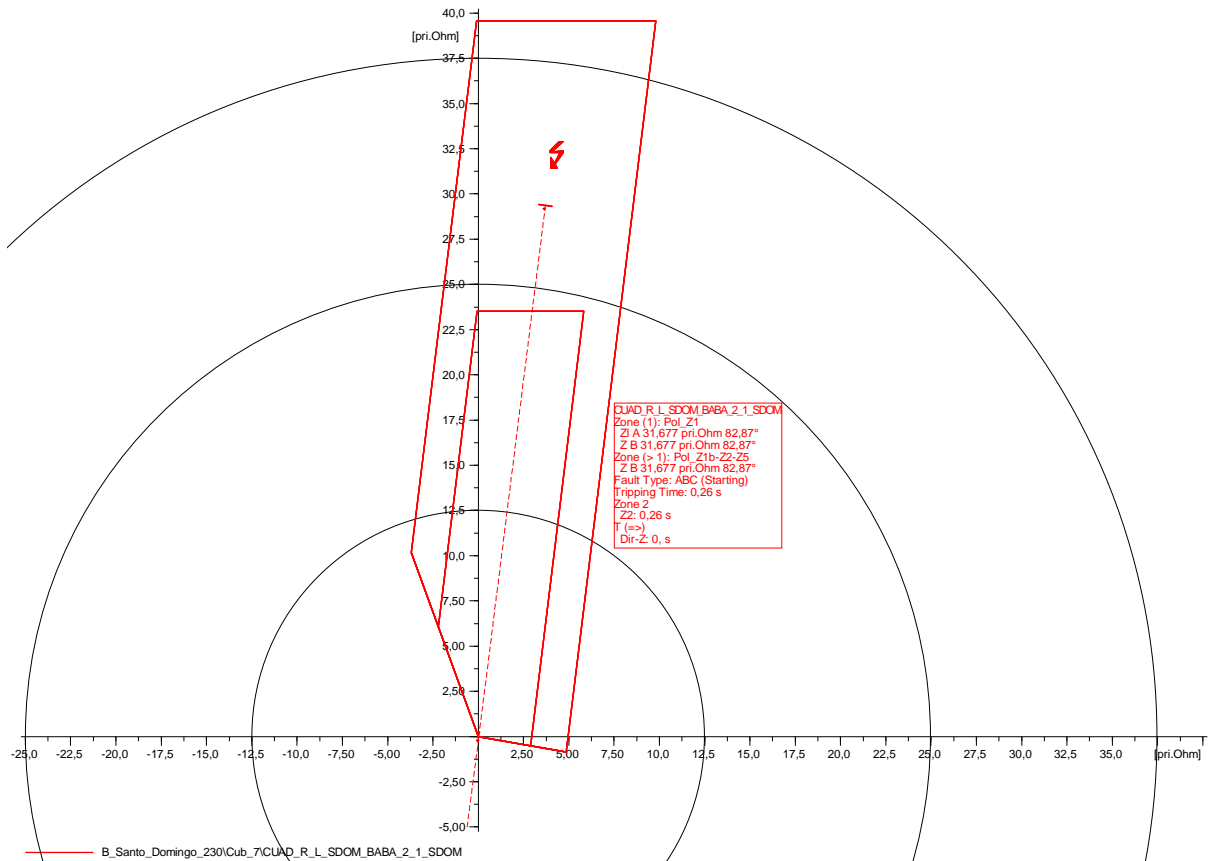
Anexo 35. Falla monofásica al 80% de la L/T Baba – Quevedo (Caso base), relé 2.



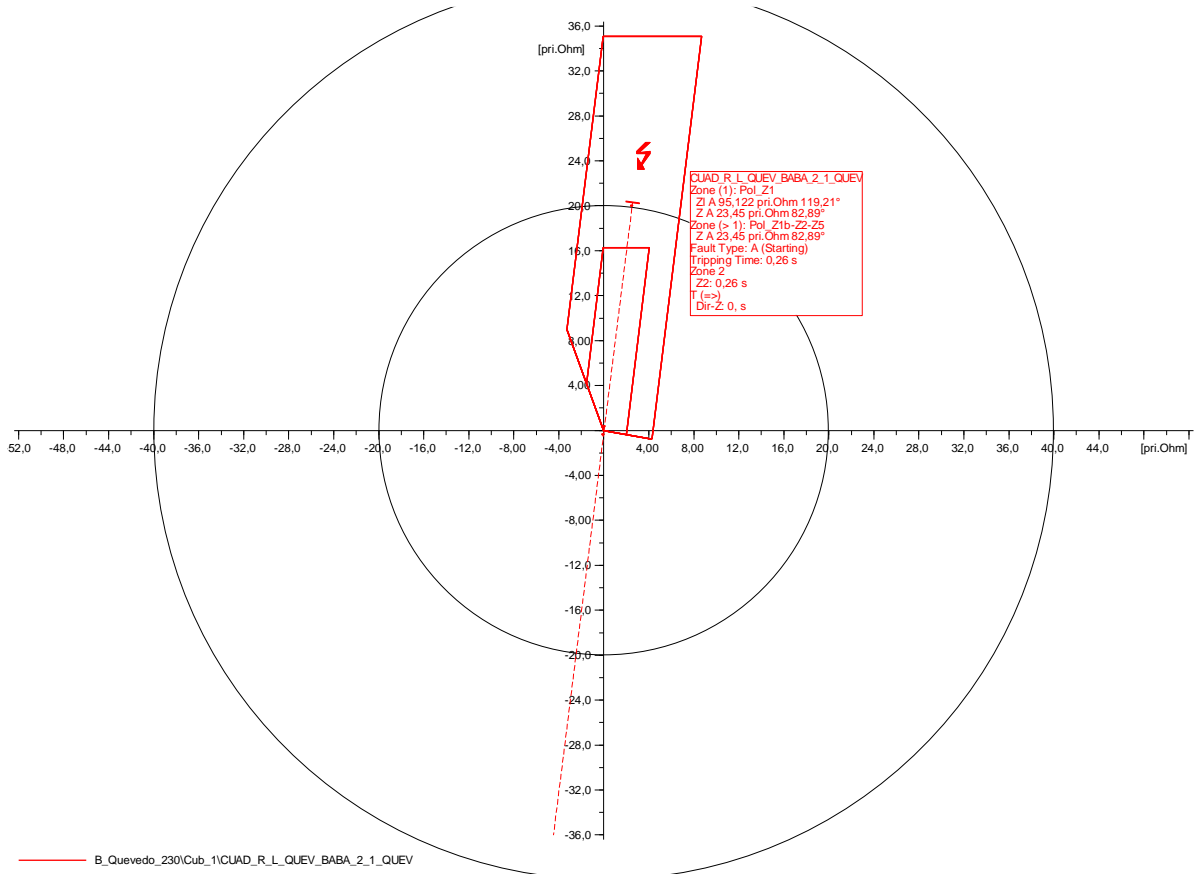
Anexo 36. Falla trifásica al 10% de la línea de transmisión Santo Domingo – Baba (Caso base), relé de respaldo.



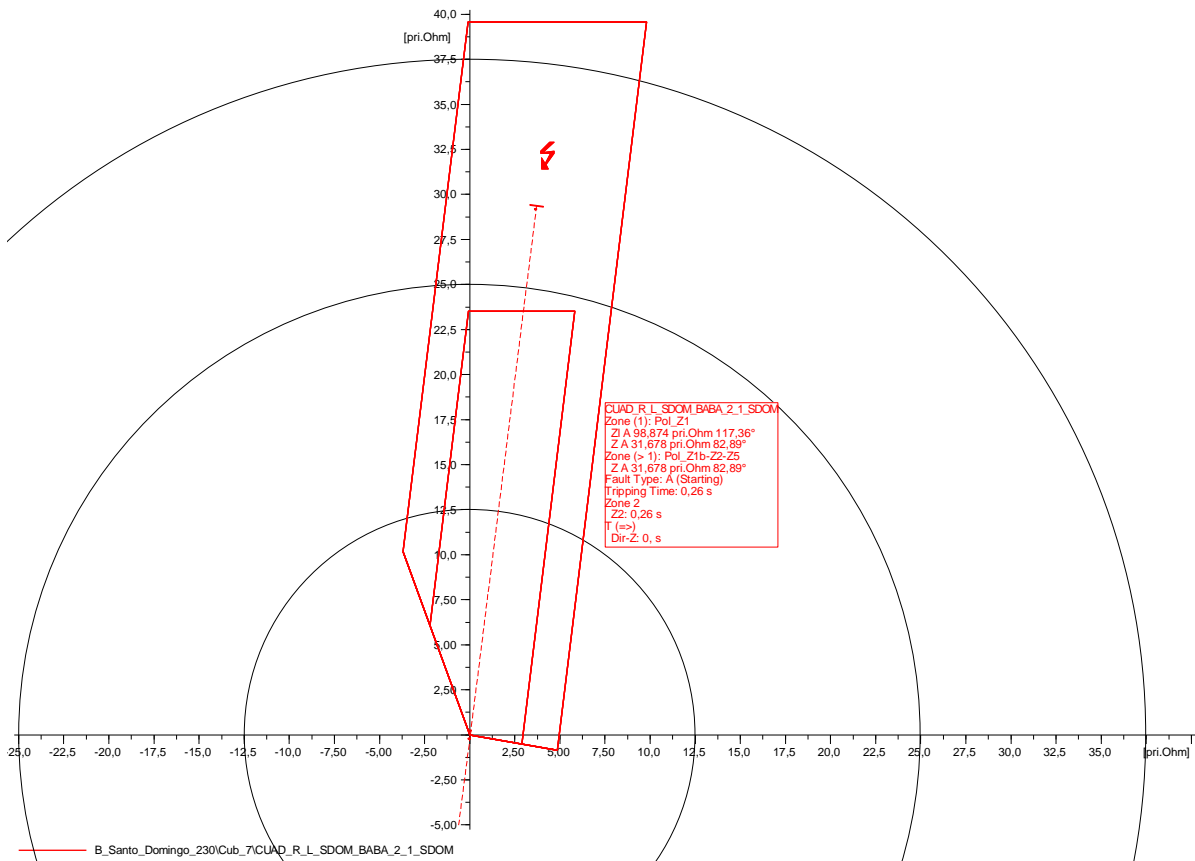
Anexo 37. Falla trifásica al 10% de la L/T Baba – Quevedo (Caso base), relé de respaldo.



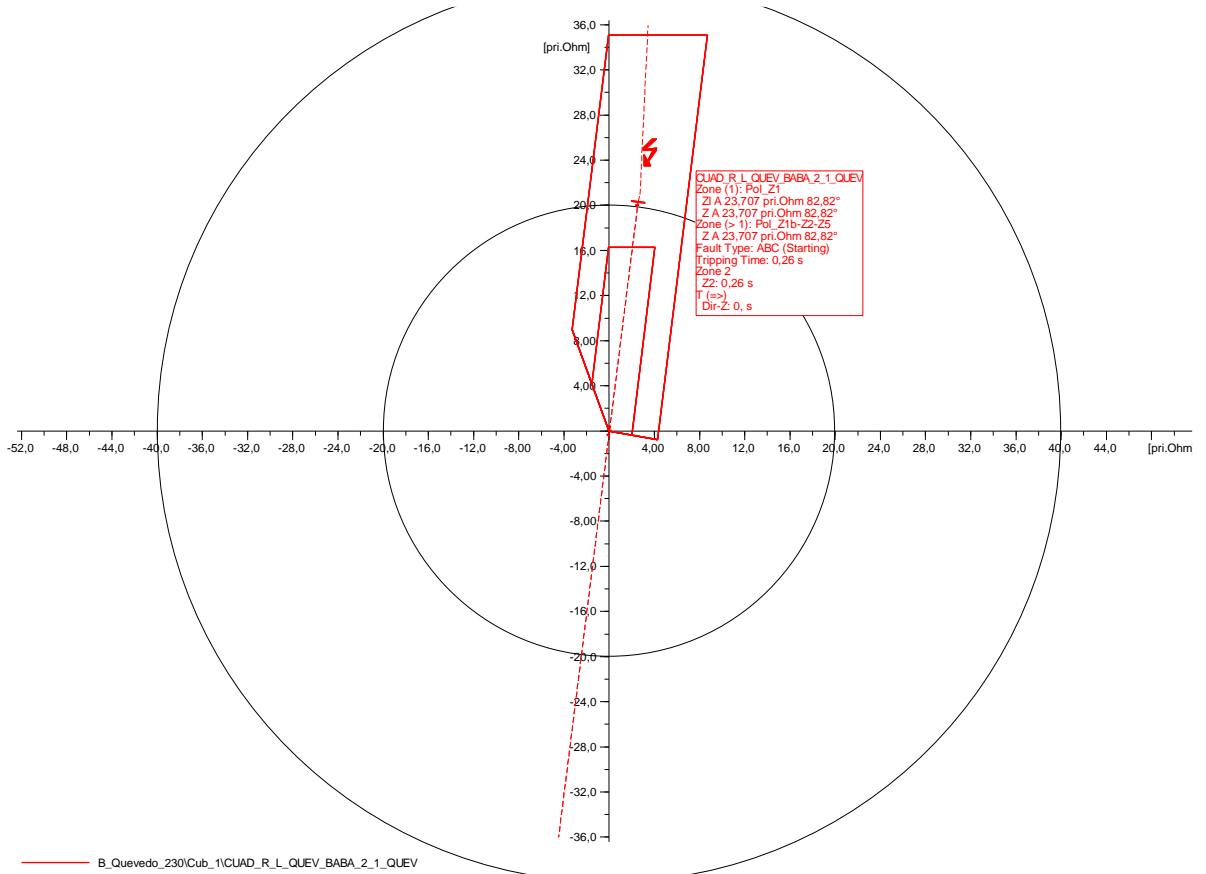
Anexo 38. Falla monofásica al 10% de la L/T Santo Domingo – Baba (Caso base), relé de respaldo.



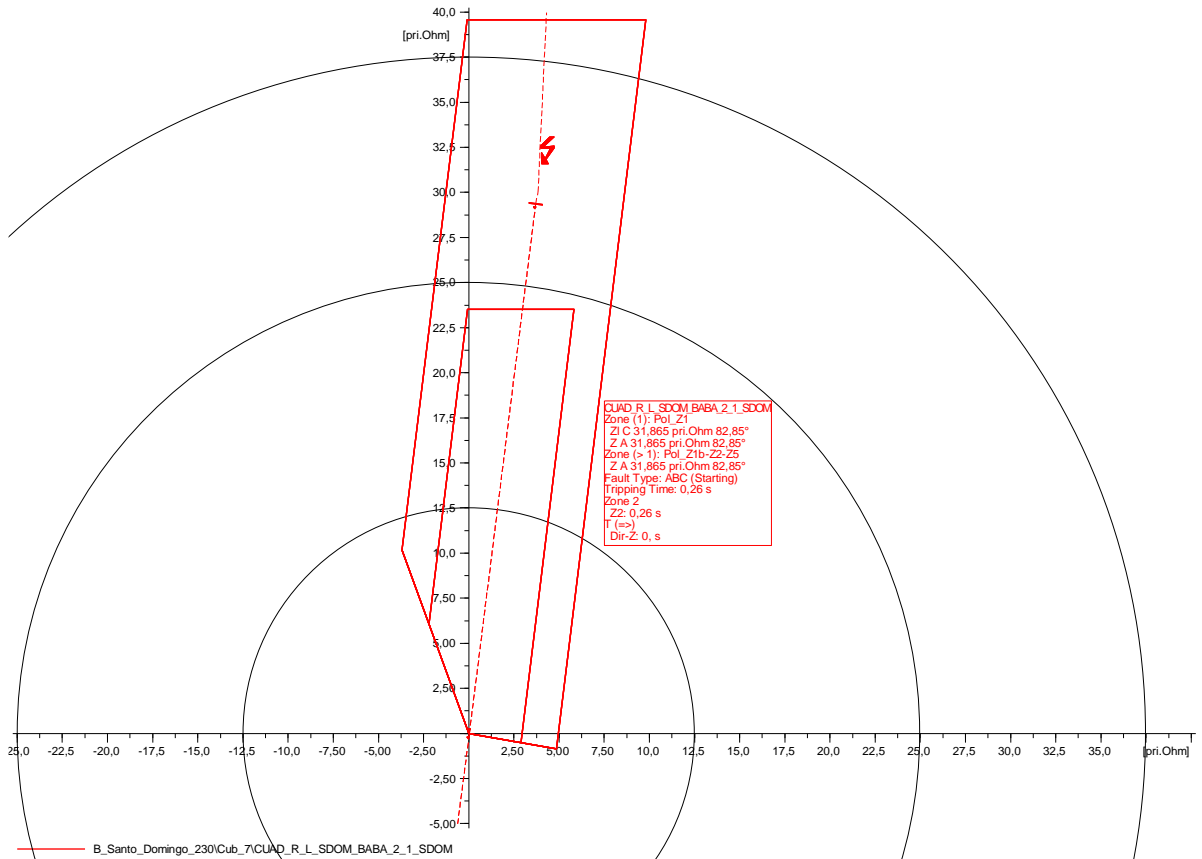
Anexo 39. Falla monofásica al 10% de la línea de transmisión Baba – Quevedo (Caso base), relé de respaldo.



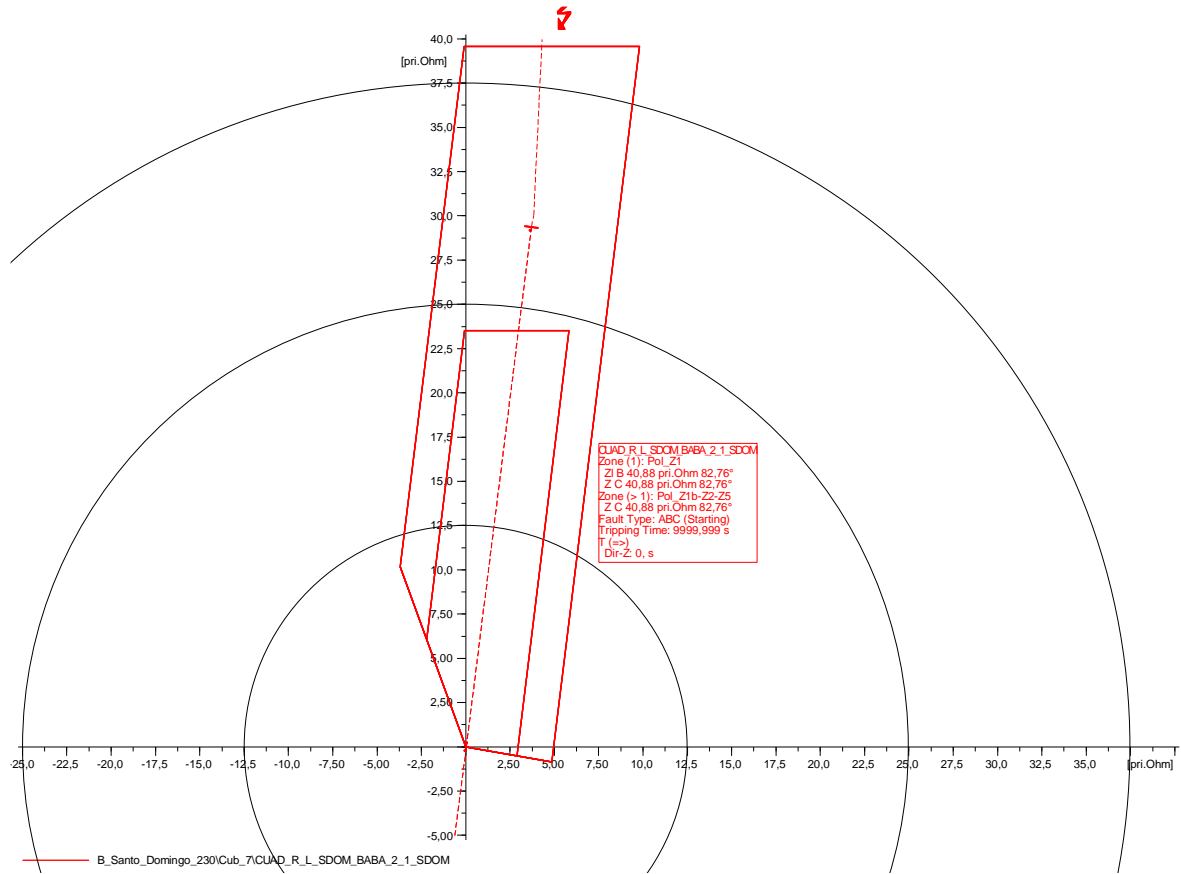
Anexo 40. Falla trifásica al 10% de la línea de transmisión Santo Domingo – Baba (Caso 1), relé de respaldo.



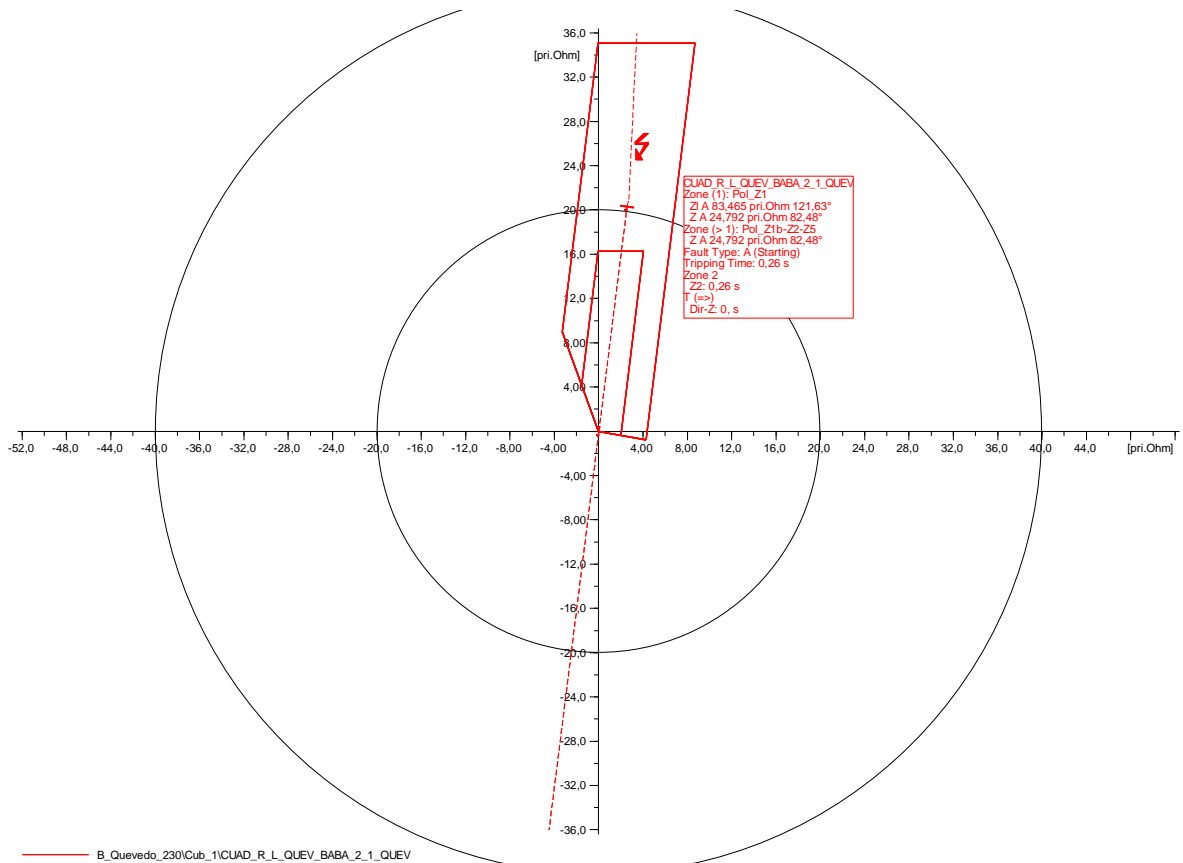
Anexo 41. Falla trifásica al 10% de la L/T Baba – Quevedo (Caso 1), relé de respaldo.



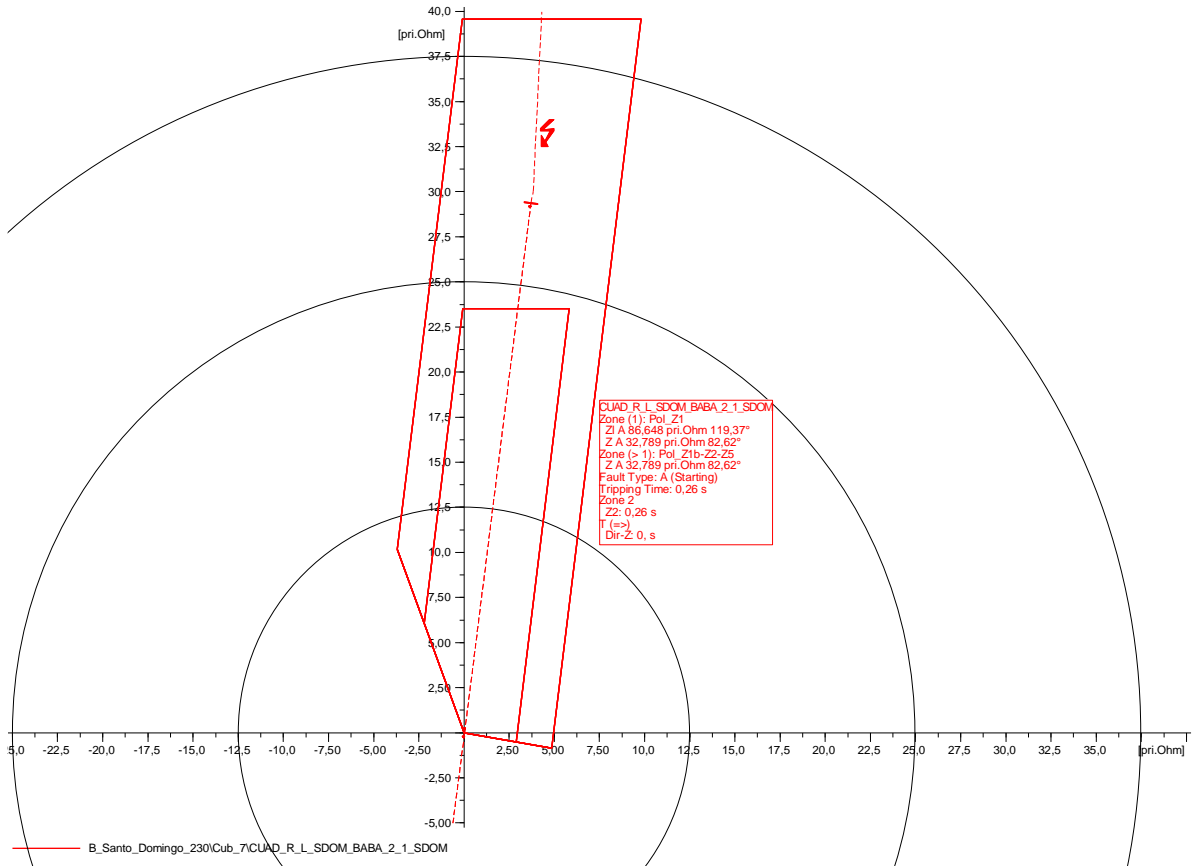
Anexo 42. Falla trifásica al 50% de la L/T Baba – Quevedo (Caso 1), relé de respaldo.



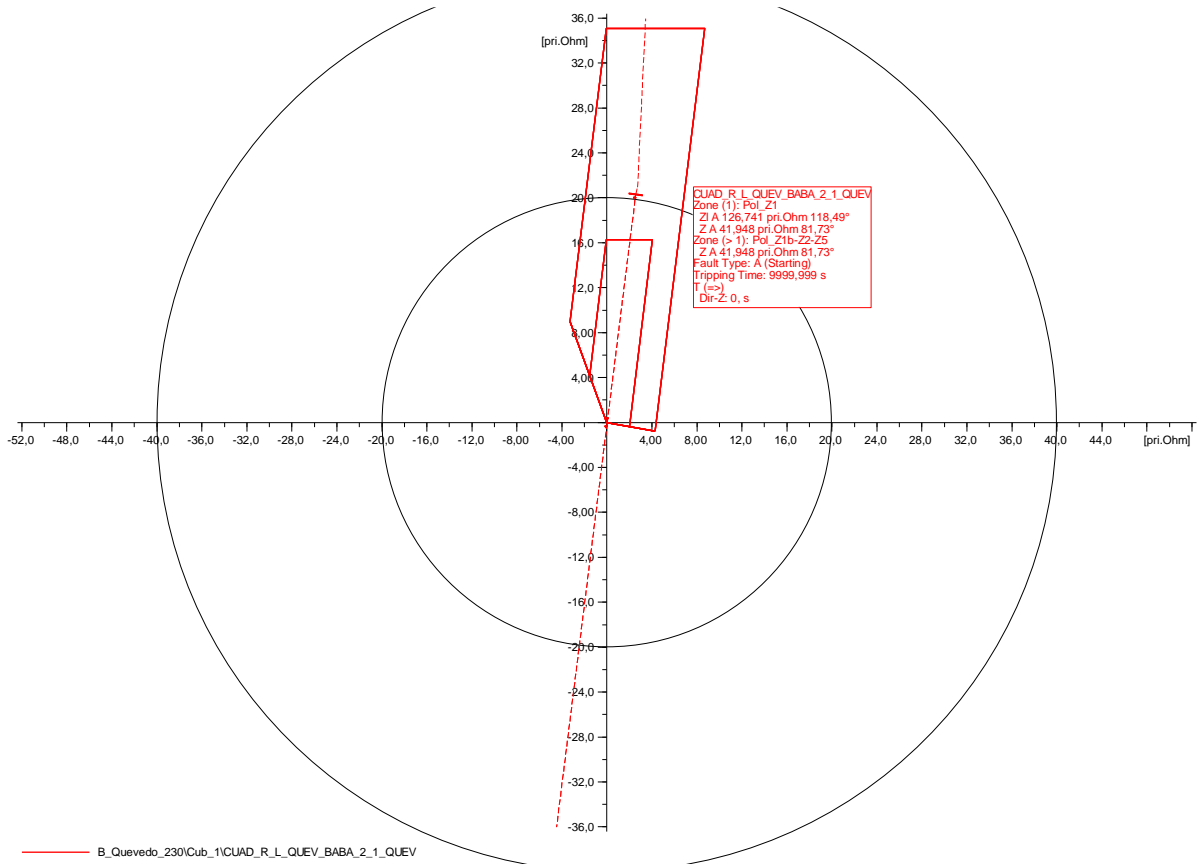
Anexo 43. Falla monofásica al 10% de la línea de transmisión Santo Domingo – Baba (Caso 1), relé de respaldo.



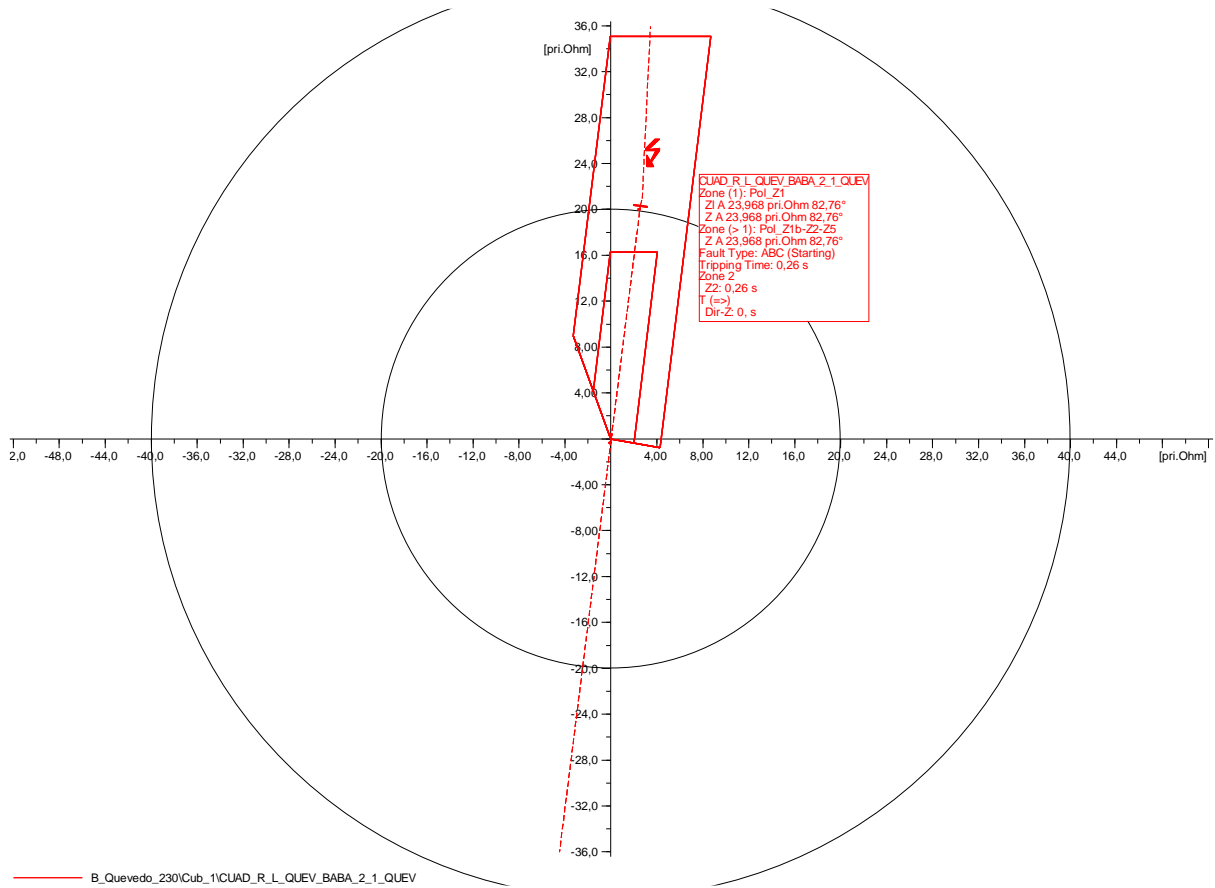
Anexo 44. Falla monofásica al 10% de la L/T Baba – Quevedo (Caso 1), relé de respaldo.



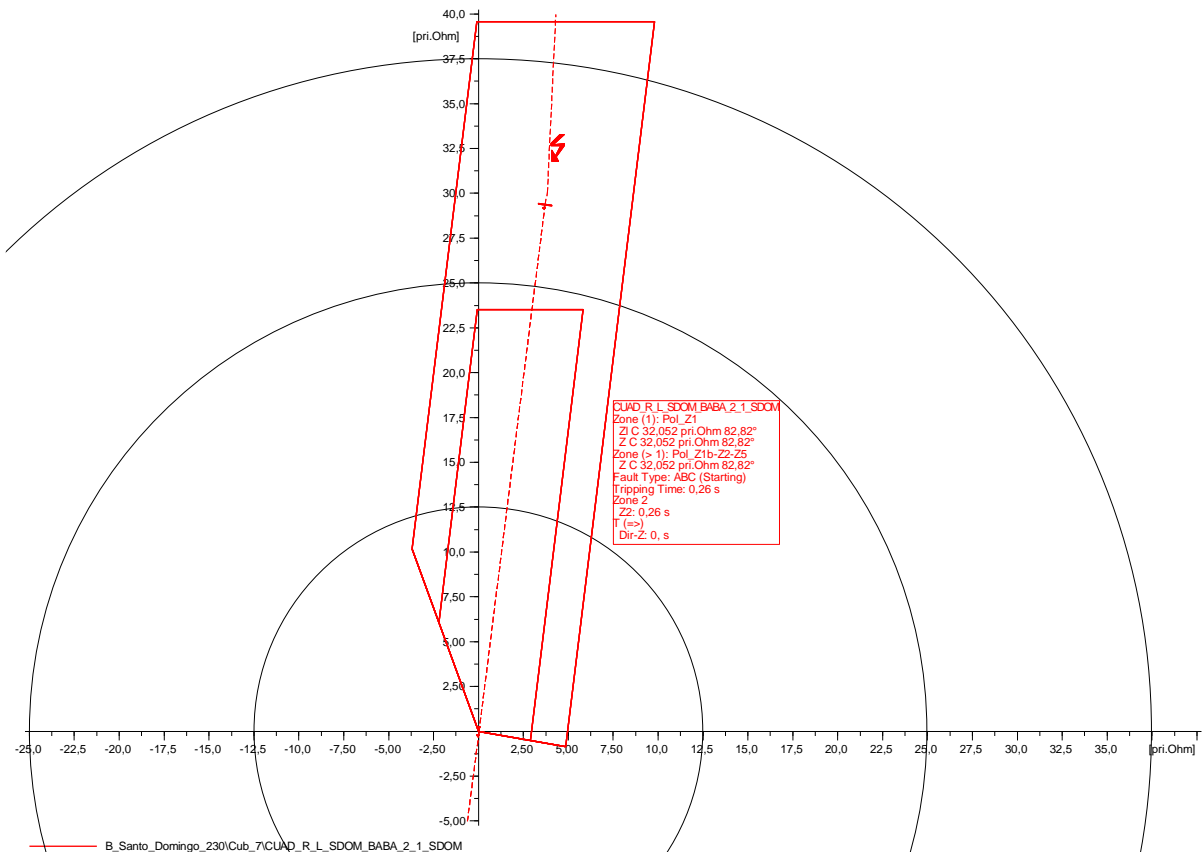
Anexo 45. Falla monofásica al 50% de la línea de transmisión Santo Domingo – Baba (Caso 1), relé de respaldo.



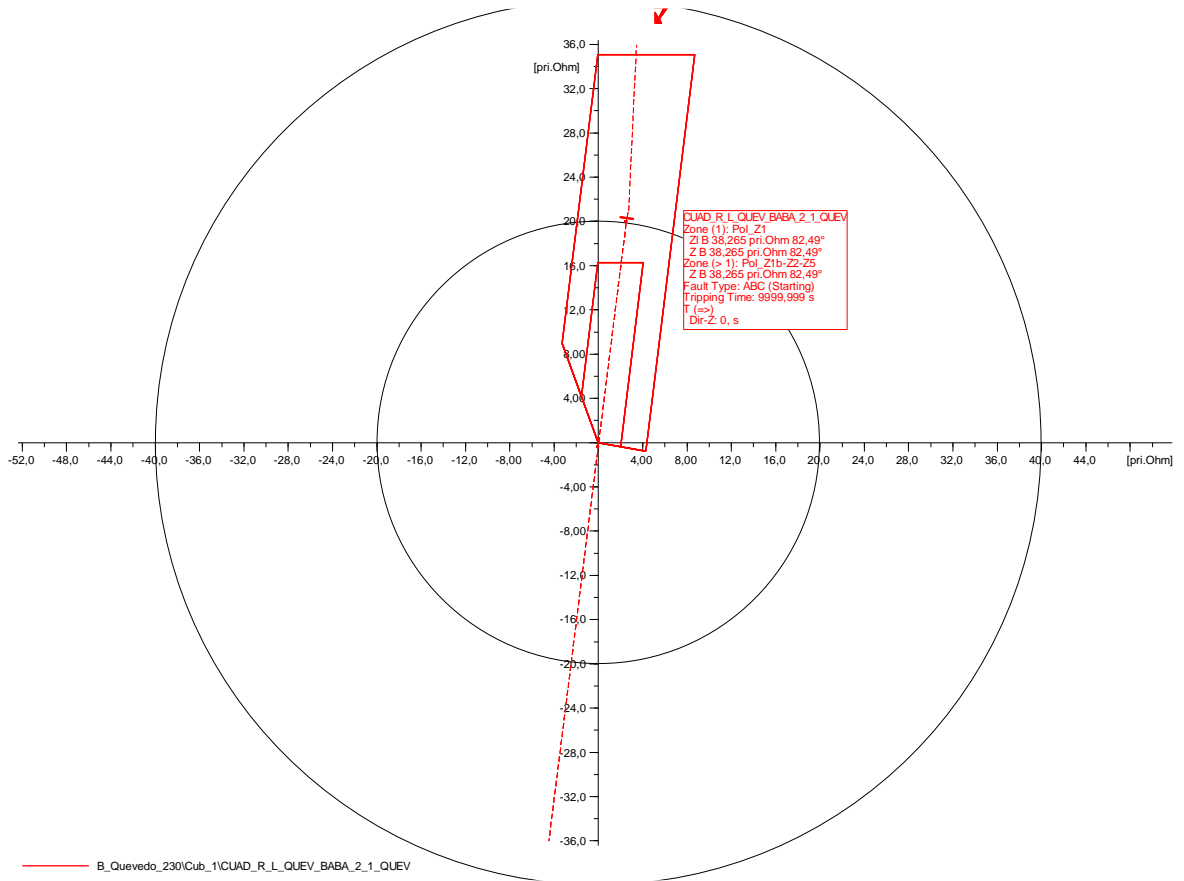
Anexo 46. Falla trifásica al 10% de la línea de transmisión Santo Domingo – Baba (Caso 2), relé de respaldo.



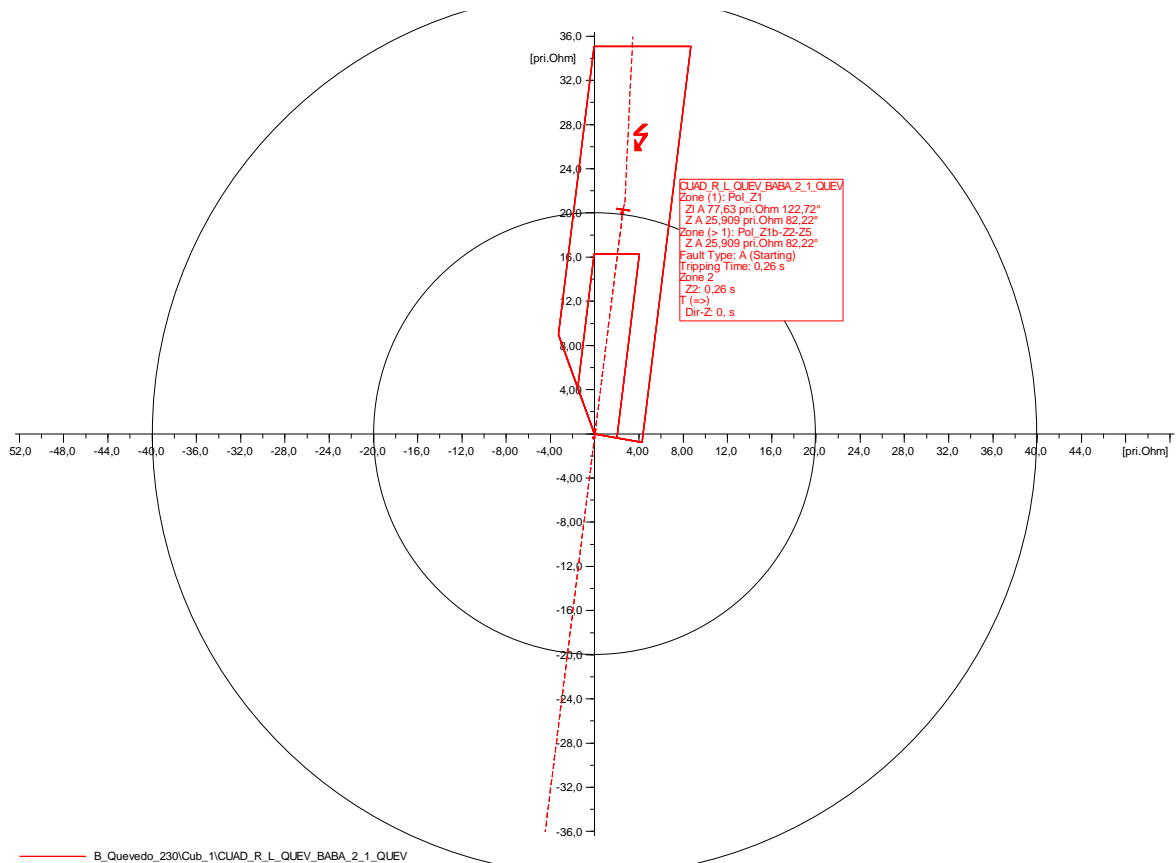
Anexo 47. Falla trifásica al 10% de la L/T Baba – Quevedo (Caso 2), relé de respaldo.



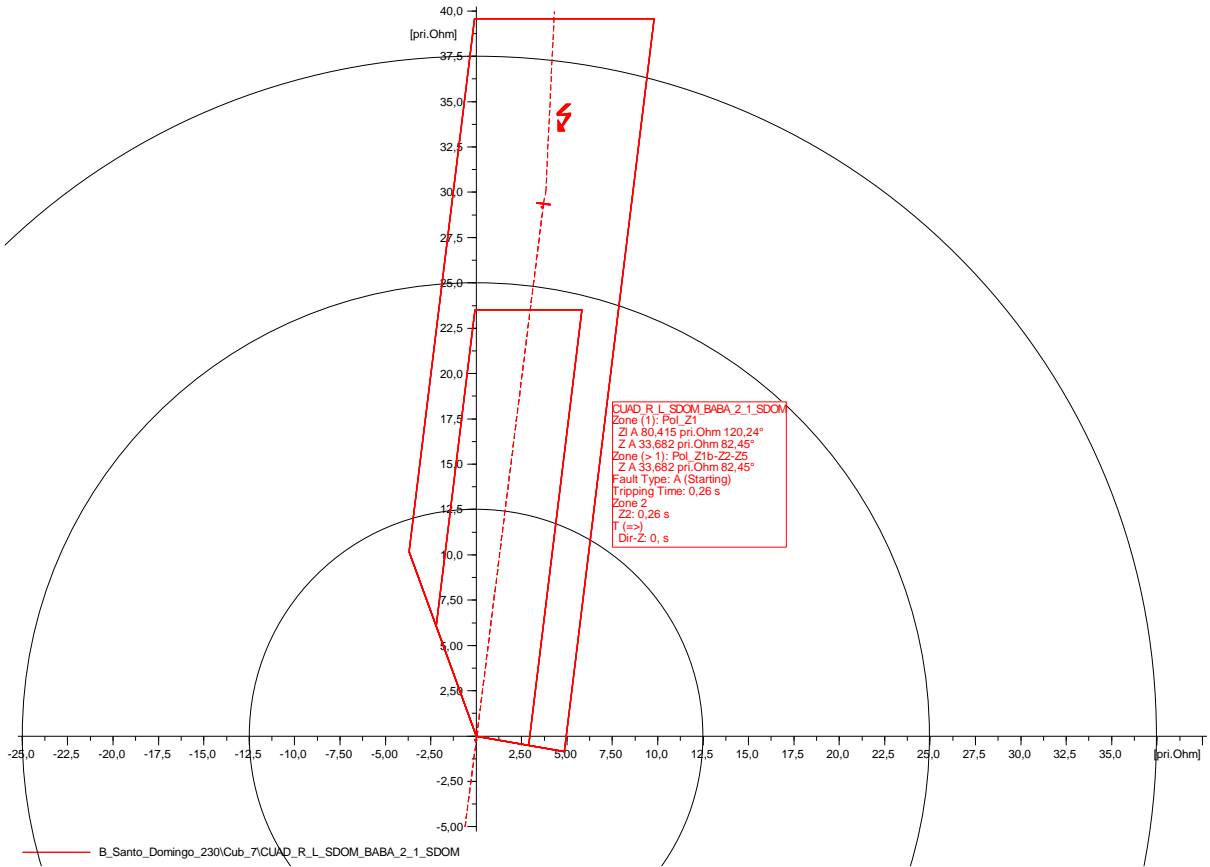
Anexo 48. Falla trifásica al 50% de la línea de transmisión Santo Domingo – Baba (Caso 2), relé de respaldo.



Anexo 49. Falla monofásica al 10% de la línea de transmisión Santo Domingo – Baba (Caso 2), relé de respaldo.



Anexo 50. Falla monofásica al 10% de la L/T Baba – Quevedo (Caso 2), relé de respaldo.



Anexo 51. Falla monofásica al 50% de la L/T Baba – Quevedo (Caso 2), relé de respaldo.

