

T
621.3191
BEN

Escuela Superior Politécnica del Litoral

Facultad de Ingeniería en Electricidad y Computación

TESIS DE GRADO



“Estudio y Aplicación de la Herramienta Computacional –CAPE- para el Análisis de Protecciones Eléctricas en Sistemas de Potencia”.

**Previa a la Obtención del Título de:
INGENIERO EN ELECTRICIDAD
Especialización: Potencia.**

**Carlos Benavides Moreira.
Iván Carchipulla Salazar.
Jorge Zavala Andrade.**



D-32752

**FIEC-ESPOL
2003**

DEDICATORIA.

A nuestros padres.

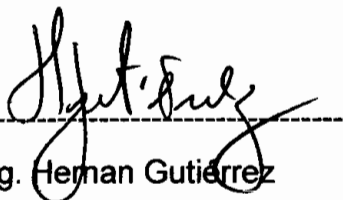
AGRADECIMIENTOS



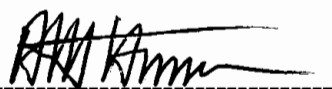
*Al Ing. Alberto Hanze B.
Director de Tesis
Por su guía invaluable para la
realización de este trabajo.*

*Al Ing. Cristián Ortega por su
valiosa colaboración.*

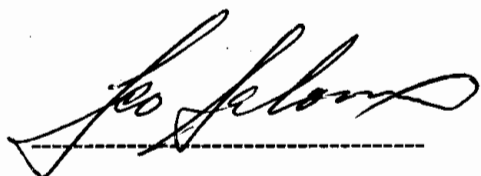
TRIBUNAL DE GRADO



Ing. Hernan Gutierrez
Subdecano (E) de la Facultad
de Ingeniería Eléctrica.



Ing. Alberto Hanze B.
Director de Tesis



Ing. Leo Salomón F.
Miembro Principal.

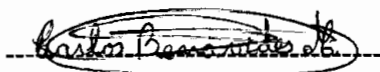


Ing. Jorge Chiriboga
Miembro Principal.

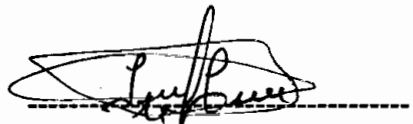
DECLARACIÓN EXPRESA:

Declaramos que: Hechos, ideas y doctrinas expuestas en esta tesis son de nuestra exclusiva responsabilidad y que el patrimonio intelectual de la misma corresponde a la Escuela Superior Politécnica del Litoral.


(Reglamento de Exámenes y Títulos Profesionales de la ESPOL).



Carlos Benavides M.



Ivan Carchipulla S.



Jorge Zavala A.

RESUMEN

El presente trabajo de tesis tiene varios objetivos, el estudio del programa de ingeniería de protección asistida por computadora CAPE adquirido por la FIEC al proveedor Electrocon International, Inc., la elaboración de la base de datos del Sistema Nacional de Transmisión Ecuatoriano (SNT) y del sistema de protección, estudio de Flujo de potencia, estudio de cortocircuitos, la simulación y análisis del comportamiento de las protecciones de líneas del SNT.

El primer capítulo de este trabajo presenta una descripción general de las cualidades del programa, se muestran sus características a través de los módulos que lo constituyen así como algunas de sus funciones especiales.

En el capítulo dos se da la descripción del SNT. Se muestran los modelos utilizados en CAPE para la representación de los elementos del sistema y detalles de su ingreso, además de listarlos con los parámetros que fueron usados para elaborar la base de datos del SNT a ser usada en posteriores análisis. Se presenta el diagrama unifilar del sistema elaborado mediante el programa. Se muestran resultados de un estudio de flujo de potencia en las condiciones operativas de época lluviosa en hora de demanda máxima.

En el tercer capítulo se hace una introducción sobre la protección de los sistemas eléctricos. Se describen los esquemas de protección utilizados en líneas de transmisión del SNT, así como los elementos que los constituyen. Se presentan las principales características de los relés instalados en el SNT para protección de líneas del anillo de 230 Kv y líneas a nivel de 138 Kv en la zona Norte y Nor-occidental. Por último explicamos el ingreso del sistema de protección en la base de datos del SNT y la representación de los esquemas de protección en CAPE.

El cuarto capítulo trata del estudio de la protección de distancia a nivel de 230 KV ante fallas de una fase a tierra: La línea de transmisión escogida para el estudio es la Santo Domingo – Santa Rosa circuito 1, con el objetivo de validar los ajustes y los esquemas de protección de distancia empleados, tanto en protección piloto como en protección por zonas.

El capítulo cinco es dedicado al análisis de dos tipos de protección de líneas a nivel de 138 Kv. Se empieza con un estudio de cortocircuito para la línea Ambato – Totoras, luego se simula la operación de la protección direccional de sobrecorriente para fallas de una fase a tierra, trifásicas y de dos fases a tierra. Finalmente se examina el comportamiento de la protección de distancia por zonas para la línea Vicentina – Latacunga ante fallas de una fase a tierra con distintos valores de impedancia.

INDICE GENERAL

CAPITULO 1

PROGRAMA DE INGENIERIA DE PROTECCION ASISTIDA POR COMPUTADORA (CAPE).

1.1	Aspectos generales.....	Pág. 3
1.2	Módulo ejecutable (EX).....	Pág. 4
1.3	Editor de base de datos (DB).....	Pág. 5
1.4	Diagrama unifilar (OL).....	Pág. 8
1.5	Flujo de potencia (PF).....	Pág. 9
1.6	Cortocircuito (SC).....	Pág. 12
1.7	Simulador del sistema (SS).....	Pág. 15
1.8	Gráficos de coordinación (CG).....	Pág. 18
1.9	Reducción de cortocircuito (SR).....	Pág. 21
1.10	Comprobación de relés (RC).....	Pág. 23
1.11	Ajuste de relés (RS).....	Pág. 26
1.12	Producción de ordenes (OP).....	Pág. 28
1.13	Constantes de línea (LC).....	Pág. 30
1.14	Conversión de base de datos.....	Pág. 32

CAPITULO 2

SISTEMA NACIONAL DE TRANSMISION (SNT) Y SU INGRESO EN CAPE.

2.1	Descripción del sistema.....	Pág. 32
2.2	Representación en CAPE de los elementos del SNT.....	Pág. 36

2.2.1	Subestaciones.....	Pág. 37
2.2.2	Barras.....	Pág. 37
2.2.3	Líneas.....	Pág. 39
2.2.4	Transformadores de dos devanados.....	Pág. 40
2.2.5	Transformadores y autotransformadores de tres devanados.....	Pág. 42
2.2.6	Unidades generadoras y sistemas equivalentes.....	Pág. 45
2.2.7	Cargas.....	Pág. 48
2.2.8	Capacitores y reactores.....	Pág. 51
2.3	Diagrama Unifilar.....	Pág. 53
2.4	Flujo de potencia.....	Pág. 54

CAPITULO 3

PROTECCION DE LINEAS DE TRANSMISION DEL SNT.

3.1	Protección de los sistemas eléctricos.....	Pág. 57
3.2	Descripción del sistema de protección de las líneas de transmisión en el SNT.....	Pág. 58
3.2.1	Elementos del sistema de protección.....	Pág. 64
3.2.2	Esquema de operación del sistema de protección primaria.....	Pág. 65
3.2.3	Esquema de operación del sistema de protección secundaria.....	Pág. 66
3.2.4	Protección ante falla de disyuntor.....	Pág. 67
3.2.5	Reconexión.....	Pág. 68

3.3	Características de los relés utilizados.....	Pág. 69
3.3.1	A nivel de 230 KV.....	Pág. 79
3.3.2	A nivel de 138 KV.....	Pág. 83
3.4	Sistema de protección de líneas de transmisión utilizando CAPE.....	Pág. 89
3.4.1	Modelación del Sistema de Protección de Líneas de Transmisión usando CAPE.....	Pág. 89
3.4.2	Lógica de los elementos de protección.....	Pág.90
3.4.3	Esquema de protección de distancia con sobre-alcance permisivo de disparo transferido.....	Pág. 92
3.4.4	Esquemas de protección de distancia por zonas.....	Pág. 94

CAPITULO 4

SIMULACION Y ANALISIS DEL SISTEMA DE PROTECCION DE LÍNEAS DE TRANSMISION A NIVEL DE 230 KV.

4.1.	Introducción.....	Pág. 97
4.2.	Simulación y Análisis de la Protección para Fallas a Tierra de la Línea de Transmisión Santo Domingo - Santa Rosa circuito 1 del SNT.....	Pág. 100
4.2.1.	Análisis de la Simulación del Caso I: Falla Fase a Tierra en Línea Santo Domingo - Santa Rosa circuito 1 en el 0,1% de la línea, Resistencia de falla de 5 Ohmios.....	Pág. 100

4.2.1.1.	Análisis de Lógica de Contactos.....	Pág. 102
4.2.1.2.	Análisis de Alcance de Unidades de Distancia.....	
	Pág. 107
4.2.2.	Análisis de la Simulación del Caso II:	
	Falla Fase a Tierra en Línea Santo Domingo	
	- Santa Rosa circuito 1 en el 99,9% de la línea,	
	Resistencia de falla de 5 Ohmios.....	Pág. 112
4.2.2.1.	Análisis de Lógica de Contactos.	Pág. 113
4.2.2.2.	Análisis de Alcance de Unidades de Distancia.....	
	Pág. 118
4.2.3.	Análisis de la Simulación del Caso III:	
	Falla Fase a Tierra en la Barra	
	Santo Domingo 230 kV, Resistencia de	
	falla de 5 Ohmios.....	Pág. 123
4.2.3.1.	Análisis de Lógica de Contactos.	Pág. 126
4.2.3.2.	Análisis de Alcance de Unidades de Distancia.....	
	Pág. 128
4.2.4.	Análisis de la Simulación del Caso IV:	
	Falla Fase a Tierra en la Barra Santa Rosa	
	230 kV, Resistencia de falla de 5 Ohmios.....	Pág. 136
4.2.4.1.	Análisis de Lógica de Contactos.	Pág. 139
4.2.4.2.	Análisis de Alcance de Unidades de Distancia.....	
	Pág. 142

4.2.5	Análisis de la Simulación del Caso V:	
	Falla Fase a Tierra en Línea Santo Domingo - Quevedo circuito 1 en el 0,1% de la línea,	
	Resistencia de falla de 5 Ohmios.....	Pág. 151
4.2.5.1.	Análisis de Lógica de Contactos.....	Pág. 153
4.2.5.2.	Análisis de Alcance de Unidades de Distancia.....	
	Pág. 158
4.2.6.	Análisis de la Simulación del Caso VI: Falla Fase a Tierra en Línea Santa Rosa - Totoras circuito 1 en el 0,1% de la línea,	
	Resistencia de falla de 5 Ohmios.....	Pág. 163
4.2.6.1.	Análisis de Lógica de Contactos.....	Pág. 165
4.2.6.2.	Análisis de Alcance de Unidades de Distancia.....	
	Pág.170

CAPITULO 5

SIMULACION Y ANALISIS DEL SISTEMA DE PROTECCIÓN DE LINEAS DE LA UNIDAD DE TRANSMISION NORTE (UTN) A NIVEL DE 138 KV.

5.1.	Introducción.	Pág. 175
5.2.	Estudio de la protección de sobre corriente de la línea de transmisión Ambato – Totoras para fallas de cortocircuito.....	Pág. 178

5.2.1	Determinación de los tipos de falla que produce los valores mínimo y máximo de corrientes de cortocircuito en la línea de estudio.	Pág. 183
5.2.2	Simulación y análisis de la protección.	Pág. 185
	Caso 1. Falla de una fase a tierra.	Pág. 186
	Caso 2. Falla trifásica.....	Pág.193
	Caso 3. Falla dos fases a tierra.	Pág. 201
5.3.	Estudio de la protección de distancia de la línea Vicentina – Latacunga ante fallas de una línea a tierra con distintas impedancias de falla.	Pág. 205
5.3.1	Análisis de falla al 10 % de la línea con impedancia de falla de 5, 15, 40 Ohmios.	Pág. 207
5.3.2	Análisis de falla al 30 % de la línea con impedancia de falla de 5, 15, 40 Ohmios.	Pág. 218
5.3.3	Análisis de falla al 70 % de la línea con impedancia de falla de 5, 15, 40 Ohmios.	Pág. 228
5.3.4	Análisis de falla al 90 % de la línea con impedancia de falla de 5, 15, 40 Ohmios.	Pág 237
	CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES.....	Pág. 249
	BIBLIOGRAFÍA.....	Pág. 256

INDICE DE FIGURAS

	Pág.
Capítulo 1.	
1.1. Módulo Ejecutable del programa CAPE.....	5
1.2. Ventana principal del módulo Editor de base de datos (DBE).....	6
1.3. Ventana de búsqueda del Editor de base de datos.....	7
1.4. Vista de un diagrama de red unifilar en el módulo OL.....	9
1.5. Solución de un flujo de potencia en el módulo PF.....	10
1.6. Vista de una falla aplicada en una barra de un sistema y resultados textuales y gráficos.....	13
1.7. Ingreso de una falla de una fase a tierra.....	14
1.8. Módulo SS durante la simulación de una falla en un tramo de línea.....	18
1.9. Ventana del módulo CG.....	20
1.10. Menú "Action" del módulo SR para reducir redes.....	22
1.11. Establecimiento de área de comprobación y de simulación en RC.....	24
1.12. Simulación del módulo RC.....	25
1.13. Módulo Ajuste de relés de CAPE.....	27
1.14. Reporte en módulo OP.....	30
1.15. Ventana de Ingreso de Datos en DB.....	31
1.16. Ventana del Módulo LC.....	32
Capítulo 2.	
2.1. Subestaciones y Líneas de transmisión del Sistema Nacional Interconectado.....	35
2.2. Modelo Pi (Π) de una línea.....	39
2.3. Red T.....	43
2.4. Red T de secuencia cero de un transformador estrella aterrizado – estrella aterrizado – delta o autotransformador	

	con terciario en delta.....	44
2.5.	Modelo de carga para cortocircuito.....	50
2.6.	Diagrama unifilar del SNT.....	55
2.7.	Flujo de potencia del SNT.....	56

Capítulo 3.

3.1.	Esquema de distancia con sobrealcance permisivo de disparo transferido.....	59
3.2.	Esquema de protección de distancia por zonas, Subestación X.....	61
3.3.	Líneas de transmisión L1 y L2.....	62
3.4.	Diagrama esquemático del sistema de monitoreo y protección de barras y de líneas de transmisión en el SNT.....	64
3.5.	Circuito de contactos, protección piloto.....	65
3.6.	Circuito de contactos, protección por zonas.....	66
3.7.	Circuito de contactos, protección falla de disyuntor.....	67
3.8.	Característica de operación del relé tipo reactancia.....	70
3.9.	Característica de operación de un relé direccional con restricción de voltaje.....	72
3.10.	Característica de operación del relé de distancia tipo reactancia.....	73
3.11.	Característica tiempo versus impedancia del relé de impedancia tipo reactancia.....	73
3.12.	Características de operación de un relé de distancia tipo Mho.....	74
3.13.	Característica tiempo versus impedancia del relé de impedancia tipo Mho.....	75
3.14.	Característica de operación de una unidad direccional corriente – voltaje.....	77
3.15.	Conexiones convencionales de relés direccionales de fase.....	78

Capítulo 4.

4.1.	LZOPs de zona de estudio.....	101
4.2.	Caso I, característica R-X de los relés de la protección de distancia “Piloto” para fallas a tierra. Línea Santo Domingo – Santa Rosa Circuito 1.....	108
4.3.	Caso I, característica R-X del relé de la protección de distancia “por zonas” para fallas a tierra. Subestación Santo Domingo.....	110
4.4.	Caso I, característica R-X del relé de la protección de distancia “por zonas” para fallas a tierra. Subestación Santa Rosa.....	111
4.5.	LZOPs de zona de estudio.....	112
4.6.	Caso II, característica R-X de los relés de la protección de distancia “Piloto” para fallas a tierra. Línea Santo Domingo – Santa Rosa Circuito 1.....	119
4.7.	Caso II, característica R-X del relé de la protección de distancia “por zonas” para fallas a tierra. Subestación Santo Domingo.....	121
4.8.	Caso II, característica R-X del relé de la protección de distancia “por zonas” para fallas a tierra. Subestación Santa Rosa.....	122
4.9.	LZOPs de zona de estudio.....	123
4.10.	Caso III. Característica R-X de los relés de la protección de distancia “Piloto” para fallas a tierra. Línea Santo Domingo – Santa Rosa Circuito 1.....	131
4.11.	Caso III. Característica R-X del relé de la protección de distancia “por zonas” para fallas a tierra. Subestación Santo Domingo.....	134
4.12.	Caso III, paso 1. Característica R-X del relé de la protección de distancia “por zonas” para fallas a tierra. Subestación Santa Rosa.....	135
4.13.	LZOPs de zona de estudio.....	136
4.14.	Caso IV, Paso 1. Característica R-X de los relés de la protección de distancia “Piloto” para fallas a tierra. Línea Santo Domingo – Santa Rosa Circuito 1.....	144

4.15.	Caso IV, Paso 2. Característica R-X de los relés de la protección de distancia “Piloto” para fallas a tierra. Línea Santo Domingo – Santa Rosa Circuito 1.....	145
4.16.	Caso IV, Paso 1. Característica R-X del relé de la protección de distancia “por zonas” para fallas a tierra. Subestación Santo Domingo.....	147
4.17.	Caso IV, Paso 2. Característica R-X del relé de la protección de distancia “por zonas” para fallas a tierra. Subestación Santo Domingo.....	148
4.18.	Caso IV, Paso 1. Característica R-X del relé de la protección de distancia “por zonas” para fallas a tierra. Subestación Santa Rosa.....	149
4.19.	Caso IV, Paso 2. Característica R-X del relé de la protección de distancia “por zonas” para fallas a tierra. Subestación Santa Rosa.....	150
4.20.	LZOPs de zona de estudio.....	152
4.21.	Caso V, característica R-X de los relés de la protección de distancia “Piloto” para fallas a tierra. Línea Santo Domingo – Santa Rosa Circuito 1.....	159
4.22.	Caso V, característica R-X del relé de la protección de distancia “por zonas” para fallas a tierra. Subestación Santo Domingo.....	161
4.23.	Caso V, característica R-X del relé de la protección de distancia “por zonas” para fallas a tierra. Subestación Santa Rosa.....	162
4.24.	LZOPs de zona de estudio.....	164
4.25.	Caso VI, característica R-X de los relés de la protección de distancia “Piloto” para fallas a tierra. Línea Santo Domingo – Santa Rosa Circuito 1.....	171
4.26.	Caso VI, característica R-X del relé de la protección de distancia “por zonas” para fallas a tierra. Subestación Santo Domingo.....	173
4.27.	Caso VI, característica R-X del relé de la protección de distancia “por zonas” para fallas a tierra. Subestación Santa Rosa.....	174

Capítulo 5.

5.1.	Area de estudio.....	176
5.2.	Línea de transmisión Ambato – Totoras y área de influencia.....	178
5.3.	Esquema de protección direccional de sobrealcance para un extremo de línea.....	179
5.4.	Esquema de protección piloto de sobrecorriente instantánea.....	180
5.5.	Curvas Tiempo – Corriente de los relés para fase A y de tierra de la subestación Ambato y puntos de ubicación de la falla de una fase a tierra al principio de la línea desde Ambato.....	189
5.6.	Curvas Tiempo – Corriente de los relés para fase A y de tierra de la subestación Totoras y puntos de ubicación de la falla de una fase a tierra al principio de la línea desde Ambato.....	190
5.7.	Curvas Tiempo – Corriente de los relés para fase A y de tierra de la subestación Ambato y puntos de ubicación de la falla de una fase a tierra al principio de la línea desde Totoras.....	191
5.8.	Curvas Tiempo – Corriente de los relés para fase A y de tierra de la subestación Totoras y puntos de ubicación de la falla de una fase a tierra al principio de la línea desde Totoras.....	192
5.9.	Características R-X de los relés de fase y de tierra, zona 2 y 3 de la subestación Pucará ante falla trifásica en el extremo de Ambato de la línea.....	196
5.10.	Curvas Tiempo – Corriente de los relés para fases A, B y C en la subestación Totoras y ubicación de la falla trifásica al principio de línea en Ambato.....	197
5.11.	Curvas Tiempo – Corriente de los relés para fases A, B y C en la subestación Totoras y ubicación de la falla trifásica al principio de línea en Ambato después de la apertura en Pucará.....	198
5.12.	Curvas Tiempo – Corriente de los relés para fases A, B y C de la subestación Ambato y ubicación de la falla trifásica en el	

extremo de Totoras.....	199
5.13. Características R-X de los relés de fase y de tierra, zona 3 de la subestación Pucará ante falla trifásica en el extremo de Totoras de la línea.....	200
5.14. Curvas Tiempo – Corriente de los relés de fase B, C y de tierra de la subestación Ambato y ubicación de una falla de dos fases a tierra al principio de línea en Totoras.....	202
5.15. Curvas Tiempo – Corriente de los relés de fase B, C y de tierra de la subestación Totoras y ubicación de una falla de dos fases a tierra al principio de línea en Totoras.....	203
5.16. Característica R-X del relé de tierra de la subestación Pucará ante falla de dos fases a tierra en el extremo de Totoras	204
5.17. Línea de transmisión Vicentina – Latacunga y área de influencia.....	205
5.18. Características R-X del elemento de protección de fase zona 1, ante falla SLG_5_OHMS a 10% de la línea desde Vicentina Subestación Vicentina. Primer paso.....	209
5.19. Característica R_X de los elementos de protección para tierra zona 1 y 3 ante falla SLG_5_OHMS a 10% de la línea desde Vicentina. Subestación Latacunga. Primer paso.....	210
5.20. Característica R_X de los elementos de protección para tierra zona 1, 2 y 3 ante falla SLG_5_OHMS a 10% de la línea desde Vicentina. Subestación Latacunga. Segundo paso.....	211
5.21. Característica R_X de los elementos de protección para tierra de zona 1 y 3 ante falla SLG_15_OHMS a 10% de la línea desde Vicentina. Subestación Vicentina. Primer paso.....	213
5.22. Característica R_X de los elementos de protección para tierra zona 1, 2 y 3 ante falla SLG_15_OHMS a 10% de la línea desde Vicentina. Subestación Latacunga. Segundo paso.....	214
5.23. Característica R_X de los elementos de protección para tierra zona 1 y 3 ante falla SLG_40_OHMS a 10% de la	



	línea desde Vicentina. Subestación Vicentina. Primer paso.....	216
5.24.	Característica R_X de los elementos de protección para tierra zona 1, 2 y 3 ante falla SLG_40_OHMS a 10% de la línea desde Vicentina. Subestación Latacunga. Segundo paso.....	217
5.25.	Característica R-X de los elementos de protección para tierra zona 1 y 3 ante falla SLG_5_OHMS a 30% de la línea desde Vicentina. Subestación Vicentina. Primer paso.....	219
5.26.	Característica R-X de los elementos de protección para tierra zona 1 y 3 ante falla SLG_5_OHMS a 30% de la línea desde Vicentina. Subestación Latacunga. Primer paso.....	220
5.27.	Característica R-X de los elementos de protección para tierra zona 1 y 3 ante falla SLG_15_OHMS a 30% de la línea desde Vicentina. Subestación Vicentina. Primer paso.....	222
5.28.	Característica R-X de los elementos de protección para tierra zona 1 y 3 ante falla SLG_15_OHMS a 30% de la línea desde Vicentina. Subestación Latacunga. Primer paso.....	223
5.29.	Característica R-X de los elementos de protección para tierra zona 1 y 3 ante falla SLG_40_OHMS a 30% de la línea desde Vicentina. Subestación Vicentina. Primer paso.....	225
5.30.	Característica R-X de los elementos de protección para tierra zona 1,2 y 3 ante falla SLG_40_OHMS a 30% de la línea desde Vicentina. Subestación Latacunga. Primer paso.....	226
5.31.	Característica R-X de los elementos de protección para tierra zona 1 y 3 ante falla SLG_5_OHMS a 30% de la línea desde Vicentina. Subestación Latacunga. Segundo paso.....	227
5.32.	Característica R-X de los elementos de protección para tierra zona 1 y 3 ante falla SLG_5_OHMS a 70% de la línea desde Vicentina. Subestación Latacunga. Primer paso.....	229
5.33.	Característica R-X de los elementos de protección para tierra zona 1 y 3 ante falla SLG_5_OHMS a 70% de la línea desde Vicentina. Subestación Vicentina. Primer paso.....	230

5.34.	Característica R-X de los elementos de protección para tierra zona 1 y 3 ante falla SLG_15_OHMS a 70% de la línea desde Vicentina. Subestación Latacunga. Primer paso.....	232
5.35.	Característica R-X de los elementos de protección para tierra zona 1 y 3 ante falla SLG_15_OHMS a 70% de la línea desde Vicentina. Subestación Vicentina. Primer paso.....	233
5.36.	Característica R-X de los elementos de protección para tierra zona 1 y 3 ante falla SLG_40_OHMS a 70% de la línea desde Vicentina. Subestación Latacunga. Primer paso.....	235
5.37.	Característica R-X de los elementos de protección para tierra zona 1 y 3 ante falla SLG_40_OHMS a 70% de la línea desde Vicentina. Subestación Vicentina. Segundo paso.....	236
5.38.	Característica R-X de los elementos de protección para tierra zona 1 y 3 ante falla SLG_5_OHMS a 90% de la línea desde Vicentina. Subestación Latacunga. Primer paso.....	238
5.39.	Característica R-X de los elementos de protección para tierra zona 1,2 y 3 ante falla SLG_5_OHMS a 90% de la línea desde Vicentina. Subestación Vicentina. Primer paso Disparo se produce en paso dos.....	239
5.40.	Característica R-X de los elementos de protección para tierra zona 1 y 3 ante falla SLG_15_OHMS a 90% de la línea desde Vicentina. Subestación Latacunga. Primer paso.....	241
5.41.	Característica R-X de los elementos de protección para tierra zona 1,2 y 3 ante falla SLG_15_OHMS a 90% de la línea desde Vicentina. Subestación Vicentina. Primer paso.....	242
5.42.	Característica R-X de los elementos de protección para tierra zona 1,2 y 3 ante falla SLG_15_OHMS a 90% de la línea desde Vicentina. Subestación Vicentina. Segundo paso.....	243
5.43.	Característica R-X de los elementos de protección para tierra zona 1 y 3 ante falla SLG_40_OHMS a 90% de la línea desde Vicentina. Subestación Latacunga. Primer paso.....	245



5.44. Característica R-X de los elementos de protección para tierra zona 1,2 y 3 ante falla SLG_40_OHMS a 90% de la línea desde Vicentina. Subestación Vicentina. Segundo paso.....	246
---	-----

INDICE DE TABLAS

Pág.

Capítulo 3.

3.1.	Relés de distancia utilizados en la protección primaria.....	80
3.2.	Rangos de las unidades de distancia y temporizadores del relé YTG33_EFJ_5A.....	81
3.3.	Rangos de las unidades de distancia y temporizadores del relé YTG31_3Y_5A.....	82
3.4.	Rangos de las unidades de distancia de los relés 12 CEY51A1D y 12CEY52A1D.....	83
3.5.	Relés de distancia utilizados en la protección secundaria de líneas de transmisión a nivel de 138KV.....	84
3.6.	Rangos de unidades de distancia del relé 12GCX51A11A.....	85
3.7.	Rangos de las unidades de distancia del relé 12GCY51A1A	85
3.8.	Rangos de las unidades de distancia del relé 12GCXG51A11A y 12GCXG53A1A	86
3.9.	Relés de sobre corriente direccional utilizados en 138 KV.....	88
3.10.	Rangos de las unidades de sobrecorriente de los relés CDD21 y CDD23.....	89
3.11.	Códigos de lógica de contactos utilizados en las LZOPs de líneas de transmisión.....	91
3.12.	Códigos empleados en el esquema de protección primaria piloto.....	93
3.13.	Códigos empleados en el esquema de protección secundaria por zonas.....	95

Capítulo 4.

4.1.	Casos para el estudio de la protección primaria contra fallas a tierra de la línea Santo Domingo – Santa Rosa, circuito 1.....	100
4.2.	LZOPs, caso I.....	101
4.3.	Resumen de lógica de contactos, caso I.....	104
4.4.	Alcances e impedancia “vista” por los relés de la protección primaria piloto, caso I.....	107
4.5.	Alcances e impedancia “vista” por los relés de la protección primaria por zonas, caso I.....	109
4.6.	LZOPs, caso II.....	113
4.7.	Resumen de lógica de contactos, caso II.....	115
4.8.	Alcances e impedancia “vista” por los relés de la protección primaria piloto, caso II.....	118
4.9.	Alcances e impedancia “vista” por los relés de la protección primaria por zonas, caso II.....	120
4.10.	LZOPs, caso III.....	124
4.11.	Resumen de lógica de contactos, caso III.....	128
4.12.	Alcances e impedancia “vista” por los relés de la protección primaria piloto, caso III.....	130
4.13.	Alcances e impedancia “vista” por los relés de la protección primaria por zonas, caso III.....	133
4.14.	LZOPs, caso IV.....	136
4.15.	Resumen de lógica de contactos, caso IV.....	140
4.16.	Alcances e impedancia “vista” por los relés de la protección primaria piloto, caso IV.....	143
4.17.	Alcances e impedancia “vista” por los relés de la protección primaria por zonas, caso IV.....	146
4.18.	LZOPs, caso V.....	151
4.19.	Resumen de lógica de contactos, caso V.....	155

4.20.	Alcances e impedancia “vista” por los relés de la protección primaria piloto, caso V.....	158
4.21.	Alcances e impedancia “vista” por los relés de la protección primaria por zonas, caso V.....	160
4.22.	LZOPs, caso V.....	163
4.23.	Resumen de lógica de contactos, caso V.....	167
4.24.	Alcances e impedancia “vista” por los relés de la protección primaria piloto, caso V.....	170
4.25.	Alcances e impedancia “vista” por los relés de la protección primaria por zonas, caso V.....	172

Capítulo 5.

5.1.	Códigos de lógica de contactos utilizados.....	182
5.2.	Resultados de cortocircuitos en la línea Ambato – Totoras.....	184
5.3.	Relé involucrados en las simulaciones en la línea Ambato – Totoras un extremo de línea.....	186
5.4.	Alcance e impedancia vista por los relés de la protección primaria por zonas ante falla SLG_5_ OHMS a 10% de la línea desde Vicentina.....	209
5.5.	Alcance e impedancia vista por los relés de la protección primaria por zonas ante falla SLG_15_ OHMS a 10% de la línea desde Vicentina.....	213
5.6.	Alcance e impedancia vista por los relés de la protección primaria por zonas ante falla SLG_40_ OHMS a 10% de la línea desde Vicentina.....	215
5.7.	Alcance e impedancia vista por los relés de la protección primaria por zonas ante falla SLG_5_ OHMS a 30% de la línea desde Vicentina.....	218

5.8.	Alcance e impedancia vista por los relés de la protección primaria por zonas ante falla SLG_15_ OHMS a 30% de la línea desde Vicentina.....	221
5.9.	Alcance e impedancia vista por los relés de la protección primaria por zonas ante falla SLG_40_ OHMS a 30% de la línea desde Vicentina.....	225
5.10.	Alcance e impedancia vista por los relés de la protección primaria por zonas ante falla SLG_5_ OHMS a 70% de la línea desde Vicentina.....	228
5.11.	Alcance e impedancia vista por los relés de la protección primaria por zonas ante falla SLG_15_ OHMS a 70% de la línea desde Vicentina.....	231
5.12.	Alcance e impedancia vista por los relés de la protección primaria por zonas ante falla SLG_40_ OHMS a 70% de la línea desde Vicentina.....	235
5.13.	Alcance e impedancia vista por los relés de la protección primaria por zonas ante falla SLG_5_ OHMS a 90% de la línea desde Vicentina.....	238
5.14.	Alcance e impedancia vista por los relés de la protección primaria por zonas ante falla SLG_15_ OHMS a 90% de la línea desde Vicentina.....	240
5.15.	Alcance e impedancia vista por los relés de la protección primaria por zonas ante falla SLG_40_ OHMS a 90% de la línea desde Vicentina.....	245

Conclusiones y Recomendaciones

Alcance sugerido de relé YTG_31 en Santo Domingo.....	251
---	-----

Introducción.

En este proyecto de tesis se realizó el estudio del programa de ingeniería de protección asistida por computadora CAPE adquirido por la FIEC al proveedor Electrocon International, Inc., mediante el cual se determinó las principales herramientas con las que se desarrolló estudios de las protecciones de un sistema de potencia.

Se elaboró la base de datos del Sistema Nacional de Transmisión Ecuatoriano (SNT), donde se consideró todos los parámetros necesarios para poder establecer estudios de flujo de potencia y de cortocircuitos, los que permitieron realizar estudios más realistas de la operación de las protecciones eléctricas.

Se obtuvo una representación gráfica del sistema de potencia (diagrama unifilar), que permitió visualizar los resultados de las simulaciones a realizar en los diferentes módulos que hace uso CAPE.

En la base de datos del sistema, se hizo el ingreso de la información del sistema de protección de las líneas de transmisión del SNT a niveles de 230 KV y 138 KV, ampliando la base de datos a una de protecciones eléctricas. Se implementó los esquemas de protección primaria de líneas para fallas a tierra y entre fases, en base a la lógica de contactos de los esquemas y los ajustes de los relés. Dichos ajustes, en su mayoría, fueron obtenidos de la

empresa nacional de transmisión, TRANSELECTRIC S.A. Los relés utilizados constan en la biblioteca de CAPE.

Se aplicaron los esquemas de protección ingresados para en el análisis del comportamiento de las protecciones eléctricas de una parte del SNT, simulando fallas con ciertas condiciones establecidas previamente.

Se presentan reportes que muestran los resultados de dichas simulaciones y el análisis de los mismos, además de conclusiones y recomendaciones respecto del estudio y del programa CAPE.

CAPITULO 1

PROGRAMA DE INGENIERIA DE PROTECCION ASISTIDA POR COMPUTADORA (CAPE).

1.1. Aspectos Generales.

Los programas de la serie Ingeniería de protección asistida por computadora, CAPE (Computer-Aided Protection Engineering) han sido diseñados para proporcionar potentes herramientas computacionales al ingeniero de protección. CAPE es una herramienta especializada en productividad que ha sido desarrollada por Electrocon Internacional Inc., bajo el patrocinio inicial de diez de las mayores entidades de servicio público de electricidad en los Estados Unidos, y fue adquirida en su versión académica por la FIEC.

CAPE consiste en una serie de módulos opcionales para el análisis de la información, vinculados a una base de datos de propósito general. Todos los módulos de CAPE contienen un juego de características similares, como por ejemplo la ayuda en línea, con la cual se presenta el manual de referencia del programa o información sobre los datos que presentan los cuadros de dialogo de entrada de datos de los elementos de un sistema, otra característica es la de definir conjunto de barras, líneas, transformadores y dispositivos de protección para su uso en operaciones repetitivas o macros.

CAPE también presenta macros desarrolladas mediante un lenguaje de programación denominado Lenguaje CAPE de Programación del Usuario (CUPL). Por último todos los módulos ofrecen menús (“pop-up”), de accesos directos (“short cuts”), misceláneos, de opciones e impresión.

1.2. Módulo Ejecutable (EX).

El módulo ejecutable es el nexo entre todos los módulos de CAPE y la base de datos. En este módulo se adjunta la base de datos con la que se va a trabajar y son leídos los datos para cortocircuito o flujo de potencia del sistema de potencia que dicha base de datos representa. Es el supervisor de la base de datos, ya que evalúa los datos que en ella se encuentran para poder realizar las órdenes y los cálculos que en los módulos se establecen y si la base de datos contiene errores o falta de información, el módulo ejecutable muestra un mensaje de error e identifica posibles causas del mismo.

Por su marcada importancia, el módulo ejecutable siempre estará activo y trabaja junto con todos los demás módulos de CAPE, los que son llamados desde la barra de tareas o mediante la barra de menús.

La vista de módulo Ejecutable al iniciarse el programa CAPE se muestra en la figura 1.1.

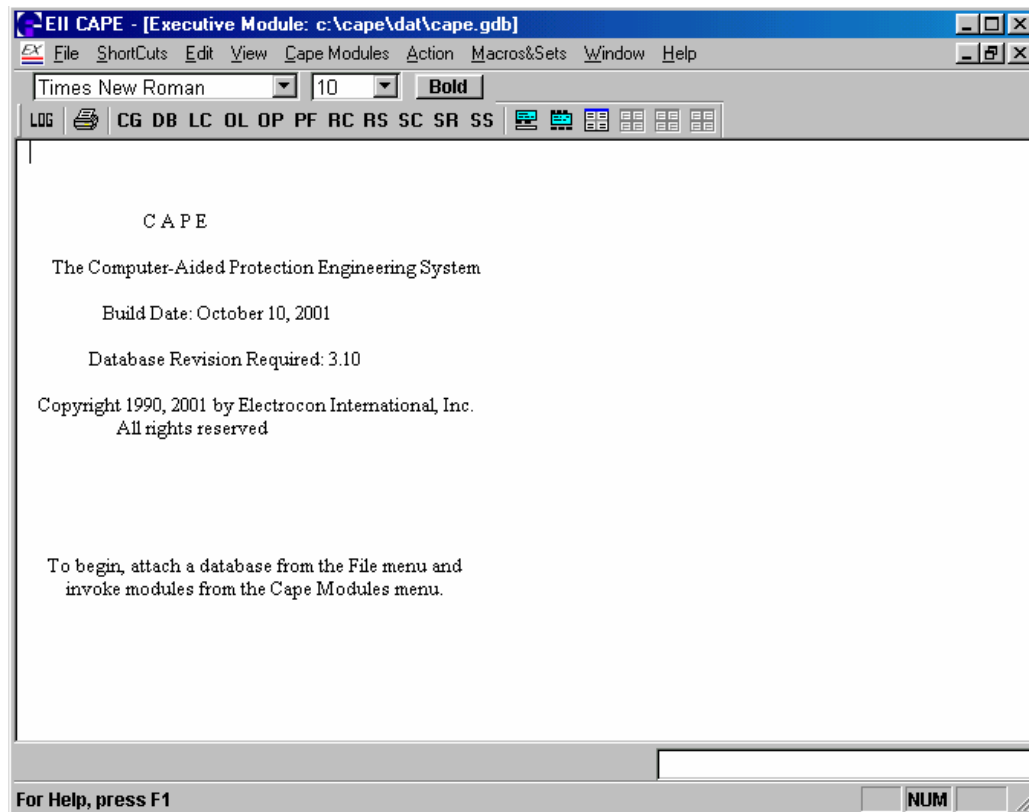


Fig. 1.1. Módulo Ejecutable del programa CAPE.

1.3. Editor de Base de Datos (DB).

Un sistema de base de datos es básicamente un sistema para archivar datos en la computadora o sea, es un sistema computarizado cuyo propósito general es mantener información y hacer que esté disponible cuando se solicite. La información en cuestión puede ser cualquier cosa que se considere importante para el individuo o la organización a la cual debe servir el sistema.

El módulo Editor de base de datos de CAPE (DB o DBE) fue diseñado para satisfacer las necesidades de datos de los módulos del programa, y además para ser un depósito general de datos técnicos y de otro tipo. Se puede

modificar fácilmente las bases de datos para satisfacer necesidades de expansión. La figura 1.2 muestra la ventana principal del módulo.



Fig. 1.2. Ventana principal del módulo Editor de base de datos (DBE).

El Editor de base de datos CAPE (CAPE Database Editor) utiliza una interfaz diseñada para búsqueda intuitiva e introducción organizada de datos. Muestra ventanas de edición que permiten ingresar todos los datos relacionados en un solo lugar. Esto resulta en un modelo de red integrado para cortocircuito y flujo de potencia, combinado con modelos realistas de sistemas de protección. A este conjunto en CAPE se denomina datos del sistema, que incluyen subestaciones, barras, líneas, transformadores, generadores, cargas capacitores y reactores; además también disyuntores, zonas de protección (LZOPs), transformadores de medida y auxiliares, relés y fusibles. Este módulo posee un programa integrado para modelar

transformadores de varios números de devanados, que después pueden ser ingresados en la base de datos del sistema. Se muestra en la figura 1.3 la plantilla de búsqueda e ingreso de datos de sistema.

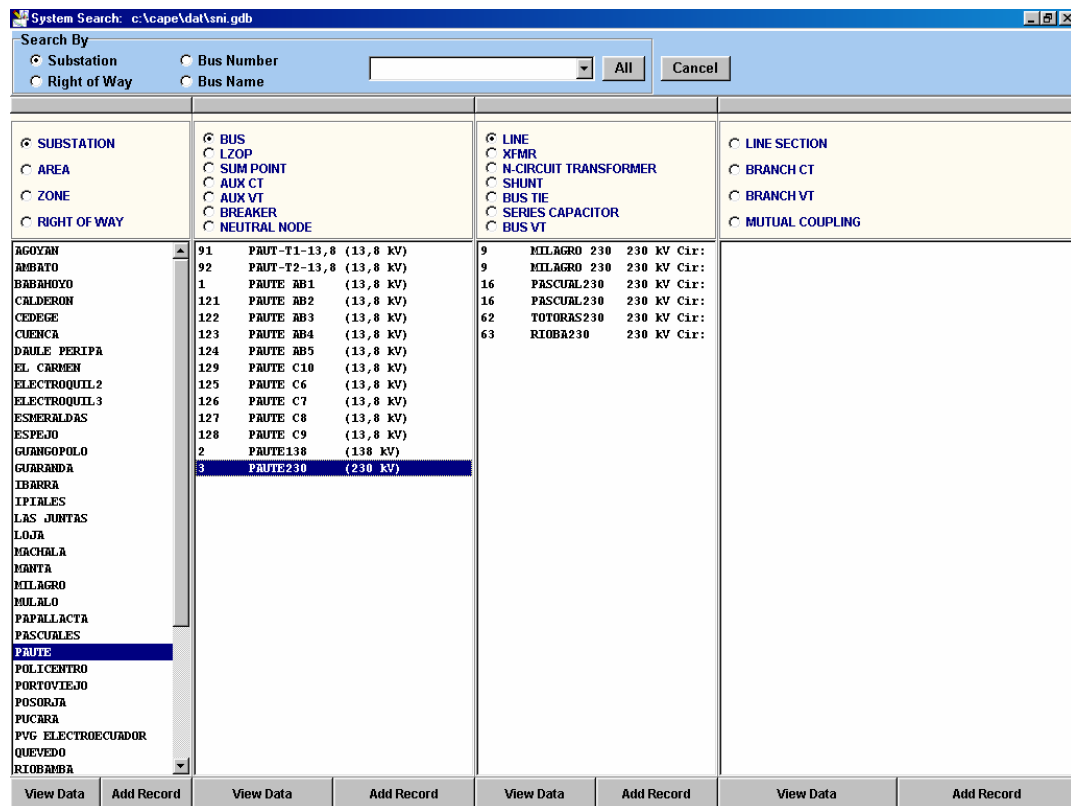


Fig. 1.3. Ventana de búsqueda del Editor de base de datos

La base de datos de CAPE (DB) presenta como característica el acceso a la información desde el módulo Diagrama unifilar (módulo OL) para la búsqueda o modificación de los datos de red.

La otra parte de una base de datos de CAPE es la que corresponde a las bibliotecas, expandibles por el usuario, de relés, fusibles, transformadores de corriente, de potencial, de conductores y datos de diseño de líneas.

La biblioteca de relés abarca modelos realistas de relés electromecánicos y digitales con cualquier combinación de sobreintensidad, dirección, distancia,

temporizador, unidades de tensión y unidades auxiliares. Los elementos de supervisión de elementos se especifican fácilmente como parte de la definición del relé o como parte del sistema de datos cuando es introducido el relé. La estructura de la biblioteca de relés generaliza la modelación de relés y permite agregar nuevos dispositivos de protección por el usuario alterando los modelos ya existentes.

DBE tiene la capacidad de transferencia de datos entre bases de datos. Se puede reemplazar un modelo completo de red sin perder el modelo de protección, o actualizar una base de datos original con un nuevo modelo que haya sido estudiado separadamente.

Por último, DB proporciona campos de datos especiales para el almacenamiento de notas e información miscelánea por parte del usuario.

1.4. Diagrama Unifilar (OL).

El módulo diagrama unifilar (OL) de CAPE permite elaborar un diagrama de red del sistema de potencia que sirve de interfaz a las funciones de CAPE: Cortocircuito (SC), Flujo de potencia (PF), y Simulador del sistema (SS), así como a la Base de datos de CAPE.

La interfaz que provee OL es activa y bidireccional. Ya que se puede interactuar con la red cambiando el estado de los equipos, modificando los datos o aplicando fallas; y la red muestra los resultados. En la figura 1.4 se muestra la ventana de éste módulo.

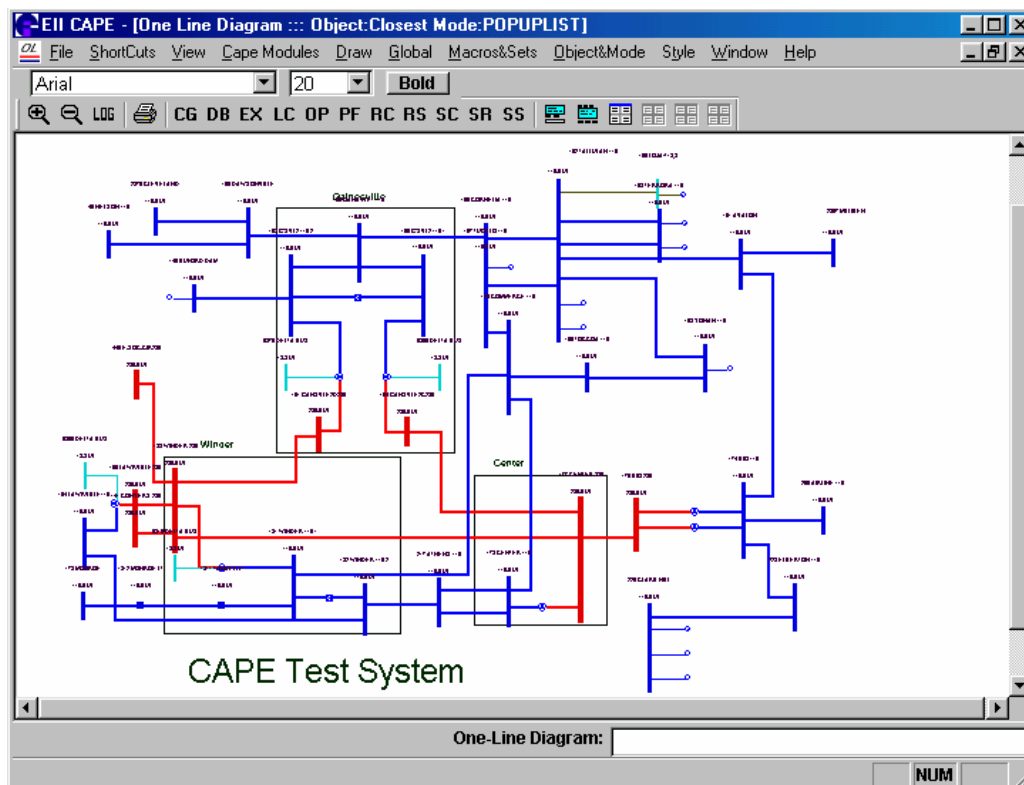


Fig. 1.4. Vista de un diagrama de red unifilar en el módulo OL.

La construcción del diagrama en OL se lo realiza con facilidad, empezando por la inserción de las barras y con ellas, automáticamente se insertan los demás elementos del sistema de potencia. Además OL tiene un completo control de colores, estilo de líneas y niveles de voltaje o sobrecarga.

OL provee una interfaz gráfica para disyuntores y aplicación de fallas cuando está vinculado con los módulos SS y SC de CAPE.

El módulo permite la ampliación y paneo continuo del diagrama, a conveniencia del usuario.

1.5. Flujo de Potencia (PF).

El propósito del programa de análisis de flujo de potencia es calcular con precisión las tensiones de estado estacionario en todas las barras de toda

una red, y a partir de ese cálculo los flujos de potencia real y reactiva en cada una de las líneas y transformadores, bajo la suposición de generación y carga conocidas. Su función básica radica en modelar controles de voltaje como LTC's y potencia de salida reactiva del generador. La característica que presenta el módulo de flujo de potencia en CAPE es el aporte de información hacia la base de datos y con el módulo Cortocircuito (SC). En la figura 1.5 se muestra la vista del módulo después de realizarse una corrida de flujo de potencia.

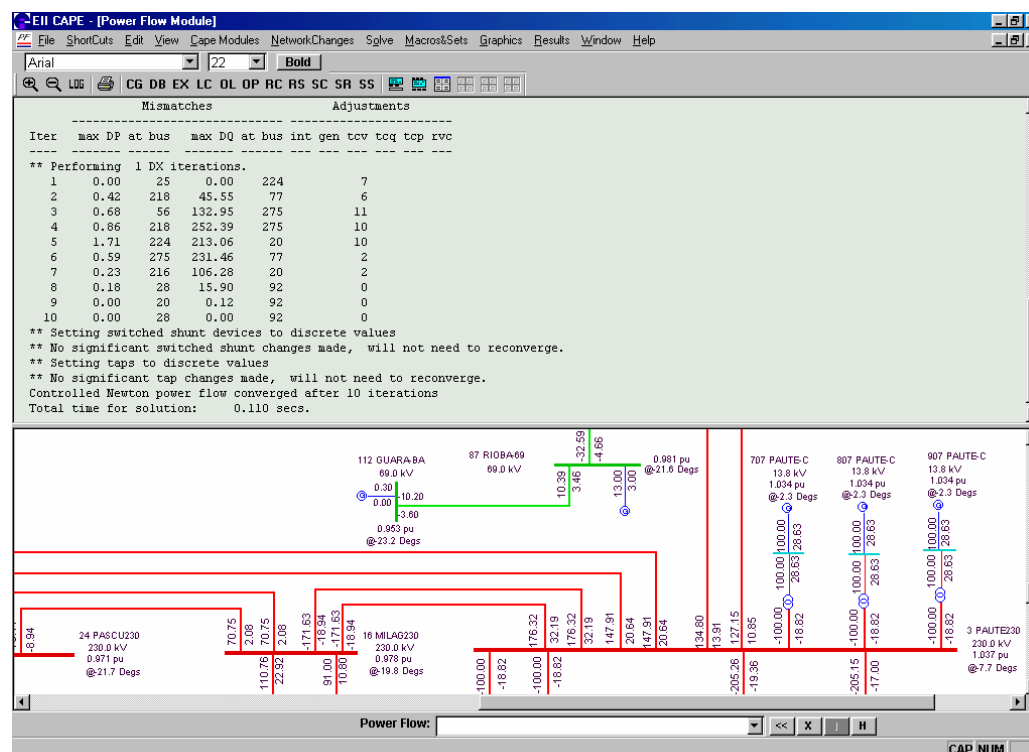


Fig.1.5. Solución de un flujo de potencia en el módulo PF.

CAPE unifica los datos de elementos del sistema que requiere los módulos Flujo de Potencia y Cortocircuito mediante el Editor de Base de Datos. Cuando se utilicen diferentes datos para modelar el mismo dispositivo, las planillas del Editor de Base de Datos (DBE) los muestra juntos y organizados.

El propósito del módulo PF en CAPE es el de aumentar la exactitud del cálculo de las intensidades de falla. Desde éste módulo se puede enviar hacia la base de datos una solución completa del flujo de potencia: tensiones, carga y generación, derivaciones en transformadores y valores de elementos paralelos; para que cuando el módulo Cortocircuito construya su modelo de red, pueda ser incluida dicha solución para incrementar la exactitud de los cálculos de cortocircuitos.

PF modela una variedad de elementos y controles de red. Entre estos están:

- Control local o remoto de tensión mediante la conmutación de bancos de capacitores y/o inductores.
- Control local o remoto de tensión mediante generación reactiva (Q).
- Control local o remoto de tensión mediante cambio en derivaciones de transformadores.
- Control de flujo de potencia reactiva mediante cambio en derivaciones de transformadores.
- Control de flujo de potencia activa mediante corrimiento de fase de transformadores.
- Control de intercambio de potencia entre áreas.

El módulo PF proporciona dos algoritmos para resolver flujos de potencia que utilizan procesos de linealización e iteración: el de Newton y el de desacoplamiento rápido. Los cuales a su vez pueden considerar o no los controles descritos anteriormente.

Este módulo hace uso del diagrama unifilar para mostrar de forma gráfica los resultados de interés de una solución de flujo de potencia.

El uso de una interfaz gráfica se la emplea también para establecer cambios de red, examinar o editar información de la base de datos, ya que por medio del uso del módulo Diagrama unifilar se puede tener acceso a la base de datos del sistema.

Por último el modulo presenta diversos tipos de informes respecto a una solución de un flujo de potencia. Dichos informes pueden ser generados para todas las barras, una barra o un conjunto de ellas. Algunos son informes de excepción, tal como aquellos de transformadores y/o líneas sobrecargadas o violaciones de tensión en barras. Otros son informes resúmenes. Permitiendo la personalización de reportes.

1.6. Cortocircuito (SC).

El módulo de cortocircuito simula diversas contingencias de red y muestra resultados de distintas fallas que se pueden presentar en cualquier punto de un sistema de potencia, mostrando reportes de corrientes de fases y de secuencias en todas las barras del sistema o en determinadas barras. Las simulaciones de éste módulo pueden ser usadas después en los módulos Simulador de Sistema (SS), Gráficos de Coordinación (CG) y Comprobación de Relés (RC) para realizar sus estudios correspondientes.

El módulo Cortocircuito utiliza la interfaz del Diagrama unifilar para trabajar con rapidez y conveniencia. Los resultados de los cálculos se muestran automáticamente en todo el diagrama asociado con la base de datos. También usa la interfaz de ventana dividida, que permite observar resultados textuales, gráficos o ambos.

En la figura 1.6 se muestra la característica descrita al aplicarse una falla en una barra de un sistema eléctrico.

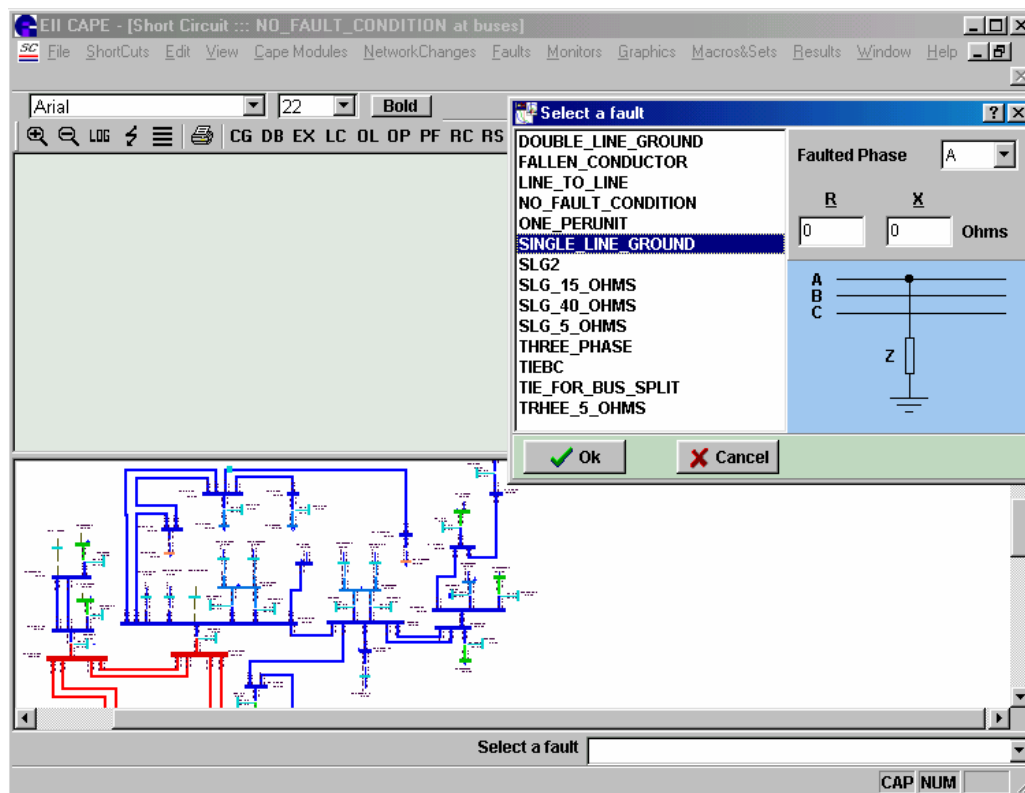


Fig. 1.7. Ingreso de una falla de una fase a tierra.

Además en este módulo se pueden establecer contingencias interactivas en la red, tales como sacar líneas, generadores, apertura o cierre de disyuntores o fallas en tramos de líneas.

Como se explicó en la sección anterior, éste módulo puede hacer uso de las soluciones obtenidas en PF para contemplar condiciones de red más exactas en los cálculos de cortocircuito, que ayudarán después a determinar eficazmente la respuesta de relés.

El módulo hace uso de relaciones X/R según estándares ANSI para obtener intensidades de cortocircuito que sirvan para evaluar el trabajo de interrupción de los circuitos por los disyuntores, usando estas relaciones en

los cálculos de los decrementos de las componentes de corriente alterna y directa de las corrientes de fallas.

Otra característica de este módulo son los Monitores, que son registros de ciertas cantidades sean estas corrientes, voltajes o impedancias calculadas por SC, que son "monitoreadas" al instalarse estos monitores en cualquier parte de la red, los resultados mostrados por los monitores sirven para resumir estudios grandes, al presentar los valores máximos y mínimos de la cantidad monitoreada y las condiciones de la red asociadas con las fallas causantes de esos valores.

Por último el modelo de red que se construye en el módulo para realizar los cálculos de fallas puede ser utilizado por el módulo Reducción de cortocircuito para obtener equivalentes de la red, o puede establecerse conversión de los datos de cortocircuito para su uso externo en otros programas y de forma inversa, mediante programas de conversión de datos se pueden crear base de datos que puedan ser cargados en CAPE.

1.7. Simulador del Sistema (SS).

El modulo Simulador de sistema (SS) del programa CAPE es una herramienta para evaluar la respuesta de los sistemas de protección dentro de un sistema de potencia, desde el momento en que ocurre una falla, hasta su despeje. En SS se puede realizar estudios detallados de coordinación y simulación de esquemas de protección incluyendo esquemas pilotos.

En el módulo SS, se puede aplicar una falla en cualquier lugar del diagrama unifilar y simular la reacción de los relés que consten en la base de datos. SS simula el sistema de protección con relés reales, disposiciones de transformadores de medición, lógica real de contactos, y tiempos de operación variables de disyuntores magnéticos.

Las protecciones para fallas de fase y de tierra pueden ser simuladas juntas. La simulación hace una pausa en cada operación de apertura de disyuntor, de tal manera que se pueda examinar la condición de cualquier relé o panel de relés. Se puede cambiar la falla existente o añadir fallas simultáneas. Se puede continuar la simulación cuantas veces haga falta, hasta aislar y eliminar la falla.

SS utiliza modelos realistas de elementos de relés, conexiones de transformadores de medida, esquema de protección de lógica de contactos y operación de disyuntores magnéticos.

El iniciar una simulación en el módulo SS es aplicar una falla, la cual es fácil de instalar ya que se cuenta con ventanas y comandos interactivos para establecer el tipo y localización de la falla.

El módulo SS emplea una técnica de simulación de eventos por pasos de la respuesta de cada elemento de relé, desde el momento en que se aplica la falla hasta que se abre el último interruptor magnético para eliminarla. SS automáticamente determina cuáles son las zonas locales de protección (LZOPs) que proporcionan protección primaria. Después de que se inicia la simulación de la falla, SS evalúa la operación de cada elemento de relé en el área de simulación, hace predicciones sobre cuando operan, determina cuál esquema de protección es satisfecho en las LZOPs, y abre el primer interruptor magnético (más si hay operación simultánea). Luego, hace una pausa en la simulación y muestra la situación en que está el diagrama unifilar del sistema en ese momento. El diagrama unifilar (OL) puede mostrar automáticamente las trayectorias de disparo (secuencia de elementos de protección que producen el disparo de los disyuntores) y los tiempos de apertura, reales o predichos, de los disyuntores. Están disponibles varios tipos de informes del Simulador de sistema. Cuando se desee, se puede

continuar la simulación. Se calculan los tiempos muertos parciales de los discos de inducción, la falla es reaplicada (o modificada), las intensidades y tensiones son recalculadas, la supervisión de elementos es reevaluada y la simulación continúa hasta que se abra el próximo interruptor magnético. De nuevo SS realiza una pausa para permitir examinar la situación. La simulación por pasos continúa hasta que finalmente todas las fallas se eliminan y no ocurren más aperturas de interruptores magnéticos.

El proceso de simulación interactiva conducido por SS, se enfoca normalmente en la región alrededor de la falla, que puede tener cientos de elementos de relés. SS comienza en la localización de la falla y ensambla provisionalmente un conjunto de elementos de relés (hasta 2000) cuya respuesta simulará hasta que la falla sea eliminada. A este conjunto se le llama "área de simulación" y puede ser imaginada como si fuera una ventana alrededor de la falla. SS sigue pautas controladas por el usuario cuando ensambla el área de simulación.

En la figura 1.8 se tiene una visualización del módulo durante una simulación.

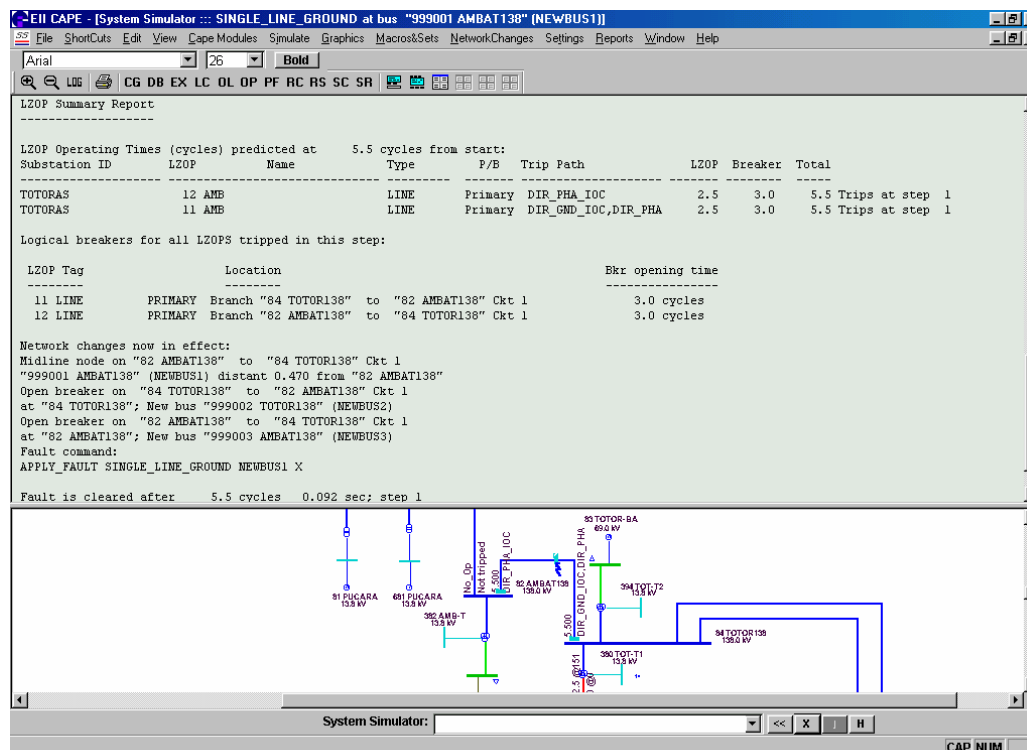


Fig. 1.8. Módulo SS durante la simulación de una falla en un tramo de línea.

SS puede simular cualquier falla que se pueda definir dentro del módulo de Cortocircuito SC, desde la condición de estado estable hasta fallas de conexión entre diferentes niveles de tensión, fallas con impedancias complejas, combinaciones de fallas estándar y fases abiertas, conductores caídos, etc.

1.8. Gráficos de Coordinación (CG).

El módulo Gráficos de coordinación ("Coordination Graphics", CG) es un programa interactivo que sirve para evaluar gráficamente la coordinación entre conjuntos arbitrarios de dispositivos de protección, modificar ajustes de unidades y evaluar los efectos de los reajustes y el almacenaje opcional de nuevos parámetros de instalación en la base de datos.

El módulo permite buscar en la base de datos del sistema de potencia modelado equipos de protección específicos y mostrar sus características de operación de distancia o de sobrecorriente.

En CG la pantalla de la computadora está dividida en dos partes: Una es la que lleva la característica gráfica de las unidades a estudiar, puede estar compuesta de hasta treinta curvas de sobrecorriente o de distancia al mismo tiempo, el grosor de las líneas y los colores están a voluntad del usuario, además de mostrar la representación de la falla en el diagrama. La otra parte de la pantalla tiene reportes textuales que recopilan información sobre los ajustes de las unidades, y de la respuesta de éstas durante la falla simulada. Los tiempos de respuesta mostrados son basados en el mismo modelo usado por SS y RC.

La vista del módulo Gráficos de Coordinación se muestra en la figura 1.9. En la parte izquierda se representan las tres zonas de un relé de reactancia y la vista de una falla en la mitad de la línea protegida por el relé. En la parte derecha se muestra información sobre el relé y sus unidades; luego se reporta la respuesta de las mismas ante la falla producida en la línea.

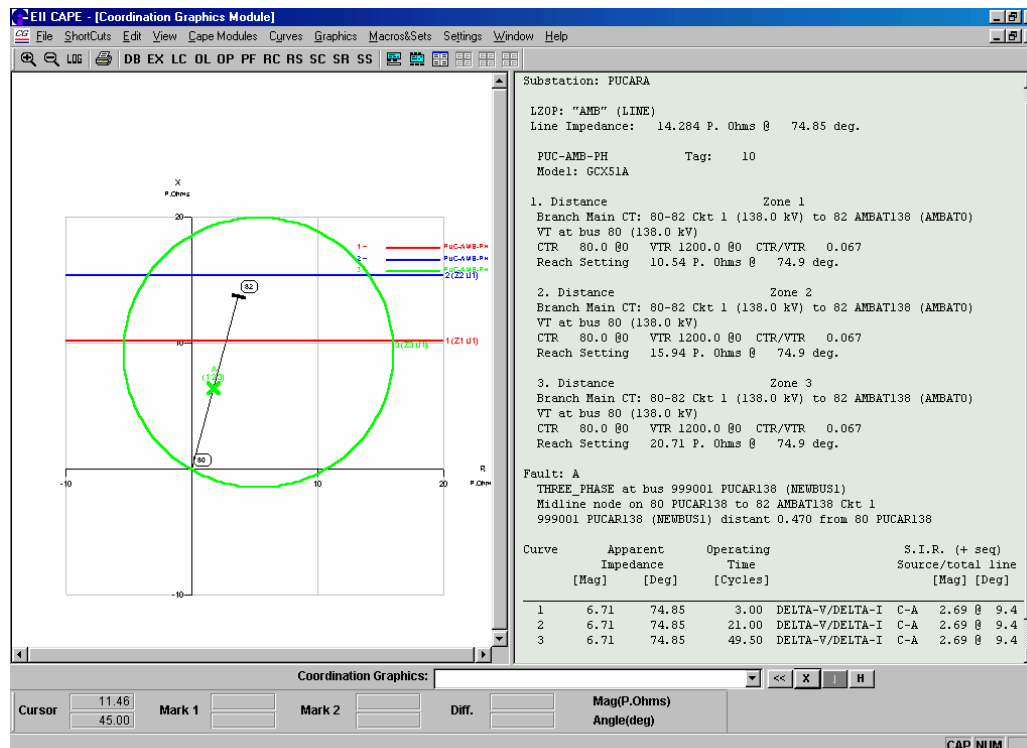


Fig. 1.9. Ventana del módulo CG.

CG posee comandos para editar los ajustes de las unidades de los relés de la base de datos y "arrastre" de la curva característica con recálculo automático de los ajustes de la unidad.

En éste módulo el almacenaje de modificaciones a los parámetros de una instalación de protección en la base de datos es opcional, los cambios se suponen hipotéticos y no son transferidos a la base de datos hasta que se ejecute un comando para guardarlos

CG presenta diagramas de Tiempo-Distancia de dos vías basado en fallas automáticamente deslizantes para hallar el límite de disparo preciso de cada elemento de distancia en líneas remotas, permitiendo verificar la coordinación de los relés de distancia.

Además en CG es posible realizar estudios de coordinación entre fusibles o entre fusibles y elementos de distancia.

1.9. Reducción de Cortocircuito (SR).

El módulo Reducción de cortocircuito (SR ó SCR) es un programa diseñado para reducir el tamaño del modelo de una red, reemplazando el conjunto de barras por una red más pequeña pero equivalente que tendrá menos barras y ramas que la original pero proporcionará la respuesta correcta a fallas u otras condiciones eléctricas de la porción no reducida.

El motivo éste módulo en CAPE es el de producir modelos de red pequeños que se puedan usar en otros programas, como los de análisis transiente, generar sistemas de transmisión equivalentes para estudios de distribución o facilitar el intercambio de información entre empresas.

Ya que el objeto del módulo es eliminar o mantener un conjunto de elementos de red, éste hace uso de la característica general de CAPE de definir conjunto de barras, líneas, transformadores y dispositivos de protección tratada al principio del capítulo para escoger, mantener o eliminar barras, siguiendo criterios o atributos como el nivel de voltaje o estableciendo una selección individual.

El módulo SR presenta dos técnicas de reducción. La primera, denominada convencional, reduce completamente el juego de barras especificadas, conduciendo a una red equivalente con un mínimo número de barras, pero posiblemente con muchas ramas. La segunda técnica, designada reducción de escasez mejorada (sparsity enhanced), determina barras extras que se pueden incluir para minimizar el número de ramas equivalentes creadas.

Para ayudar a entender la reducción hecha y la equivalencia generada en el módulo, SR hace un resumen estadístico del proceso de reducción que

informa sobre el número de barras retenidas y eliminadas, el número de derivaciones y ramas que han sido descartados a favor de la eficiencia de la reducción, y una tabla con detalles sobre el efecto de reducción en las barras, derivaciones, ramas, acoplamientos mutuos y conexiones de barras.

Este módulo ofrece opciones para controlar o descartar equivalencias extrañas como ramas de alta o mínima impedancia, y derivaciones de baja admitancia. Permite la remoción de barras con todos los elementos conectados a ella cuando no se quiere considerar sistemas de distribución en un equivalente. Se pueden realizar reducciones sucesivas de un sistema. En la figura 1.10 se observa las acciones que se realizan en SR para una reducción de red.

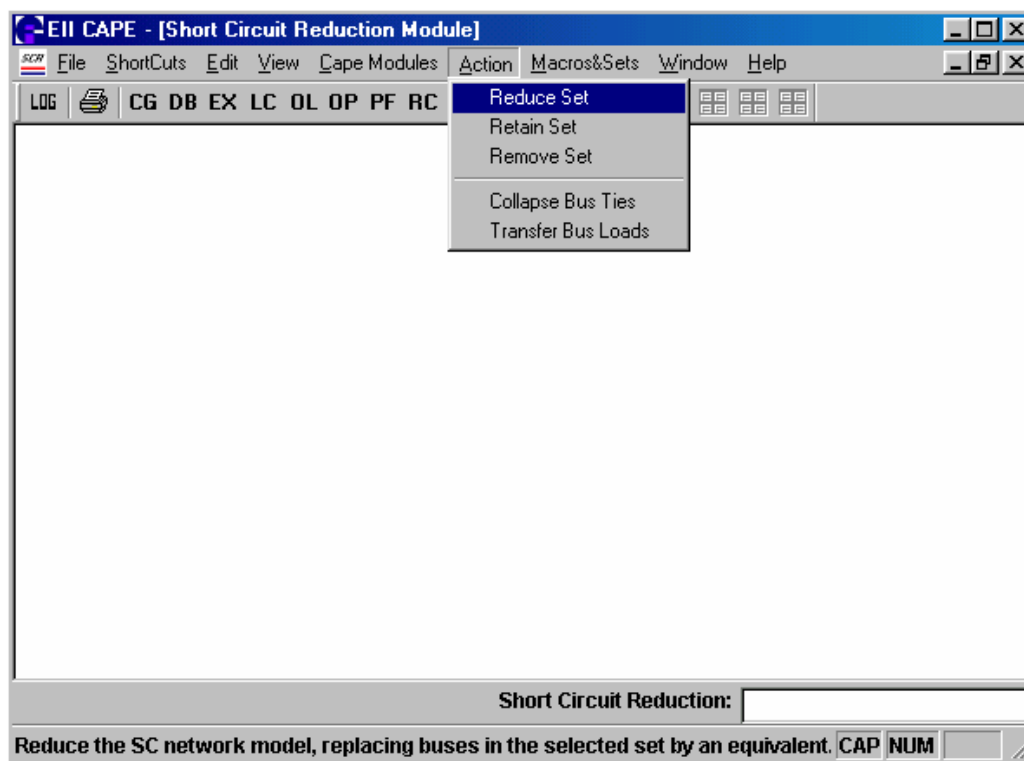


Fig. 1.10. Menú "Action" del módulo SR para reducir redes.

Los resultados de la red reducida en este módulo pueden ser grabados en archivos compatibles con los programas EII o PSS/E para su uso inmediato.

1.10. Comprobación de Relés (RC).

Esté módulo, con el de Simulador del sistema (SS) son las principales herramientas de CAPE para evaluar el rendimiento de un sistema de protección. Comprobación de relés usa la misma técnica analítica por pasos de SS para simular la respuesta de todos los relés cerca de una falla, por lo que necesita los mismos requisitos que SS para trabajar, pero con éste módulo el análisis puede abarcar cientos de fallas aplicadas y simuladas automáticamente.

Este módulo permite revisar de manera completa los ajustes de relés, determinando si existen fallas de coordinación, que pueden producirse al presentarse cambios en un sistema eléctrico; los reportes pueden limitarse entonces a la detección de descoordinación cuando el objetivo es la revisión del sistema de protección de una gran área.

El área de comprobación es definida por el usuario para la revisión de la coordinación. El término "área de comprobación" (checking area) significa aquella porción de la red (o toda) que se desea revisar.

En la figura 1.11 se muestra el cuadro de ajuste del área de comprobación en el módulo Comprobación de relés (RC).

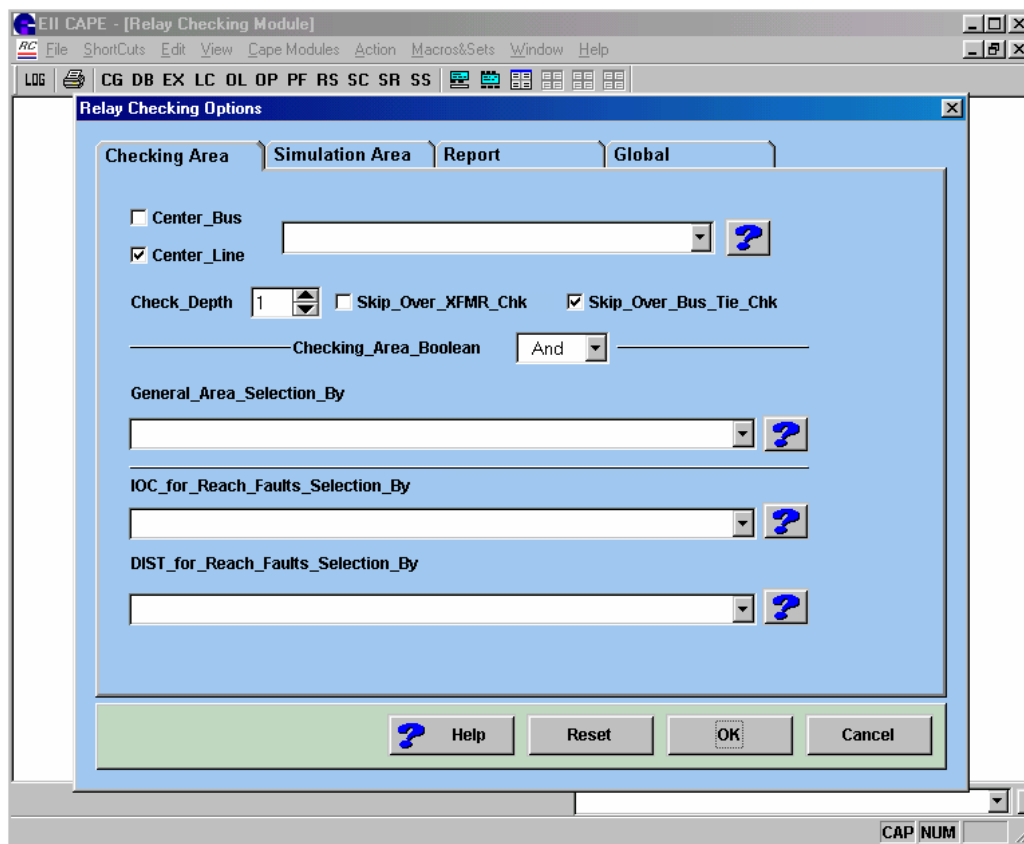


Fig. 1.11. Establecimiento de área de comprobación y de simulación en RC.

Para cada localización de falla, RC reúne de manera provisional un conjunto de elementos de relés cuya respuesta es simulada hasta la eliminación de la falla. Este conjunto es llamado "área de simulación", y puede ser imaginada como una ventana dinámica que se mueve por encima del área de comprobación a medida que se efectúa el procedimiento de comprobación de la protección. RC sigue las indicaciones suministradas por el usuario cuando establece el área de simulación. Se puede restringir el estudio, en la mayoría de las ocasiones se desea solamente considerar ciertos esquemas de protección o tipos particulares de elementos de relés (por ejemplo, sólo de sobrecorriente), éste módulo provee flexibilidad al respecto.

Los escenarios de fallas a ser determinados en el análisis son construidos interactivamente, ya que después de definida el área de comprobación y las indicaciones para el área de simulación móvil, se necesita decir a RC qué tipo de estudio de falla emplear durante la revisión de la coordinación. Esto se realiza con la ayuda de una plantilla que guía cada paso. Los estudios de fallos pueden ser orientados a barras o a líneas. RC posee una biblioteca de estudios genéricos.

Una vez establecidos los parámetros para el análisis, la simulación de eventos por pasos de la respuesta de cada elemento de relé es realizada automáticamente, desde el momento en que es aplicada la falla hasta que el último disyuntor se abra para eliminarla. En la figura 1.12 se muestra un proceso de comprobación de relés.

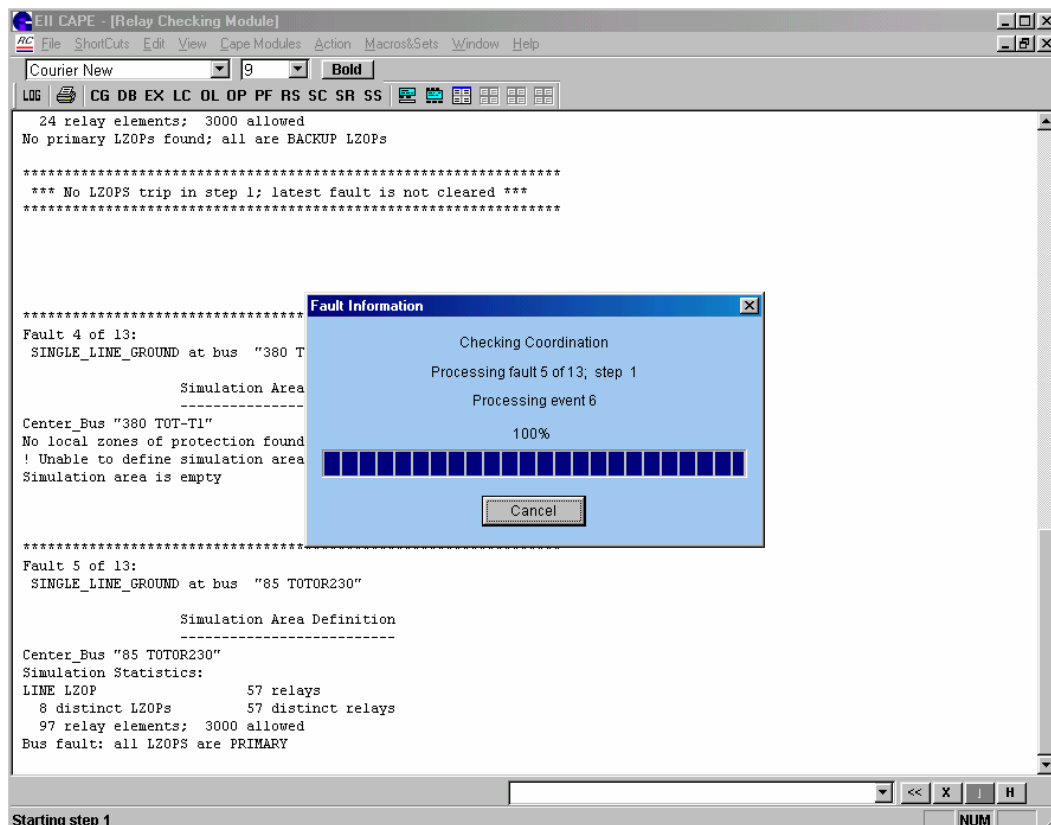


Fig. 1.12. Simulación del módulo RC.

Los resultados de las simulaciones del módulo son presentados en informes de diversos niveles sobre faltas de coordinación y violaciones de los intervalos de tiempos de coordinación (CTI) definidos por el usuario. RC ofrece seis tipos de informes. El primer tipo es un informe de excepción generado por la característica de RC para la comprobación completa de datos; aquí se capturan la mayoría de los errores de la introducción de datos. El segundo informa las faltas de coordinación solamente; el tercero muestra las violaciones y faltas de coordinación en el intervalo de tiempo de coordinación (CTI); el cuarto reporta todas las operaciones de los interruptores magnéticos; el quinto lleva una tabla resumen de las operaciones de los elementos de relé y el sexto tiene un informe detallado de cada uno de los elementos de relé simulados.

En el módulo se define la falta de coordinación como la operación de cualquier interruptor magnético que no sea aquella asociada con la protección primaria. Las violaciones CTI ocurren cuando la protección primaria opera primero, pero se predice que la protección de respaldo "backup protection" operará antes de tiempo (se manejan la definición de "CTI requerido" y el calculado "CTI real"). Todos los informes incluyen detalles tan importantes como la condición de falla, los relés que causan la operación de un interruptor magnético y el tiempo de cada operación.

1.11. Ajuste de Relés (RS).

El módulo Ajuste de relés "Relay Setting" (RS) es una herramienta práctica para desarrollar la instalación de relés siguiendo las técnicas o criterios de ajuste de los usuarios. Este módulo permite evitar los cálculos y decisiones lógicas de rutina, CAPE se encarga de las labores repetitivas y del ajuste inicial, para que luego el ingeniero se encargue de los ajustes de acuerdo al sistema y correcciones particulares. Proporciona un registro escrito de los

pasos iniciales que deben seguirse cuando se instale un relé de una función y tipo dado.

El primer paso es un extenso análisis de fallos del que se derivan corrientes de fallas e impedancias claves, es decir que éste módulo puede hacer uso de los recursos disponibles del modulo de cortocircuito para tomar resultados confiables de fallas. El próximo paso usualmente es desarrollar lo que en CAPE se denomina "instalación bruta", que serían las intensidades o impedancias que deben ser trasladadas a la instalación real. Entonces se calculan las derivaciones (taps) de los elementos de protección para el ajuste deseado. En algunos casos se realizan pruebas adicionales para verificar la precisión de las derivaciones (taps) recomendados. Si el enfoque del ajuste para un tipo particular de relé puede ser descrito con palabras, se puede plasmar ese enfoque en un algoritmo de Ajuste de relés (RS). En la figura 1.13 se da una vista de éste módulo.

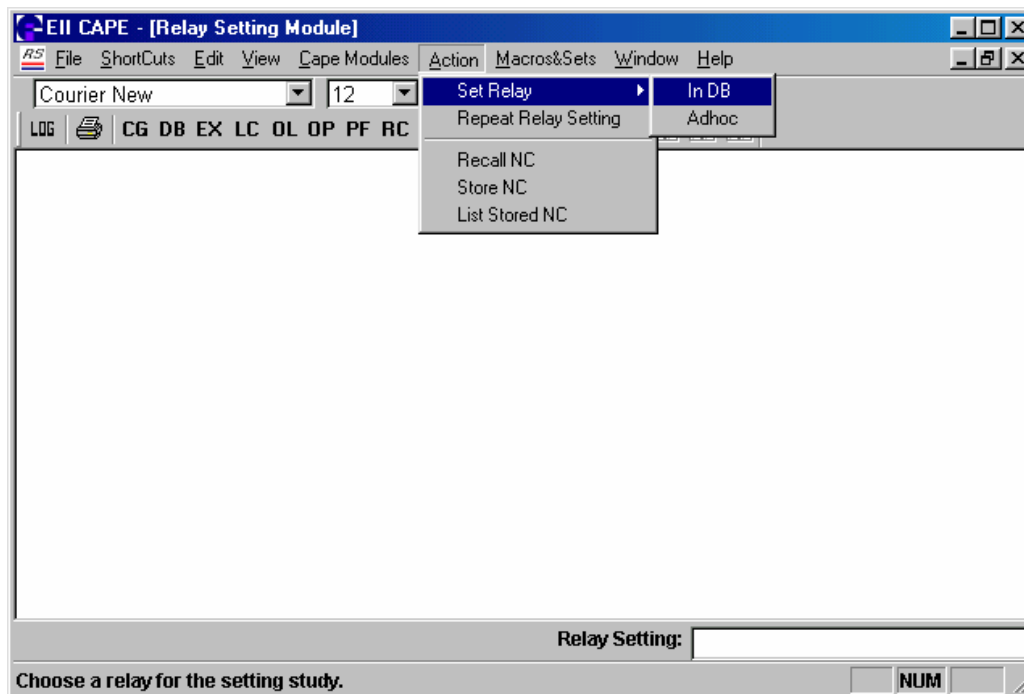


Fig. 1.13. Módulo Ajuste de relés de CAPE.

Los procedimientos de ajuste en el módulo son escritos por el usuario, para modelar cualquier o todos los procedimientos de instalación de la compañía. Para esto se puede hacer uso del lenguaje de programación desarrollado para CAPE (Lenguaje CAPE de Programación del Usuario, CULP) o de uno de los algoritmos suministrados con RS, o bien modificarlos ligeramente.

Los algoritmos establecidos en RS pueden ser flexibles, permitiendo que los métodos de ajuste estándares provean interacción y control del usuario, para realizar mejores ajustes y ciertas restricciones.

RS consta de una biblioteca de algoritmos propios del programa para ciertos tipos de relés listos para ser usados.

Una de las mayores utilidades de este módulo es su característica de selección de relés, esta consiste en elegir la localización del elemento y uno de los algoritmos disponibles para que se calcule los valores iniciales de ajustes referenciales con lo cual el programa hace una búsqueda en la biblioteca de los estilos de relés que tengan, tanto los elementos requeridos, como los rangos de derivaciones necesarios para el ajuste.

1.12. Producción de Ordenes (OP).

Este módulo sirve para la presentación de los ajustes de uno o varios relés de una base de datos, evitando el error que se podría producir al transcribir estos reportes y brindando varios formatos de informes que dan una presentación elegante a los mismos.

El método de selección de los relés de los cuales se desea tener los informes es el mismo usado en la selección de relé en otros módulos; se pueden seleccionar uno o varios tanto de una misma LZOP como de distintas.

La mayoría de los formatos de informes utilizan los datos de encabezamiento llenados con anticipación en la selección de relés. La planilla de encabezamiento tiene campos para: Hecho por, Fecha de confección, Verificado por, Interruptores magnéticos, Proyecto y Notas. La información que se introduce es incorporada a continuación en el encabezamiento del informe, a principio de cada página.

OP ofrece ocho diferentes formatos de informe, seis destinados a instalación y dos destinados a informes de prueba. Todos los informes son para mostrar datos; usualmente reportan tanto relés electromagnéticos como digitales. Los ajustes de los Relés electromagnéticos están organizados por los elementos en el relé. Los ajustes de los Relés digitales se reportan en un solo grupo.

OP también presenta el conjunto estándar de informes desde el Editor de la Base de Datos. El informe se imprime desde las planillas de LZOP y de las plantillas Datos de Relés (Data Relay Form). El informe DBE es un sumario general de datos de Relés. Comprende todos los elementos, así como las derivaciones comunes “common tap” de los dispositivos digitales.

La figura 1.14 muestra un reporte de OP.

Protective Device Data: Query

Copy Record Cancel Original Print Settings SEL-5010 I/O

Location Comments

Relay Settings

Page number 1

Relay Settings

Relay Information:

Substation ID	KPRT	Protection Scheme	SEL-121G
LZOP Name	MPSN_345	Relay Name	KPRT_21.67N
Style	SEL-121G09-4256MHNB	Relay Tag	1549
Model	SEL-121G09	LZOP Rank	13

Relay Common Taps:

1	R1	3.09
2	X1	62.37
3	R0	32.57
4	X0	234.79
5	LL	112.71
6	CTR	400.0
7	PTR	3000.0
8	MTA	87.0
9	79O11	9.0
10	79O12	0
11	79O13	0
12	79RS	60.0
13	Z1%	80.0
14	Z2%	130.0
15	Z3%	130.0
16	50L	700.0
17	50M	1200.0
18	50H	3000.0
19	51NP	200.0
20	51NTD	2.0
21	50N1P	1600.0
22	50N2P	300.0
23	50N3P	200.0
24	T0UR	9.0
25	52BT	10.0
26	TME1	0
27	TME2	0

Local Zone of Protection Data

Substation KPRT

Type LINE

LZOP ID 300

Name MPSN_345

Edit Group Pending

Relay Info Elements Common Ta

Find Tap Name

Type	Number	Tap Name
NUM	1	R1
NUM	2	X1
NUM	3	R0
NUM	4	X0
NUM	5	LL
NUM	6	CTR
NUM	7	PTR
NUM	8	MTA
NUM	9	79O11
NUM	10	79O12
NUM	11	79O13
NUM	12	79RS
NUM	13	Z1%
NUM	14	Z2%
NUM	15	Z3%
NUM	16	50L
NUM	17	50M

Page 1 of 4

Database Connected

Fig. 1.14. Reporte en módulo OP.

1.13. Constantes de Línea (LC).

El módulo del programa CAPE, Constantes de línea (“Line Constants”, LC), es una herramienta para calcular las impedancias positivas y de secuencia cero de las líneas de transmisión, calcula los acoplamientos mutuos en esquemas de conductores agrupados dentro de éstas. Estos parámetros afectan la capacidad de la línea de cumplir la función de transmisión de energía dentro de un sistema de potencia. Es útil cuando se necesita un modelo de las líneas existentes o estudiar una propuesta de expansión de un sistema de potencia.

LC está diseñado para calcular los parámetros en cualquier número de circuitos que puedan darse en la práctica en una torre y cualquier número de torres en un derecho de vía, considerando valores de resistividad del suelo.

En la realidad, una línea puede estar compuesta de varias de estas superficies de diferentes valores de resistividad, de acuerdo con las condiciones geográficas que se tengan.

Las entradas de datos son directamente ingresadas mediante el módulo de editor de base de datos (DB). LC presenta gráficos en las planillas de edición más importantes, que pueden servir para verificación. En la figura 1.15 se muestra ésta característica.

Tower Design: Query

Navigation: [Back] [Forward] [Home] [Refresh] [Copy Record] [Cancel] [Original]

Tower ID: DBL-V-TWR 115 **Tag**: 3

Design Title: Double circuit vertical alignment 115 kV tower

Design Voltage: 115.0 **Footing Resistance**: 50.0

Coordinate Units: Feet

Phase Conductor Coordinates

Position	X	Y
1	-12.00	60.00
2	-12.00	72.00
3	-12.00	84.00
4	12.00	60.00
5	12.00	72.00

[Add Position] [Delete Position]

Neutral Conductor Coordinates

Position	X	Y
1	-8.00	96.00
2	8.00	96.00

[Add Position] [Delete Position]

Diagram: A schematic of a tower with two vertical legs. The left leg has conductors 1, 2, and 3 from bottom to top. The right leg has conductors 4, 5, and 6 from bottom to top.

Fig. 1.15. Ventana de Ingreso de Datos en DB

de archivos. Estos programas se encuentran separados de los módulos de CAPE. Asimismo, tal como se expuso en SC y SR, se pueden exportar los modelos de red de cortocircuitos empleados en CAPE a otros programas para realizar otro tipo de estudios.

Al momento se puede transformar archivos a una base de datos para su uso en CAPE de los siguientes programas:

- Aspen OneLiner.
- DIgSILENT.
- Electrocon International, Inc. PSA Short Circuit data.
- General Electric PSLF.
- Power Technologies, Inc. PSS/E.
- Power Technologies, Inc. PSS/U.

Se debe tener un archivo con datos de red de secuencia positiva y otro con datos de secuencia cero para realizar la conversión e indicarse de cual versión de programa provienen dichos archivos; además de una base de datos de patrón (template) y otra en la que se guardará el modelo de red al terminar la conversión (target).

CAPE puede generar archivos de datos, con o sin reducción de red, en los siguientes formatos:

- Aspen OneLiner.
- Power Technologies, Inc. PSS/E.
- Electrocon International, Inc. PSA Short Circuit data.

CAPITULO 2

SISTEMA NACIONAL DE TRANSMISION (SNT) Y SU INGRESO EN CAPE.

2.1. Descripción del sistema.

El sistema eléctrico ecuatoriano está compuesto por generación tanto de tipo hidroeléctrica como térmica, un sistema de transmisión el cual a su vez consta de un anillo a nivel de 230 KV y ramales de 138 KV, sistemas de subtransmisión a 69 KV y 46 KV, así como por sistemas de distribución primaria a 34.5 KV, 23 KV y 13.8 KV.

Este sistema se organiza en el Mercado Eléctrico Mayorista (MEM), en el cual las empresas dedicadas a cualquiera de las actividades de generación, transmisión, distribución y comercialización constituyen los agentes del mercado.

El agente encargado del transporte de la energía eléctrica es la Compañía Nacional de Transmisión Eléctrica Transelectric S.A., la cual opera el Sistema Nacional de Transmisión Eléctrica (SNT), Transelectric administra y opera un conjunto de subestaciones y líneas de transmisión en tensiones de 230 KV y 138 KV que transportan la energía producida por las centrales de generación hacia las empresas eléctricas de distribución en todo el país.

A la fecha están conectadas al Sistema Nacional de Transmisión (SNT) en el territorio nacional 18 empresas de distribución y 11 empresas de generación.

Se dispone de: 1251 Km de líneas de 230 KV, 1481 Km de líneas de 138 KV y 26 subestaciones a nivel nacional con una capacidad de transformación de 4382 MVA. A continuación se muestra un mapa con la distribución geográfica de las subestaciones y líneas de transmisión dentro del territorio ecuatoriano.



Fig. 2.1. Subestaciones y Líneas de transmisión del Sistema Nacional Interconectado.

La disponibilidad de las instalaciones está garantizada a través de 4 unidades de mantenimiento del SNT, distribuidas dentro del territorio nacional las cuales son:

Unidad de Transmisión Norte, UTN.

Unidad de Transmisión Noroccidental, UTR.

Unidad de Transmisión Occidental, UTX.

Unidad de Transmisión Sur, UTS.

2.2. Representación en CAPE de los elementos del SNT.

La elaboración de la base de datos del Sistema Nacional de Transmisión requirió información de diversa índole, ya que cada módulo de CAPE hace uso de determinado tipo de datos. El núcleo de CAPE son los módulos de cortocircuito (SC) y flujo de potencia (PF) ya que proveen de información a los otros módulos como corrientes y voltajes bajo especificadas condiciones de red o fallas, cada uno trabaja con un modelo diferente de la misma red porque los objetivos de cada módulo son distintos, debido a esto CAPE especifica el tipo de datos requerido por cada uno de estos dos módulos durante el ingreso de la información en la base de datos y proporciona comandos para leer datos de cortocircuito y flujo de potencia desde la misma: "Built SC Network" y "Build PF Network", para poder realizar los estudios correspondientes. En la descripción del tipo de información requerida para establecer la base de datos del sistema de estudio se muestran los datos necesarios para realizar estudios tanto de flujo de potencia como de cortocircuito.

Como paso previo al desarrollo de la base de datos se definió los valores base del sistema con los que se permite al programa realizar los cálculos en por unidad; esto se determinó en el módulo editor de base de datos con el menú "Miscellaneous Data", en el cual se estableció además el título

principal para la base de datos que sirve para propósitos de reporte. Para la posterior representación gráfica del sistema se definieron etiquetas y símbolos para los elementos a ser conectados paralelos a las barras: generadores, cargas, reactores y capacitores; estas etiquetas sirven además para reportes del módulo de cortocircuito y son establecidas en el menú “Shunt Names”. Por último se establecieron conjuntos de límites de voltaje de barra mediante el menú “Bus Voltaje Limits”, los que son designados con un número y que sirven para obtener reportes del módulo de flujo de potencia referente a barras fuera de su rango de voltaje tolerado.

2.2.1. Subestaciones.

En el estudio del sistema se llegó a establecer 42 subestaciones, pertenecientes en su mayoría a la empresa de transmisión de energía eléctrica.

Para el ingreso de las subestaciones en la base de datos del sistema en CAPE los datos necesarios fueron los nombres de cada subestación, definidas generalmente por su ubicación geográfica. Es de recalcar que aunque el ingreso de subestaciones en la base de datos es sencillo, es de suma importancia en la representación del sistema, porque admite la ubicación de los sistemas de protección, es decir permite el establecimiento de las zonas de protección a definirse posteriormente.

La información utilizada para el ingreso de las subestaciones del SNT se muestra en la tabla Subestaciones del Sistema Nacional de Transmisión del Anexo 1.

2.2.2. Barras.

Las barras son puntos de unión de elementos y entrada o salida de la energía eléctrica en las subestaciones por esto es indispensable el ingreso

de las barras para luego poder continuar con los elementos que se conectan a ellas como son generadores, transformadores, líneas, reactores, cargas, entre otros. La creación de las barras en la base de datos se realizó asignando dichas barras a una determinada subestación.

Para el ingreso de cada barra en la base de Datos fue necesario asignar:

- Número de la barra, utilizándose la numeración con la que trabaja Transelectric.
- Nombre de la barra.
- Nivel de voltaje en magnitud y ángulo, aquí se define el desfase de ángulo sufrido por los voltajes en los transformadores de potencia debido a las conexiones estrella – delta de los mismos.
- Número del conjunto de límites de voltaje, mediante el cual se asigna los límites de voltaje de barra expuestos al principio de la sección, con los que se pueden establecer reportes de violación de voltajes tolerados en la barras.
- Valor máximo y mínimo de voltaje en por unidad, si en la barra se realizará algún tipo de control de voltaje, aquí se establecen los valores mínimo y máximo de voltaje en por unidad dentro del cual permanecerá el voltaje de la barra (voltaje deseado).
- Tipo de barra, las cuales dentro del programa se definen como reales y ficticias. En la elaboración de la base de datos del SNT fueron necesarias usar dos tipos de barras: la real convencional y la ficticia nodo interno de un transformador.

En la base de datos del Sistema Nacional de Transmisión están ingresadas 224 barras las cuales se las lista en la tabla Barras del Sistema Nacional de Transmisión del Anexo 1.

2.2.3. Líneas.

Las líneas son el medio de transporte de la energía eléctrica, en el Sistema Nacional de Transmisión encontramos líneas de transmisión a 230 KV y 138 KV y algunas líneas de subtransmisión de 69 KV.

La representación de las líneas y transformadores en CAPE emplea un modelo de impedancia pi, el cual puede estar dado tanto en ohmios como en por unidad ya que el programa admite cualquiera de los dos tipos de información.

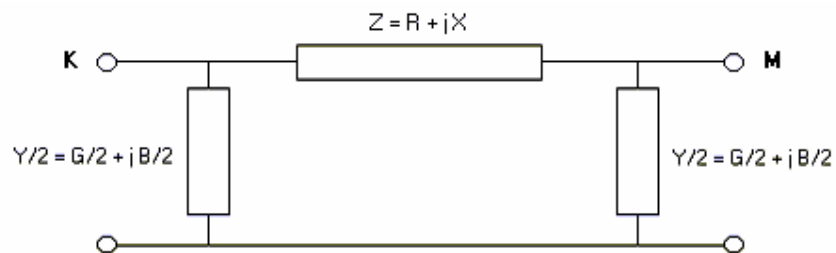


Fig. 2.2. Modelo Pi (Π) de una línea.

Los datos ingresados fueron:

- Barra de origen (K).
- Barra de destino (M).
- Número de circuito, para distinguir conexiones paralelas entre barras.
- Fases, esta predeterminado que sea un circuito trifásico.
- Valores de impedancia:
 - Resistencia y reactancia de secuencia positiva.
 - Resistencia y reactancia de secuencia cero.
 - Susceptancia de secuencia positiva.
 - Susceptancia de secuencia cero.
- Capacidades nominales en MVA.

En la base de datos del SNT hay 19 líneas de 230 KV, 42 líneas de 138 KV y 7 líneas de 69 KV estas 68 líneas se las lista en la tabla Líneas del Sistema Nacional de Transmisión del Anexo 1.

2.2.4. Transformadores de dos devanados.

Los transformadores de dos devanados, denominados en CAPE como XFMR, se encuentran principalmente a la salida de los centros de generación para la elevación del voltaje a niveles de transmisión o subtransmisión.

Los transformadores dentro del programa se representan con el modelo pi, los datos necesarios para el ingreso de los transformadores en la base de datos fueron:

- Barra de origen (K) o primario.
- Barra de destino (M) o secundario.
- Conexión de los devanados, definidas para cada lado del transformador de acuerdo con la designación de 'barra de origen' y 'barra de destino'. Las conexiones establecidas en la base de datos fueron estrella aterrizado y delta.
- Número de circuito, para distinguir conexiones paralelas entre barras.
- Fases, esta predeterminado que sea un circuito trifásico.
- Nombre del equipo.
- Valores de impedancia: Si se posee la impedancia serie del transformador en por unidad de secuencia positiva y cero en una base dada, se ingresan dichos valores en la ficha "Transformer Model" en la plantilla de ingreso "XFMR Data" y luego CAPE calcula el modelo de impedancia de secuencia positiva y cero basándose en la impedancia y conexiones de

devanados establecidos anteriormente; entonces los datos ingresados fueron:

- Reactancia de secuencia positiva.
- Reactancia de secuencia cero.
- Capacidad base del transformador en MVA.
- Tipo de transformador, se emplearon los siguientes tipos de transformador:
 - Fijo, sus taps se mantienen fijos.
 - De control de voltaje, la magnitud de voltaje en la barra K se ajusta en la solución de un flujo de potencia para mantener un voltaje de barra fijo.
- Capacidades nominales en MVA, se tienen tres clasificaciones que son en orden creciente y usualmente son para los tipos de refrigeración natural, de aire forzado y de aceite y aire forzado.
- Tap en barra K en magnitud y ángulo, dichos valores pueden variar en una solución de flujo de potencia según el tipo de transformador definido anteriormente.
- Tap en barra M en magnitud y ángulo, dichos valores se mantendrán fijos.

Si el transformador es definido como de control de voltaje, los datos adicionales ingresados fueron:

- Barra controlada, en la cual se realizará el control de la magnitud del voltaje.
- Rango de magnitud de tap de la barra K, donde se establece los valores mínimo y máximo de magnitud en por unidad y el número de pasos discretos permitidos para el tap en la barra K.
- Rango de voltaje de la barra controlada, donde se establecen los valores mínimo y máximo de voltaje en por unidad dentro del cual permanecerá el voltaje de la barra, dicho rango se define durante el ingreso de las barras (voltaje deseado).

En la base de datos del Sistema Nacional de Transmisión están ingresados 49 transformadores de dos devanados, dentro de los cuales 47 son de tipo fijo y los otros 2 restantes son de control de voltaje. La lista de estos transformadores se muestra en la tabla Transformadores de 2 Devanados del Sistema Nacional de Transmisión del Anexo 1.

2.2.5. Transformadores y autotransformadores de tres devanados.

Para el ingreso de transformadores de tres devanados se utilizó el modelo de ramal pi para transformadores de dos devanados expuesto en la sección anterior.

Los datos para el modelo de un transformador de dos devanados se obtienen de una prueba de cortocircuito y de circuito abierto, con los que se determinan los parámetros de su circuito equivalente. En un transformador de tres devanados se requiere tres pruebas, una para cada par de devanados, denominados H, X y Y, que corresponden a los devanados de alta, baja y terciario respectivamente. Para modelar un transformador de tres devanados desde un modelo de dos puertos la representación más simple es el de una red T (tee), que asigna valores a las impedancias de igual modo que se obtienen las impedancias mediante pruebas de transformador, es decir:

$$Z_{HX} = Z_H + Z_X$$

$$Z_{HY} = Z_H + Z_Y$$

$$Z_{XY} = Z_X + Z_Y$$

Resolviendo las ecuaciones anteriores tenemos:

$$Z_H = (Z_{HX} + Z_{HY} - Z_{XY}) / 2$$

$$Z_X = (Z_{HX} + Z_{XY} - Z_{HY}) / 2$$

$$Z_Y = (Z_{HY} + Z_{XY} - Z_{HX}) / 2$$

En caso de modelar un autotransformador, una de las ecuaciones es negativa, generalmente Z_H .

El esquema de esta red se muestra en la siguiente figura:

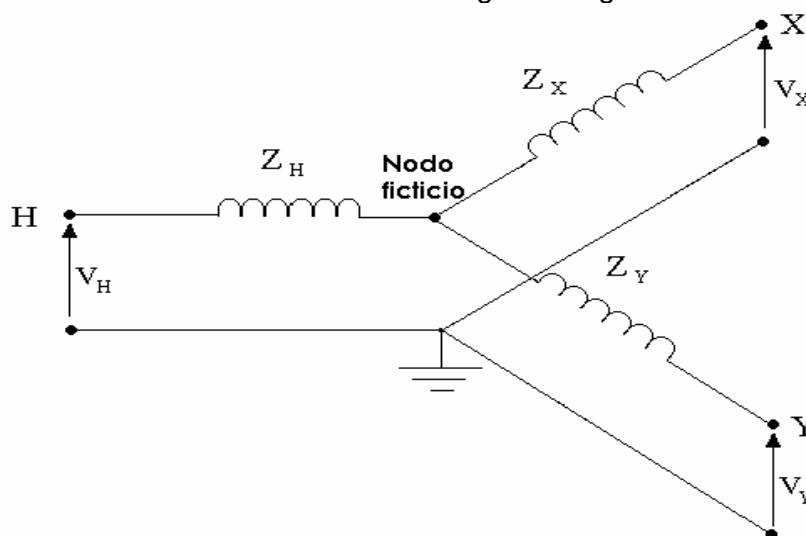


Fig. 2.3. Red T.

Teniendo estos valores, el modelo de secuencia positiva es ingresado como tres ramales (π) con admitancia paralelo de valor cero e impedancia serie (Z_{KM}) igual a las impedancias de los tres ramales de la red T: Z_H , Z_X y Z_Y . Se observa en la figura que este modelo requiere de una barra o nodo ficticio en el centro de la red, denominado en CAPE como nodo interno de un transformador. Para el modelo de secuencia cero el cálculo de los

parámetros para el modelo T procede como en el caso de secuencia positiva. La diferencia consiste en que el ramal correspondiente al terciario en la red T es conectado a la barra neutral en lugar de la barra terciaria (Y).

La figura a continuación muestra el modelo T de secuencia cero para un transformador (o auto-transformador) de tres devanados con conexiones estrella – delta - estrella.

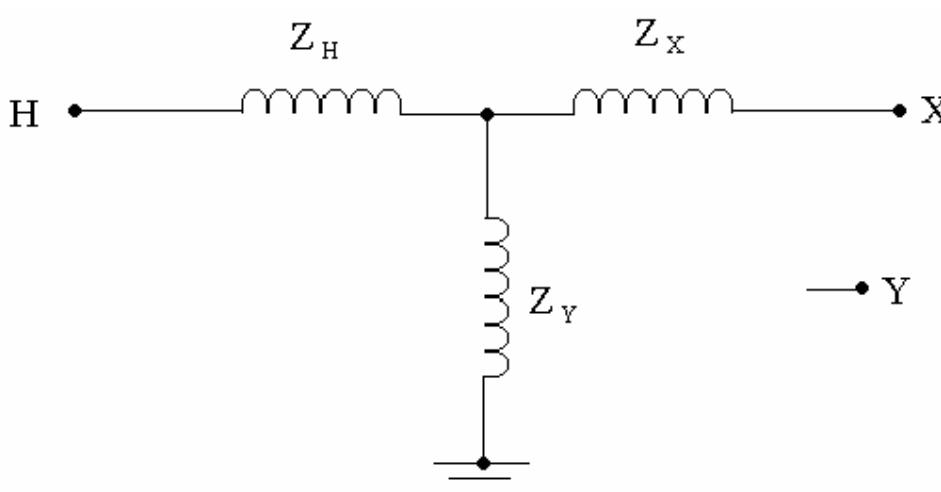


Fig. 2.4. Red T de secuencia cero de un transformador estrella aterrizado – estrella aterrizado - delta o autotransformador con terciario en delta.

Al usar este método para representar a los transformadores y auto-transformadores de tres devanados en la base de datos del sistema, la información requerida para su ingreso es la misma detallada en la sección anterior, con las siguientes consideraciones:

- El nodo ficticio se define al ingresar las barras, en el campo Tipo de barra, al designarlas como ficticias nodo interno de un transformador.
- En conexión de los devanados, a las barras ficticias les corresponde el tipo Nodo ficticio.

- En nombre del equipo, las combinaciones de transformadores de dos devanados pertenecientes a un transformador o autotransformador de tres devanados tienen que tener el mismo nombre para que CAPE los pueda asociar como ramales de un modelo T de transformadores de tres devanados, y además es necesario cuando se requiera vincular transformadores de corriente a dichos elementos del sistema.

En la base de datos del sistema se encuentran ingresados 44 transformadores y autotransformadores de tres devanados, 20 de los cuales emplean LTC's y los ramales del modelo T que corresponden a los devanados con LTC's son definidos como tipo de control de voltaje y el resto son de tipo fijo. La lista de estos transformadores se muestra en las tablas Transformadores y Autotransformadores de 3 Devanados del Sistema Nacional de Transmisión del Anexo 1.

2.2.6. Unidades generadoras y sistemas equivalentes.

Los generadores son los elementos que presentan mayor diferencia en su modelación para estudios de cortocircuitos y flujos de potencia. Para estudios de cortocircuitos se requiere un modelo con impedancias para estado subtransiente, transiente o de estado estable; además dependiendo de si se van a estudiar fallas simétricas o asimétricas se requerirán impedancias de secuencia positiva, cero o incluso de secuencia negativa. Por otro lado, para estudios de flujo de potencia se requieren las inyecciones de potencia real y reactiva a las barras a las cuales se conectan los generadores.

En la base de datos se encuentran ingresados generadores a nivel de 13.8 KV, 4.16 KV y 6.9 KV que corresponden a centrales de generación de

consideración; a nivel de 69 KV se tienen equivalentes que consideran la pequeña generación proveniente desde sistemas de subtransmisión.

Los datos ingresados para los generadores fueron:

- Número de la barra, a la que el generador se conecta.
- Número de la máquina, para distinguir entre varios elementos conectados a una barra.
- Código de la máquina, mediante el cual se asigna la etiqueta de generador a la máquina.
- Valores de impedancia: Ingresados en por unidad en base del sistema:
 - Reactancia subtransiente de secuencia positiva.
 - Reactancia transiente de secuencia positiva.
 - Reactancia de secuencia negativa.
 - Reactancia de secuencia cero.
- Potencia base de máquina, en MVA.
- Voltaje base de máquina, en KV.
- Tipo de máquina:
 - Control de voltaje, permite al programa controlar el voltaje en una barra mediante la salida de potencia del generador.
 - Referencia, asigna a la barra a la que esta conectada el generador como oscilante, manteniendo fijo la magnitud y el ángulo de voltaje.
 - Fijo, se mantienen fijas las potencias activa y reactiva de la máquina.
- Barra controlada, si un generador es definido como de control de voltaje, mediante el número de barra se designa a la barra en donde se realiza dicho control; mediante esto se puede obtener un control de voltaje no sólo local sino remoto.

- Rango de voltaje de la barra controlada, donde se establece los valores mínimo y máximo de voltaje en por unidad dentro del cual permanecerá el voltaje de la barra, dicho rango se define durante el ingreso de las barras (voltaje deseado).
- Potencia activa, en MW:
 - Salida de la unidad, es la generación de la máquina, si la máquina es de tipo fijo dicho valor no cambia durante la solución del flujo de potencia.
 - Potencia mínima, es la generación mínima tolerada en la máquina.
 - Potencia máxima, es la generación máxima tolerada en la máquina.
 - Factor de participación, indica la participación de generación de potencia activa respecto a otras máquinas que están conectadas a la misma barra, tiene como valor predeterminado 1.
- Potencia reactiva, en MVAR:
 - Salida de la unidad, es la generación de la máquina, si la máquina es de tipo fijo dicho valor no cambia durante la solución del flujo de potencia.
 - Potencia mínima, es la generación mínima tolerada en la máquina.
 - Potencia máxima, es la generación mínima tolerada en la máquina.
 - Factor de participación, indica la participación de generación de potencia reactiva respecto a otras máquinas que están conectadas a la misma barra, tiene como valor predeterminado 1.

Se encuentran ingresados en la base de datos del sistema 64 generadores y sistemas equivalentes; 29 son de generación hidroeléctrica y 34 son de

generación térmica a gas, diesel, vapor o nafta. La base de datos de generación del SNT permite realizar estudios de cortocircuitos de estado subtransiente y transiente, para fallas tanto simétricas como asimétricas. La lista de los generadores se muestra en la tabla Generadores y Equivalentes del Sistema Nacional de Transmisión del Anexo 1.

2.2.7. Cargas.

Las cargas conjuntamente con los generadores son elementos necesarios para estudios de flujo de potencia, pero el empleo de corrientes de carga en estudios de cortocircuito implica análisis de fallas más precisas. Se empleó en CAPE el modelo avanzado para las cargas.

Este modelo es general ya que permite representar las cargas como combinación de componentes fijos, dependientes de voltaje y frecuencia para flujo de potencia, mientras que para cortocircuito se representa a la carga con valores de conductancia (G) y susceptancia (B) de secuencia positiva, negativa y cero, cada ecuación particular de modelo de carga puede tener un nombre específico. Hay que indicar que los módulos de flujo de potencia y de cortocircuito no pueden utilizar los componentes dependientes de frecuencia.

Para el ingreso de cada carga en la base de Datos fue necesario establecer:

- Número de la barra, a la que la carga se conecta.
- Número de la carga, para distinguir entre varios elementos conectados a una barra, sean estos generadores, cargas u otros elementos.
- Código de la máquina, mediante el cual se asigna la etiqueta de carga a la máquina.
- Modelos de carga (en el modelo avanzado):

El modelo general de cargas para el módulo de Flujo de potencia en CAPE, esta expresado por el siguiente sistema de ecuaciones:

$$\begin{aligned}
 P &= \left(a_1 * V^{n_1} * f^{m_1} + a_2 * V^{n_2} * f^{m_2} + a_3 * V^{n_3} * f^{m_3} \right) * P_0 \\
 Q &= \left(a_4 * V^{n_4} * f^{m_4} + a_5 * V^{n_5} * f^{m_5} + a_6 * V^{n_6} * f^{m_6} \right) * Q_0 \\
 a_1 + a_2 + a_3 &= 1 \\
 a_4 + a_5 + a_6 &= 1
 \end{aligned}$$

Donde:

P_0 : Carga activa nominal en MW.

Q_0 : Carga reactiva nominal en MVAR.

V : Voltaje de línea a línea de la barra donde esta conectada la carga en KV.

f : Frecuencia en la barra en Hertz.

$a_1, a_2, a_3, a_4, a_5, a_6$: Coeficientes constantes.

$n_1, n_2, n_3, n_4, n_5, n_6, m_1, m_2, m_3, m_4, m_5, m_6$: Exponentes constantes

Se estableció los siguientes valores para las constantes:

$$a_1 = a_4 = 1$$

$$a_2 = a_3 = a_5 = a_6 = 0$$

$$n_1 = n_2 = n_3 = n_4 = n_5 = n_6 = 0$$

$$m_1 = m_2 = m_3 = m_4 = m_5 = m_6 = 0$$

Entonces el modelo para carga de MVA constante es:

$$P = 1 * P_0$$

$$Q = 1 * Q_0$$

El modelo general de cargas para secuencia positiva, negativa y cero en el módulo de cortocircuito de CAPE, esta expresado por la figura 2.5. Se adjunta las ecuaciones que determinan el modelo.

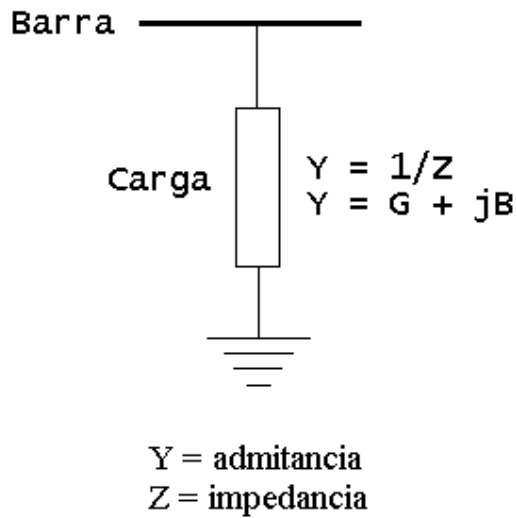


Fig. 2.5. Modelo de carga para cortocircuito.

$$G_+, G_-, G_0 = Fg^* \left(\frac{P}{|V|^2} \right)$$

$$B_+, B_-, B_0 = -Fb^* \left(\frac{Q}{|V|^2} \right)$$

Donde:

G_+, G_-, G_0 : Conductancias de secuencia positiva, negativa y cero.

B_+, B_-, B_0 : Susceptancias de secuencia positiva, negativa y cero.

Fg y Fb : Constantes que pueden ser 0 ó 1,

P : Potencia activa consumida en MW.

Q : Potencia reactiva consumida en MVAR.

V : Voltaje de línea a línea de la barra donde esta conectada la carga en KV.

Se asumió que F_g y F_b tienen el valor de cero para la conductancia y susceptancia de secuencia positiva, entonces:

$$G_+ = 0$$

$$B_+ = 0$$

El modelo de corriente constante será entonces:

$$\begin{aligned} G_- &= 1 * \frac{P}{|V|^2} & G_0 &= 1 * \frac{P}{|V|^2} \\ B_- &= -1 * \frac{Q}{|V|^2} & B_0 &= -1 * \frac{Q}{|V|^2} \end{aligned}$$

Existen ingresadas 69 cargas en la base de datos del SNT, situadas generalmente a nivel de 69 KV; modeladas como de potencia constante (P y Q) para el módulo de flujo de potencia y como de corriente constante para cortocircuito. La lista de los generadores se muestra en la tabla Cargas del Sistema Nacional de Transmisión del Anexo 1.

2.2.8. Capacitores y reactores.

Los bancos de capacitores e inductores son otros elementos paralelos del sistema empleados para control de voltaje y en CAPE son denominados como elementos paralelos pasivos o fijos.

La información requerida para ingresar compensadores en la base de datos del sistema fue:

- Número de la barra, a la que el elemento se conecta.
- Número del elemento, para distinguir entre varios elementos conectados a una barra, sean estos generadores, cargas u otros.
- Código de la máquina, mediante el cual se asigna la etiqueta al elemento.

- Unidad de admitancia: En ohmios, en por unidad o en potencia nominal.
- Admitancia del elemento, en el que se ingresan los componentes de conductancia y susceptancia del compensador según las unidades establecidas, dichos valores deben ser negativos para los capacitores y positivos para los reactores.
- Voltaje base en KV, que es el voltaje de la barra donde esta conectado el compensador.
- Conexión a tierra para determinar el modelo de secuencia cero a ser usado en el módulo de cortocircuito. Todos los elementos tienen conexión estrella sólidamente aterrizado (GY).

Los compensadores del SNT son representados en el módulo de cortocircuito de CAPE, utilizando las siguientes ecuaciones:

$$Y_{+} = Y_{-} = G + jB$$

$$Z_0 = 1/Y + 3 \cdot Z_G$$

Donde:

Y_{+} , Y_{-} : Admitancia de secuencia positiva y negativa respectivamente.

G, B: Conductancia y susceptancia.

Z_0 : Impedancia de secuencia cero.

Z_G : Impedancia de la conexión a tierra del elemento si existe.

En la base de datos del SNT se encuentran ingresados 16 compensadores, 8 de los cuales son inductores y los otros 8 son capacitores. La lista de los reactores y capacitores se muestra en la tabla Compensadores del Sistema Nacional de Transmisión del Anexo 1.

2.3. Diagrama Unifilar.

Cuando se detalló el módulo de diagrama unifilar se estableció la utilidad de poseer un gráfico que muestre información significativa sobre el sistema, la que puede ser de diversa índole según el módulo que haga uso del diagrama. La información básica del diagrama unifilar nos muestra someramente la topología del sistema de potencia ecuatoriano presentando las posiciones relativas de las subestaciones dentro del sistema, las líneas que vinculan barras a un mismo nivel de voltaje, así como el número, nombre y nivel de voltaje nominales en magnitud y ángulo de las barras establecidas en la base de datos.

Para crear el gráfico del SNT se debió tener establecida ya la base de datos del sistema, ya que para ejecutar el módulo OL el programa debe tener vinculada una base de datos. Mediante el comando "Create_Drawing" del menú File se creó un archivo de gráfico donde se guardó el diagrama posteriormente; para crear el gráfico se utilizó el comando "Assign Buses" del menú "File", el cual permite búsquedas de barras a través de las subestaciones del sistema y una vez seleccionada una barra se la ubica manualmente en el área de gráficos, siguiendo este procedimiento de ubicar las barras automáticamente se grafican las líneas, transformadores y generadores del sistema, para dibujar las cargas y los compensadores se debió usar menús contextuales de los ramales del sistema adyacentes a las barras con las que se conectan estos elementos y seleccionar la acción "Add_Symbol" y escoger el símbolo correspondiente. Por último se determinó un estilo para el gráfico con el cual a cada nivel de voltaje le corresponde un color específico.

El diagrama unifilar representa la condición de operación del SNT en demanda máxima en época lluviosa mediante asignación de un color determinado para los elementos que no estaban en operación en ese momento.

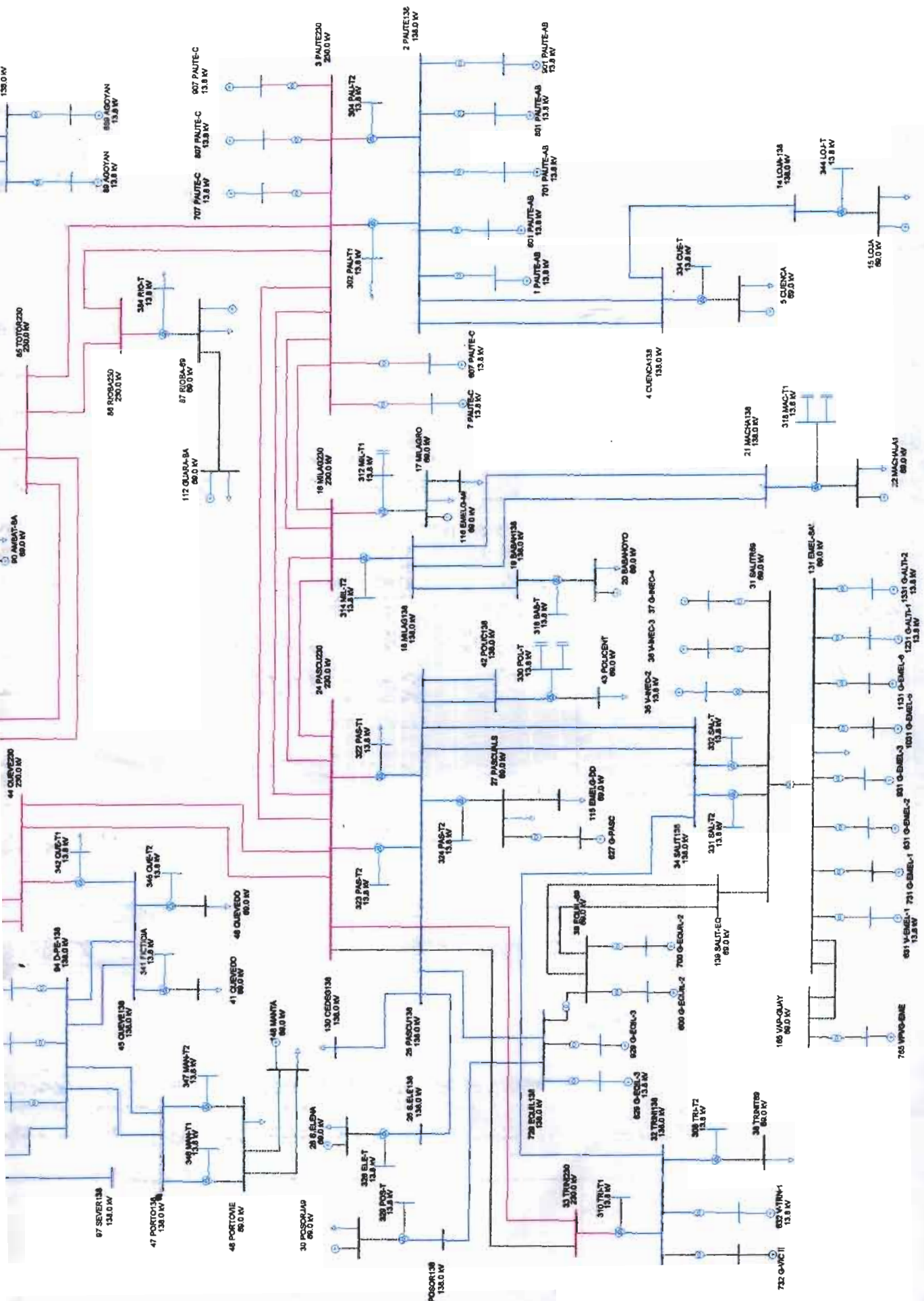
El diagrama unifilar del Sistema Nacional de Transmisión se muestra en la figura 2.6.

2.4. Flujo de potencia.

El estudio de flujo de potencia del SNT nos muestra información de la operación en estado estable del mismo. La solución de una corrida de flujo de potencia en CAPE se grabó en la base de datos del sistema, la cual puede ser utilizada por el módulo de cortocircuito para considerar cargas, compensadores, posición de los taps de transformadores y voltajes en barras al realizar los cálculos de fallas de cortocircuito, obteniéndose así cómputos de corrientes de fallas más precisas.

La corrida de flujo de potencia del SNT correspondiente a un día de época lluviosa en hora de demanda máxima comprende a 40 generadores, 8 compensadores, 64 cargas y 69 líneas, con una generación en el sistema de 1905 MW y 608 MVAR y una demanda total de 1844 MW y 443 MVAR. Los reportes de la corrida de flujo se muestran en el Anexo 2 “Resultado de Flujo de Potencia del SNT”.

El gráfico del SNT con los flujos de potencia y voltajes en las barras correspondientes a la operación del mismo se muestran en la figura 2.7.



130.0 V

65 TOTOPAZO
250.0 V

90 AMBAT-BA
80.0 V

44 CUEVEDO
250.0 V

87 SEVER-138
130.0 V

47 PORTO-14
130.0 V

48 PORTONE
80.0 V

80 ADOYAN
13.8 V

86 ROSALDO
250.0 V

112 QUARSA
80.0 V

345 CUE-T1
13.8 V

45 CUEVA-138
130.0 V

28 S.E.T
13.8 V

30 POSORJAO
80.0 V

807 PAUTE-C
13.8 V

87 RIOBA-SP
80.0 V

18 MILAZO
250.0 V

346 CUE-T2
13.8 V

41 CUEVEDO
80.0 V

328 PAS-T
13.8 V

26 S.E.L-138
130.0 V

808 PAUTE-C
13.8 V

87 RIOBA-SP
80.0 V

18 MILAZO
130.0 V

347 CUE-T3
13.8 V

130 C.S.O.S-138
130.0 V

329 PAS-T
13.8 V

26 S.E.L-138
130.0 V

809 PAUTE-C
13.8 V

112 QUARSA
80.0 V

18 MILAZO
130.0 V

348 CUE-T4
13.8 V

130 C.S.O.S-138
130.0 V

330 PAS-T
13.8 V

26 S.E.L-138
130.0 V

810 PAUTE-AB
13.8 V

112 QUARSA
80.0 V

18 MILAZO
130.0 V

349 CUE-T5
13.8 V

130 C.S.O.S-138
130.0 V

331 PAS-T
13.8 V

26 S.E.L-138
130.0 V

811 PAUTE-AB
13.8 V

112 QUARSA
80.0 V

18 MILAZO
130.0 V

350 CUE-T6
13.8 V

130 C.S.O.S-138
130.0 V

332 PAS-T
13.8 V

26 S.E.L-138
130.0 V

812 PAUTE-AB
13.8 V

112 QUARSA
80.0 V

18 MILAZO
130.0 V

351 CUE-T7
13.8 V

130 C.S.O.S-138
130.0 V

333 PAS-T
13.8 V

26 S.E.L-138
130.0 V

813 PAUTE-AB
13.8 V

112 QUARSA
80.0 V

18 MILAZO
130.0 V

352 CUE-T8
13.8 V

130 C.S.O.S-138
130.0 V

334 PAS-T
13.8 V

26 S.E.L-138
130.0 V

814 PAUTE-AB
13.8 V

112 QUARSA
80.0 V

18 MILAZO
130.0 V

353 CUE-T9
13.8 V

130 C.S.O.S-138
130.0 V

335 PAS-T
13.8 V

26 S.E.L-138
130.0 V

815 PAUTE-AB
13.8 V

112 QUARSA
80.0 V

18 MILAZO
130.0 V

354 CUE-T10
13.8 V

130 C.S.O.S-138
130.0 V

336 PAS-T
13.8 V

26 S.E.L-138
130.0 V

816 PAUTE-AB
13.8 V

112 QUARSA
80.0 V

18 MILAZO
130.0 V

355 CUE-T11
13.8 V

130 C.S.O.S-138
130.0 V

337 PAS-T
13.8 V

26 S.E.L-138
130.0 V

817 PAUTE-AB
13.8 V

112 QUARSA
80.0 V

18 MILAZO
130.0 V

356 CUE-T12
13.8 V

130 C.S.O.S-138
130.0 V

338 PAS-T
13.8 V

26 S.E.L-138
130.0 V

818 PAUTE-AB
13.8 V

112 QUARSA
80.0 V

18 MILAZO
130.0 V

357 CUE-T13
13.8 V

130 C.S.O.S-138
130.0 V

339 PAS-T
13.8 V

26 S.E.L-138
130.0 V

819 PAUTE-AB
13.8 V

112 QUARSA
80.0 V

18 MILAZO
130.0 V

358 CUE-T14
13.8 V

130 C.S.O.S-138
130.0 V

340 PAS-T
13.8 V

26 S.E.L-138
130.0 V

820 PAUTE-AB
13.8 V

112 QUARSA
80.0 V

18 MILAZO
130.0 V

359 CUE-T15
13.8 V

130 C.S.O.S-138
130.0 V

341 PAS-T
13.8 V

26 S.E.L-138
130.0 V

821 PAUTE-AB
13.8 V

112 QUARSA
80.0 V

18 MILAZO
130.0 V

360 CUE-T16
13.8 V

130 C.S.O.S-138
130.0 V

342 PAS-T
13.8 V

26 S.E.L-138
130.0 V

822 PAUTE-AB
13.8 V

112 QUARSA
80.0 V

18 MILAZO
130.0 V

361 CUE-T17
13.8 V

130 C.S.O.S-138
130.0 V

343 PAS-T
13.8 V

26 S.E.L-138
130.0 V

823 PAUTE-AB
13.8 V

112 QUARSA
80.0 V

18 MILAZO
130.0 V

362 CUE-T18
13.8 V

130 C.S.O.S-138
130.0 V

344 PAS-T
13.8 V

26 S.E.L-138
130.0 V

824 PAUTE-AB
13.8 V

112 QUARSA
80.0 V

18 MILAZO
130.0 V

363 CUE-T19
13.8 V

130 C.S.O.S-138
130.0 V

345 PAS-T
13.8 V

26 S.E.L-138
130.0 V

825 PAUTE-AB
13.8 V

112 QUARSA
80.0 V

18 MILAZO
130.0 V

364 CUE-T20
13.8 V

130 C.S.O.S-138
130.0 V

346 PAS-T
13.8 V

26 S.E.L-138
130.0 V

826 PAUTE-AB
13.8 V

112 QUARSA
80.0 V

18 MILAZO
130.0 V

365 CUE-T21
13.8 V

130 C.S.O.S-138
130.0 V

347 PAS-T
13.8 V

26 S.E.L-138
130.0 V

827 PAUTE-AB
13.8 V

112 QUARSA
80.0 V

18 MILAZO
130.0 V

366 CUE-T22
13.8 V

130 C.S.O.S-138
130.0 V

348 PAS-T
13.8 V

26 S.E.L-138
130.0 V

828 PAUTE-AB
13.8 V

112 QUARSA
80.0 V

18 MILAZO
130.0 V

367 CUE-T23
13.8 V

130 C.S.O.S-138
130.0 V

349 PAS-T
13.8 V

26 S.E.L-138
130.0 V

829 PAUTE-AB
13.8 V

112 QUARSA
80.0 V

18 MILAZO
130.0 V

368 CUE-T24
13.8 V

130 C.S.O.S-138
130.0 V

350 PAS-T
13.8 V

26 S.E.L-138
130.0 V

830 PAUTE-AB
13.8 V

112 QUARSA
80.0 V

18 MILAZO
130.0 V

369 CUE-T25
13.8 V

130 C.S.O.S-138
130.0 V

351 PAS-T
13.8 V

26 S.E.L-138
130.0 V

831 PAUTE-AB
13.8 V

112 QUARSA
80.0 V

18 MILAZO
130.0 V

370 CUE-T26
13.8 V

130 C.S.O.S-138
130.0 V

352 PAS-T
13.8 V

26 S.E.L-138
130.0 V

832 PAUTE-AB
13.8 V

112 QUARSA
80.0 V

18 MILAZO
130.0 V

371 CUE-T27
13.8 V

130 C.S.O.S-138
130.0 V

353 PAS-T
13.8 V

26 S.E.L-138
130.0 V

833 PAUTE-AB
13.8 V

112 QUARSA
80.0 V

18 MILAZO
130.0 V

372 CUE-T28
13.8 V

130 C.S.O.S-138
130.0 V

354 PAS-T
13.8 V

26 S.E.L-138
130.0 V

834 PAUTE-AB
13.8 V

112 QUARSA
80.0 V

18 MILAZO
130.0 V

373 CUE-T29
13.8 V

130 C.S.O.S-138
130.0 V

355 PAS-T
13.8 V

26 S.E.L-138
130.0 V

835 PAUTE-AB
13.8 V

112 QUARSA
80.0 V

18 MILAZO
130.0 V

374 CUE-T30
13.8 V

130 C.S.O.S-138
130.0 V

356 PAS-T
13.8 V

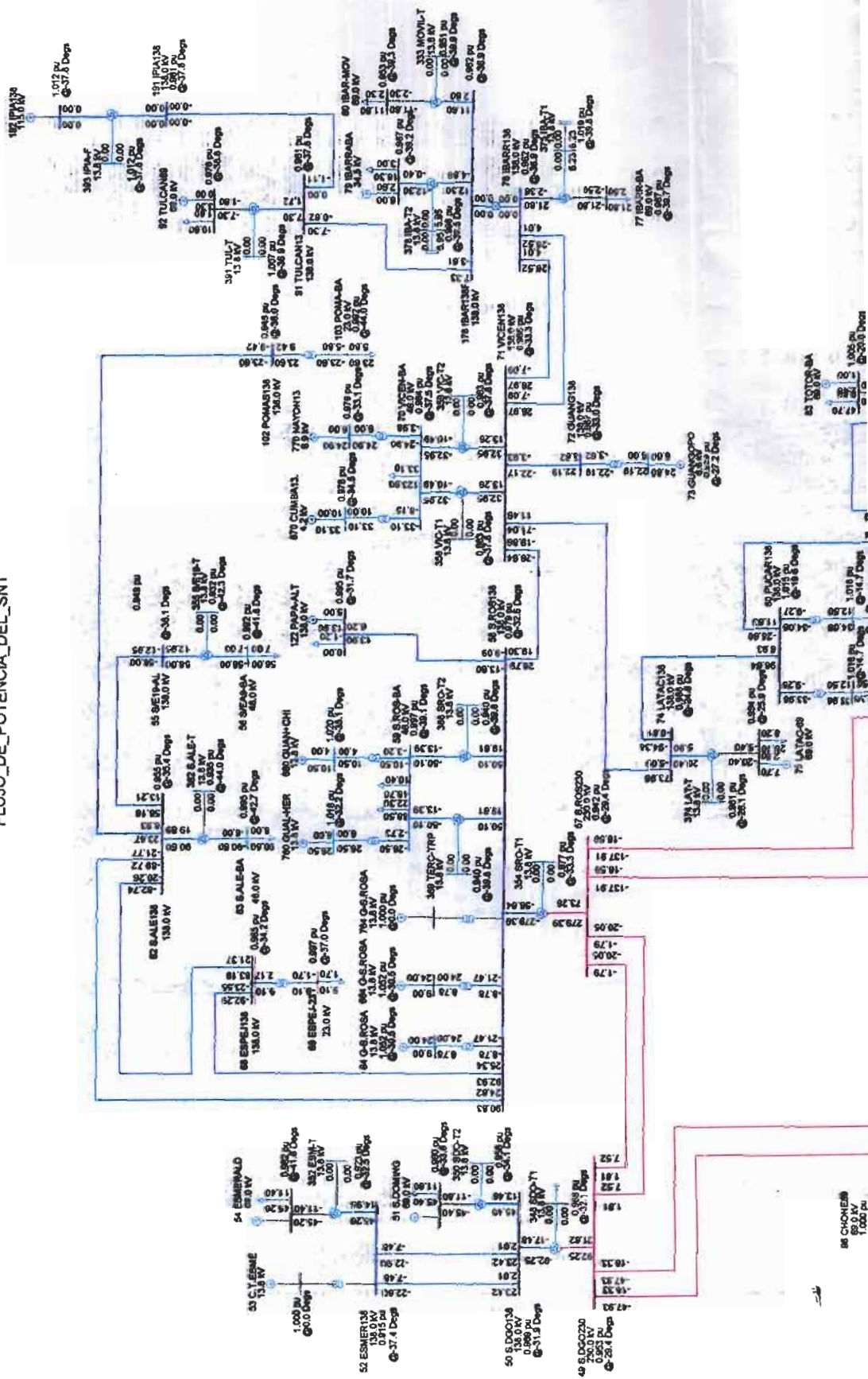
26 S.E.L-138
130.0 V

836 PAUTE-AB
13.8 V

112 QUARSA
80.0 V

18 MILAZO
130.0 V

FLUJO_DE_POTENCIA_DEL_SNT



Capítulo 3

Protección Primaria de Líneas en el Sistema Nacional de Transmisión.

3.1. Protección de los Sistemas Eléctricos.

La misión principal del sistema de protección es, dado el caso de que ocurra una contingencia, reducir al máximo el efecto de ésta dentro del sistema. En la realidad cualquier sistema de potencia está expuesto a que sucedan muchas eventualidades como cortocircuitos (fallas), descargas atmosféricas, etc. En todos estos casos se debe contar con sistemas de protección que sean rápidos y eficaces. Para ello, se utiliza comúnmente la protección por relés.

La función de la protección por relés es originar la desconexión o retiro rápido del servicio de cualquier elemento de un sistema de potencia, cuando este sufre un cortocircuito o empieza a funcionar de cualquier forma anormal que pueda originar daño o interferir de alguna manera con el funcionamiento eficaz del resto del sistema. Este tipo de sistema de protección está ayudado, en esta tarea, por disyuntores que son capaces de desconectar el elemento defectuoso cuando el sistema de protección se los ordena. Los disyuntores están ubicados de tal manera que pueden desconectar por completo al elemento del resto del sistema. Estos disyuntores deben tener

la capacidad suficiente para que puedan conducir momentáneamente la corriente máxima de cortocircuito que pueda fluir a través de ellos y desconectar en esta condición.

Otra función de la protección con relés, es indicar el sitio y el tipo de falla. Estos datos no solamente ayudan en la reparación oportuna sino que también pueden servir para análisis de prevención de fallas.

Si nos limitamos a los equipos de protección contra cortocircuitos, hay dos grupos bien definidos: Unos pertenecientes a la protección primaria y otros de la protección de respaldo. La protección primaria, ante un cortocircuito, es la primera línea de defensa, mientras que las funciones de la protección de respaldo sólo se dan cuando falla la protección primaria o esta fuera de servicio.

3.2. Descripción del Sistema de Protección de las Líneas de Transmisión en el SNT.

Los sistemas de protección primaria de las líneas de transmisión a nivel de 138 y 230 KV dentro del Sistema Nacional de Transmisión, constan básicamente de relés. Se utilizan comúnmente esquemas de protección con relés de distancia. La protección primaria de estas líneas de transmisión se compone de dos tipos: La Protección de Distancia Piloto y la Protección de Distancia Por Zonas. Estas son comúnmente llamadas protección “Primaria” y “Secundaria” de líneas de transmisión, respectivamente. Poseen alimentaciones y circuitos independientes, para asegurar la confiabilidad de la protección. Ambas trabajan a la vez para tener la certeza que ocurra un despeje primario ante la sucesión de una falla dentro de la línea.

La protección Piloto utiliza el esquema de protección de distancia con sobrealcance permisivo de disparo transferido. Este esquema brinda

protección al 100% de la línea. Posee unidades de distancia para fallas a tierra y entre fases que tienen alcances que van más allá del extremo remoto de la línea. Ante una falla en la sección protegida, los relés de distancia operan cerrando sus contactos, pero para que se produzca un despeje de la falla, es necesario que llegue una señal de disparo proveniente del extremo remoto. Para la emisión de la señal de disparo en el esquema piloto se emplea el sistema PLC (Power Line Carrier), que consta de emisores y trampas de onda ubicados en las subestaciones, viajando la señal piloto de disparo a través de la línea de transmisión. La protección piloto es de tiempo de operación instantáneo (50 a 100 mS, 3 a 6 Ciclos). La Fig.3.1 muestra una línea de transmisión X – Y, junto con la lógica del esquema en diagrama de bloques.

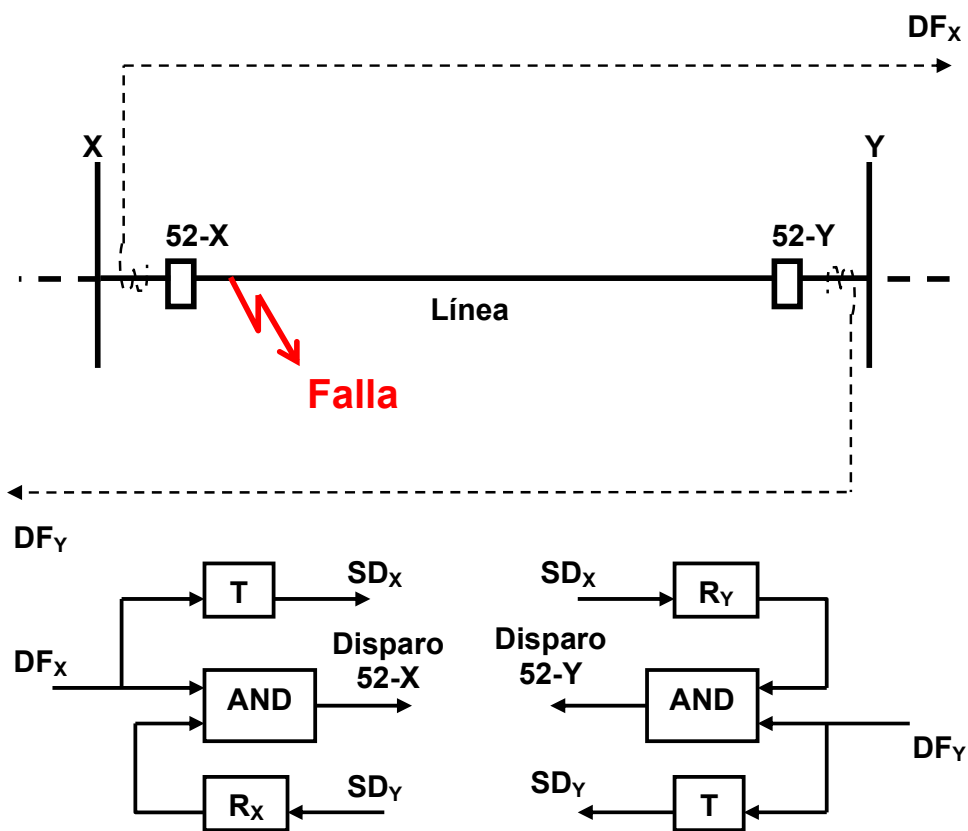


Fig. 3.1. Esquema de distancia con sobrealcance permisivo de disparo transferido

Donde:

DF_X y DF_Y : Son unidades de distancia detectoras de fallas en la línea, ubicadas en las subestaciones X y Y, respectivamente.

SD_X y SD_Y : Son señales de disparo transmitidas desde las subestaciones X y Y, respectivamente.

T_X y T_Y : Son unidades transmisoras de señales de disparo, en las subestaciones X y Y, respectivamente.

R_X y R_Y : Son unidades receptoras de señales de disparo, en las subestaciones X y Y, respectivamente.

Según el diagrama de bloques del esquema de distancia con sobrealcance permisivo de disparo transferido:

- DF_X detecta una falla en la línea y envía señal de disparo (SD_X) a la subestación Y.
- Al recibir la señal en Y, el 52-Y iniciará el disparo, si la unidad DF_Y también detectó la falla en la línea.
- Se realizará una operación similar en el 52-X, cuando se envíe una señal de disparo (SD_Y) de la subestación Y a X.

Por otra parte, el esquema de la protección “Secundaria” es de zonas de protección de distancia, consta de relés de distancia donde sus alcances a menudo tienen dos, tres o incluso más zonas disponibles. Estas zonas están dispuestas de manera tal que la más corta corresponde a una impedancia ligeramente menor que la impedancia de la sección de línea protegida, y normalmente funciona instantáneamente (3 a 6 Ciclos, 50 a 100 mS). Las otras zonas tienen mayores alcances generalmente son temporizadas con el fin de asegurar la coordinación. Este esquema, al igual que la protección piloto, protege al 100% de la línea. Además, sus alcances pueden ser ajustados para que en su segunda o tercera zonas de protección se puedan detectar fallas fuera de los extremos de la línea y mediante un

retardo de tiempo prudente, brindar protección de Respaldo Remoto para secciones adyacentes.

La Fig. 3.2. muestra el esquema de protección por zonas para la línea X – Y desde la subestación X. También muestra el diagrama de bloques correspondiente. Los alcances de la segunda y tercera zonas son mayores que el extremo de la línea. En Y el esquema funciona de manera similar.

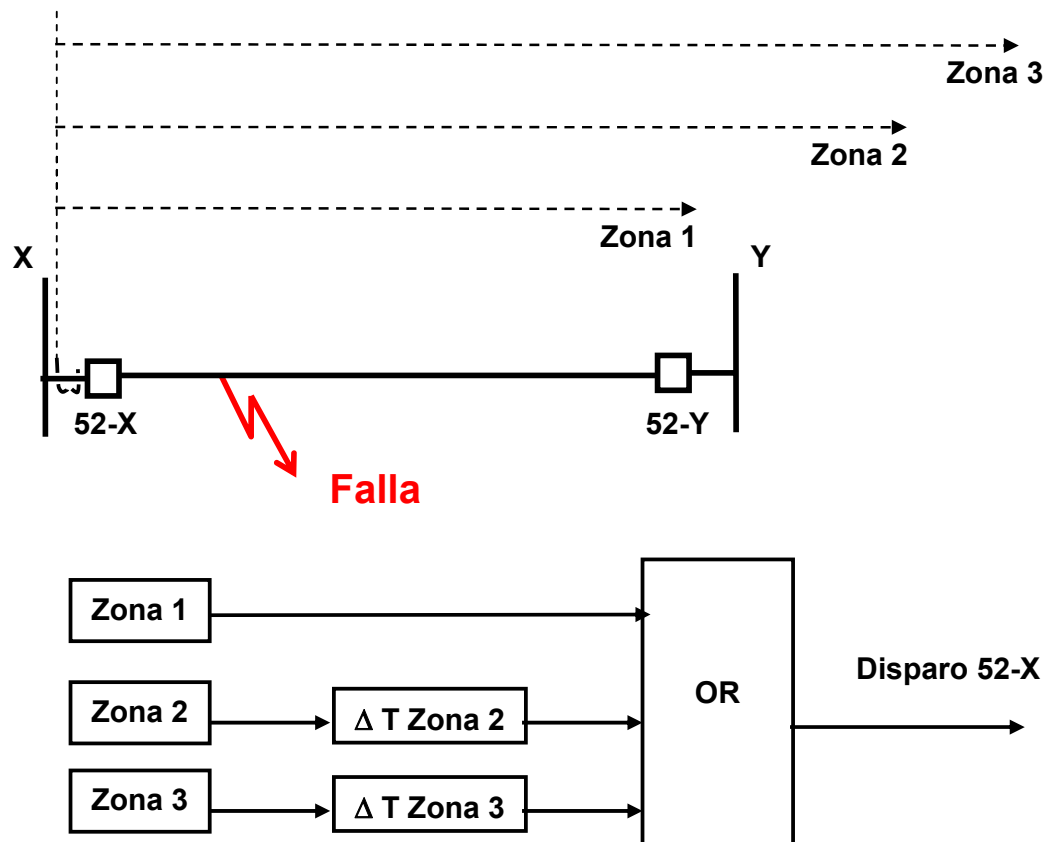


Fig. 3.2. Esquema de protección de distancia por zonas subestación X

Con respecto a la figura 3.2, la primera zona iniciará el disparo de manera instantánea, si la falla esta dentro de su alcance mientras las demás zonas “ven” la falla pero necesitan que se cumpla el retardo de tiempo respectivo para iniciar el disparo.

Suponiendo que existen dos líneas L1 y L2 entre tres barras diferentes, como lo muestra Fig. 3.3, un criterio empleado en el ajuste de unidades de distancia de la protección “Piloto” en líneas de transmisión dentro del SNT, es el siguiente:

$$P_p = 100\%Z_{L1} + 50\% Z_{L2}$$

Donde:

P_p : Es el Ajuste de impedancia de la unidad de distancia de la protección primaria.

Z_{L1} : Es la impedancia de la Línea L1.

Z_{L2} : Es la impedancia de la Línea L2.

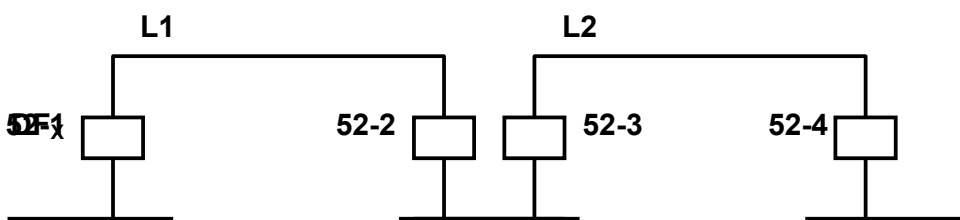


Fig. 3.3. Líneas de transmisión L_1 y L_2

Con respecto a la Fig. 3.3, un criterio para el ajuste de los relés de distancia de la protección secundaria es el siguiente:

$$Z_1 = 90\% Z_{L1}$$

$$Z_2 = 100\% Z_{L1} + 20\% Z_{L2}$$

$$Z_3 = 100\% Z_{L1} + 100\% Z_{L2}$$

Donde:

- Z_1 : Es el ajuste de impedancia de la unidad de distancia de la primera zona de protección secundaria, Tiempo de operación instantáneo.
- Z_2 : Es el ajuste de impedancia de la unidad de distancia de la segunda zona de protección secundaria, temporizado de 300 a 400 mS.
- Z_3 : Es el ajuste de impedancia de la unidad de distancia de la tercera zona de protección secundaria, temporizado de 800 mS a 1S.
- Z_{L1} : Es la impedancia de la Línea L1.
- Z_{L2} : Es la impedancia de la Línea L2.

Hay que recalcar que los porcentajes de los criterios descritos en esta sección sobre ajustes de unidades de distancia para las protecciones primaria y secundaria de líneas de transmisión, comúnmente se los utiliza como valores iniciales que luego son analizados junto con otros parámetros para obtener los ajustes definitivos.

Un caso particular de esquema de protección se tiene en la línea Ambato – Totoras de 138 KV, donde la protección primaria se compone de un tipo de protección piloto por medio de relés direccionales de sobrecorriente instantánea y de un tipo de protección de sobrecorriente direccional con unidades de tiempo inverso, La protección piloto utiliza un esquema de protección de sobrecorriente con sobrealcance permisivo de disparo transferido. Este esquema es tratado en la sección 5.2, donde se analiza la protección de la línea Ambato – Totoras.

- Dos transformadores de voltaje. Uno en la línea que alimenta a la protección primaria (P.T._p) y otro en la barra que alimenta a la protección secundaria de líneas de transmisión (P.T._s).
- Dos relés de disparo (94P y 94NS) para ser accionados por los circuitos de protección primaria y secundaria, respectivamente.

Para protección de barra, falla de disyuntor, y mediciones:

- Dos Transformadores de corriente que alimentan al relé 87 de la protección diferencial de la barra X.
- Se tiene el relé de sobrecorriente para fallas de disyuntor (50 FB) en serie con el relé de distancia de la protección secundaria (21S).
- Transformadores de corriente para medición en tableros de la subestación y para el sistema de control y monitoreo remoto SPIDER (SSC). Los medidores están en los tableros (T) de las subestaciones. El sistema SPIDER se localiza en el centro de operaciones del CENACE y en el Centro de Operación de Transmisión (COT) de TRANSELECTRIC.

3.2.2. Esquema de Operación del Sistema de Protección Primaria

En la Fig. 3.5. se muestra parte del circuito de contactos de la protección primaria piloto de sobrealcance de disparo transferido.

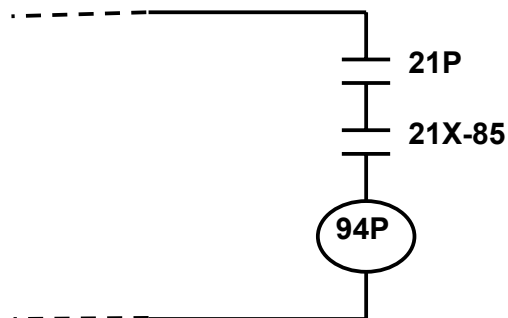


Fig. 3.5. Circuito de contactos, protección piloto

De la figura anterior, se puede especificar que la operación del disparo primario que funciona de la siguiente manera:

- Ocurre una falla en la línea.
- El relé de distancia 21P censa la falla y cierra contactos de manera instantánea (muy corto tiempo).
- Ocurre la confirmación de la señal carrier (corriente portadora) en el relé auxiliar 21X-85 y cierra contactos. La confirmación de la señal carrier es cuando el relé auxiliar 21X-85 censa señal de recibo y emite señal de envío carrier, entonces se confirma que la falla está en su zona de protección.
- A continuación, se energiza el relé auxiliar de disparo 94P y manda a accionar al disyuntor (52) aclarando la falla.
- Total de tiempo transcurrido de 50mS a 100mS (3 a 6 Ciclos).

3.2.3. Esquema de Operación del Sistema de Protección Secundaria.

En la Fig. 3.6. se muestra parte del circuito de la protección secundaria por zonas de distancia.

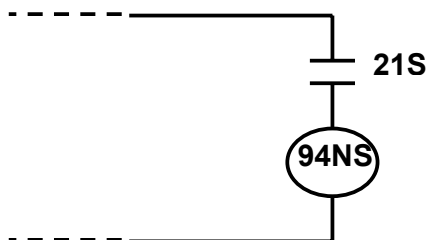


Fig. 3.6. Circuito de contactos, protección por zonas

De la figura anterior, se puede especificar que la operación del disparo secundario funciona de la siguiente manera:

- Ocurre una falla en la línea.
- El relé de distancia 21S censa la falla y actúa cerrando contactos en un tiempo de acuerdo a la zona en donde se detecte la falla.
- Se energiza el relé auxiliar de disparo 94NS y manda a accionar al disyuntor 52 aclarando la falla.

3.2.4. Protección Ante Falla de Disyuntor.

La protección para falla del disyuntor actúa cuando hay problemas mecánicos con el disyuntor. Esta protección pone a todos los circuitos de la barra fuera de servicio, o sea despeja todas las alimentadoras de la barra. Parte de su circuito de contactos se muestra en la Fig. 3.7.

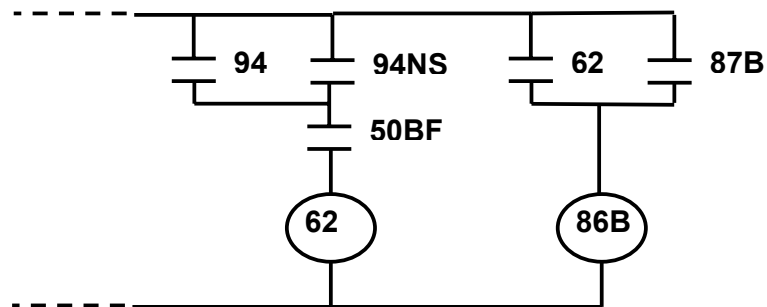


Fig. 3.7. Circuito de contactos, protección falla de disyuntor

Del gráfico anterior, el relé para falla de Disyuntor (50BF) es de sobrecorriente. Hay dos criterios que se usaron para el ajuste de la corriente de puesta en trabajo: La mínima corriente de falla en la línea o la corriente obtenida de un porcentaje sobre la máxima carga de MVAs.

Si ocurre una falla en la línea:

- Cualquiera de los relés auxiliares de disparo de protección primaria 94P o de protección secundaria 94NS actúan en respuesta a la acción de los relés de distancia 21.
- La corriente de falla hace operar al relé 50BF, por estar ajustado para operar a una corriente de falla baja, cierra sus contactos y permite la operación del relé auxiliar 62.
- El 62 es un relé retardador de tiempo (de hasta 100mS), si pasado dicho tiempo la falla no es despejada, entonces cierra contactos y energiza al relé auxiliar 86B que saca fuera de servicio a toda barra.
- En el caso de fallas en la barra, la protección diferencial de barra (relé 87B), puede también actuar sobre el relé 86B teniendo el mismo efecto, despeje de la barra.

3.2.5. Reconexión.

Existen reconectores en las líneas del Sistema Nacional de Transmisión a nivel de 230 KV. Los reconectores hacen un recierre tripolar (las 3 fases al mismo tiempo) y funcionan solo una ocasión, requieren las siguientes condiciones para operar:

- Que funcione la protección primaria piloto. (relés 21P – 94P)
- Que sea falla de una sola fase a tierra.
- Optimas condiciones mecánicas de los disyuntores.

Supongamos que existe una falla monofásica en una línea de transmisión a nivel de 230 KV, y opera la protección primaria que despeja la falla en los dos extremos. En ese momento, puede que se tenga dentro de la línea fallada un remanente de voltaje. Se tiene que dar un tiempo para que dicho remanente se descargue en la línea, para luego con el permiso del relé de sincronización, efectuar el recierre.

Lo ideal sería que los reconectores de ambos extremos de la línea recierren al mismo tiempo, sin problemas con la protección de sincronización. En el sistema de transmisión ecuatoriano, esto nunca se ha dado y por lo general es un extremo de la línea el que recierra primero, y el otro lado no alcanza a sincronizarse en el tiempo permitido. Por lo tanto, no se produce el recierre simultáneo de ambos lados. Para evitar estos problemas de sincronización en el sistema de transmisión ecuatoriano (SNT), no se utilizan los reconectores y el operador del sistema es quien cierra el extremo faltante cuando haya las condiciones para ello.

3.3. Características de los Relés Utilizados.

Los sistemas de protección primaria y secundaria para líneas de transmisión dentro del SNT, a niveles de 230 y 138 KV, cuentan con relés de distancia. Estos relés son de tipo Reactancia y tipo Mho.

Además, se presenta en la línea de 138 KV, Ambato – Totoras relés de sobrecorriente direccionales con unidades instantáneas y de tiempo inverso.

Relé de Distancia Tipo Reactancia:

La unidad de distancia tipo reactancia tiene un elemento de sobrecorriente que desarrolla un torque positivo, y un elemento direccional de corriente - voltaje que puede oponerse o ayudar al torque positivo, dependiendo del ángulo de fase entre la corriente y el voltaje. Un relé de distancia tipo reactancia es un elemento de sobrecorriente con bloqueo direccional. El elemento direccional es arreglado para desarrollar máximo torque negativo cuando la corriente atrasa al voltaje en 90°. Si nombramos al efecto del resorte de control como K_3 , la ecuación para el torque es:

$$T = K_1 I^2 - K_2 V I \sin \theta - K_3$$

Donde θ es definido como positivo cuando I atrasa a V . K_1 y K_2 son constantes. En el punto de balance, el torque neto es cero, y entonces:

$$K_1 I^2 = K_2 V I \sin \theta + K_3$$

Dividiendo ambos lados de la ecuación para I y despejando se obtiene:

$$X = Z \sin \theta = (V / I) \sin \theta = K_1 / K_2 - K_3 / K_2 I^2$$

Si se desprecia el efecto de K_3 se obtiene:

$$X = K_1 / K_2 = \text{Constante}$$

Este relé tiene una característica de operación de manera que todos los vectores de impedancia que calcen en esta característica tendrán la componente X constante. (Fig. 3.8.).

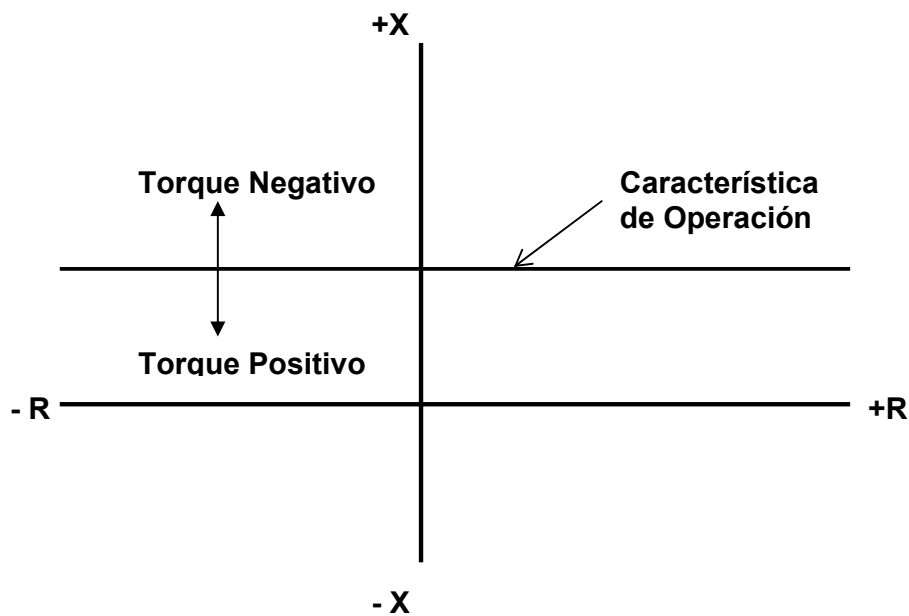


Fig. 3.8. Característica de operación del relé tipo reactancia

Lo importante dentro de esta característica es que el componente de resistencia no influye en la operación del relé, ya que el relé solo responde al componente de reactancia.

Un relé de distancia tipo reactancia utilizado para la protección de líneas de transmisión no podrá usar una unidad direccional simple porque el relé tipo reactancia habría de disparar dentro de condiciones normales en o cerca del factor de potencia en unitario. El relé tipo reactancia necesita una unidad direccional que este inoperante ante condiciones normales de carga. La unidad direccional utilizada para este propósito tiene un elemento de restricción de voltaje que se opone al elemento direccional y que es llamado unidad o relé “admitancia” o “MHO”. El torque de esta unidad se expresa de la siguiente manera:

$$T = K_1 V I \cos (\theta - \tau) - K_2 V^2 - K_3$$

Donde θ y τ están definidos como positivos cuando I atrasa V . En el punto de balance el torque neto es cero, y entonces:

$$K_2 V^2 = K_1 V I \cos (\theta - \tau) - K_3$$

Dividiendo ambos lados para $K_2 V I$, obtenemos:

$$Z = V / I = (K_1 / K_2) \cos (\theta - \tau) - K_3 / K_2 V I$$

Si despreciamos el efecto del resorte de control:

$$Z = (K_1 / K_2) \cos (\theta - \tau)$$

Esta última ecuación no tiene términos de voltaje, y de allí el relé tiene una característica circular, la cual esta descrita en la Fig. 3.9.

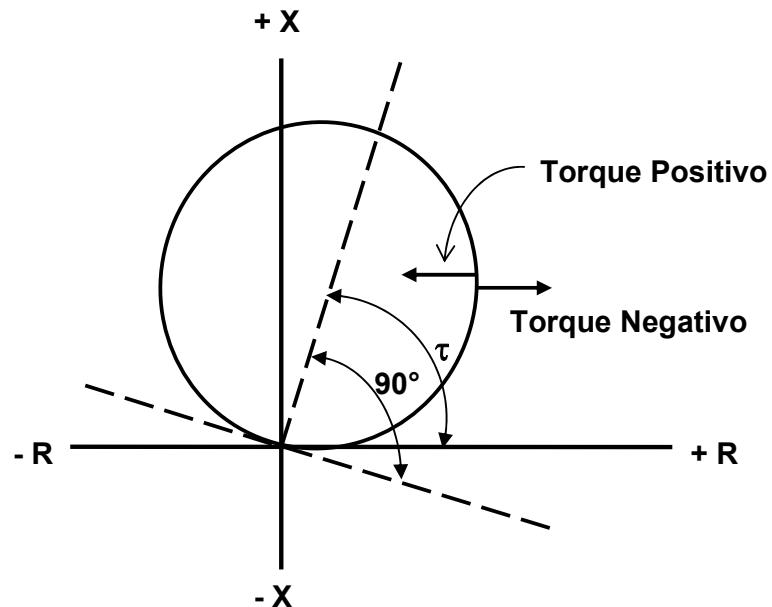


Fig. 3.9. Característica de operación de un relé direccional con restricción de voltaje.

El diámetro de este círculo es prácticamente independiente de voltaje o corriente, excepto para magnitudes muy bajas, cuando el efecto del resorte de control es apreciable, lo cual causa que el diámetro decrezca.

El relé completo de distancia tipo reactancia tiene características de operación que muestra la Fig. 3.10. Estas características fueron obtenidas juntando las características de las unidades que componen este relé: Dos unidades de reactancia (X_1 y X_2), una direccional tipo MHO (S) y una de retardo de tiempo. Se puede notar que la unidad direccional tipo MHO tiene otra función que es la de proveer protección de distancia en tercera etapa con inherente discriminación direccional.

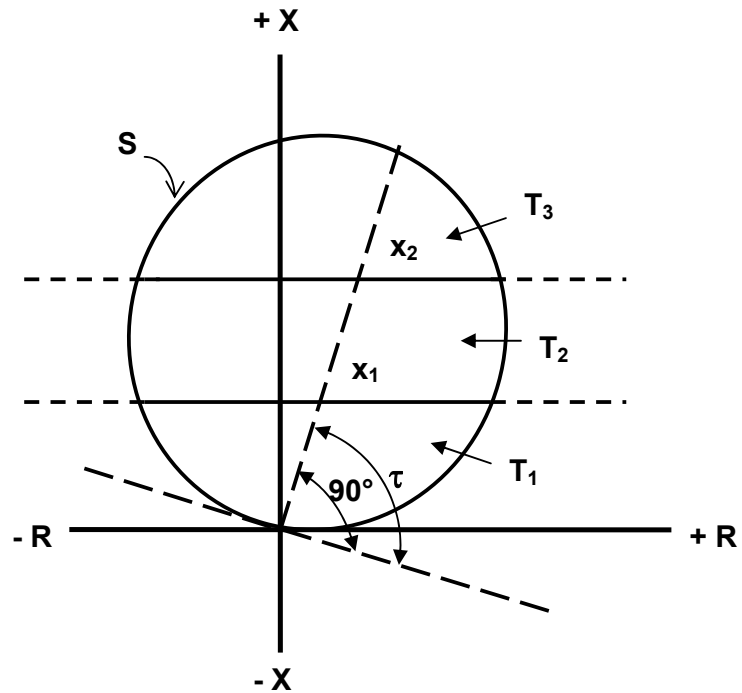


Fig. 3.10. Característica de operación del relé de distancia tipo reactancia

Con respecto a la aplicación del Relé de Distancia tipo Reactancia en la protección de una línea de transmisión, tenemos la característica de operación tiempo versus impedancia que muestra la Fig. 3.11.

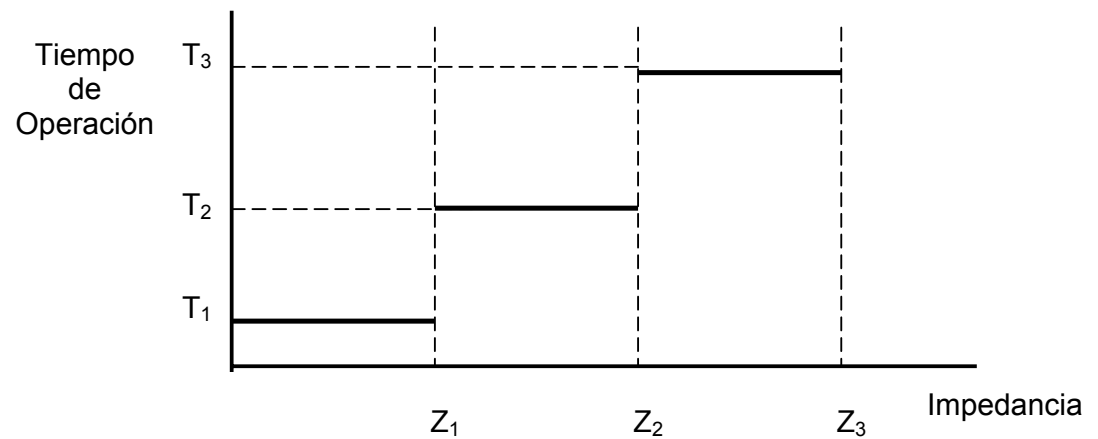


Fig. 3.11. Característica tiempo versus impedancia del relé de impedancia tipo reactancia

Relé de Impedancia tipo Mho:

La característica de operación de éste relé se dedujo con la descripción de la unidad tipo Mho del relé de distancia tipo reactancia.

Para la protección de líneas de transmisión, el relé de distancia tipo Mho esta compuesto de 3 unidades (una para cada zona) de alta velocidad tipo Mho (M_1 , M_2 , M_3) y una unidad de retardo de tiempo, para retardo de tiempo entre zonas. La característica de operación para el relé completo se muestra en la Fig. 3.12.

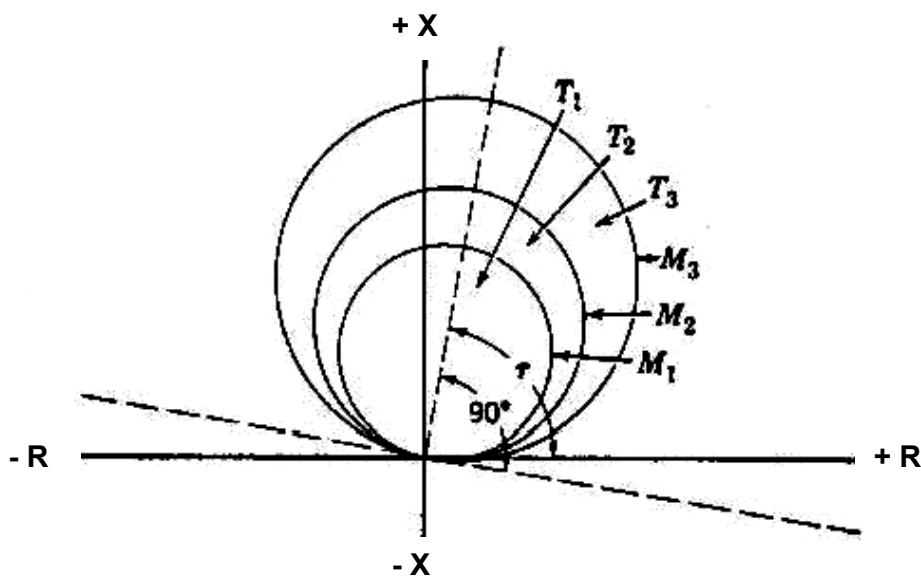


Fig. 3.12. Características de operación de un relé de distancia tipo Mho.

La característica tiempo de operación versus impedancia del relé de distancia tipo Mho es el mismo que la del relé de distancia tipo reactancia, como se muestra en la Fig. 3.13.

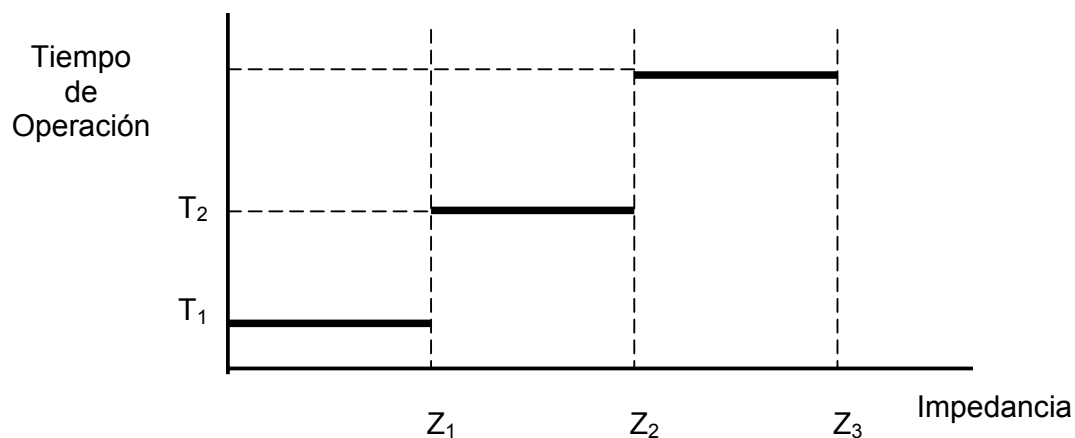


Fig. 3.13. Característica tiempo versus impedancia del relé de impedancia tipo Mho.

Relé de Sobrecorriente Direccional de CA:

El relé direccional de sobrecorriente se compone de una unidad direccional y unidades de sobrecorriente. Cualquier combinación de relés direccional, relé de sobrecorriente de tiempo inverso, y relé de sobrecorriente instantáneo, está disponible para protección de falla de fase o de fase a tierra.

El control direccional es una característica de diseño que es muy deseable para este tipo de relé. El control direccional se refiere a que se pueda inhibir la unidad de sobrecorriente por la no operación de la unidad direccional. Esto se lleva a cabo conectando los terminales de la unidad direccional en serie con la bobina de sombra o con uno de los circuitos que producen los flujos en la unidad de sobrecorriente.

La unidad de inducción direccional tiene dos fuentes de alimentación que pueden ser de corriente y/o de voltaje. En los relés utilizados para la línea Ambato – Totoras, se tienen unidades direccionales de voltaje – corriente. Estos relés tienen alimentaciones de corriente y de voltaje desde un transformador de corriente y de voltaje, respectivamente, y forman la siguiente ecuación del relé:

$$T = K_1 V I \cos (\theta - \tau) - K_2$$

Donde:

V: Magnitud RMS del voltaje aplicado a la bobina de voltaje.

I: Magnitud RMS de la corriente aplicado a la bobina de corriente.

θ : Angulo entre I y V.

τ : Angulo de máximo torque.

K_1 y K_2 : Constantes de los resortes de los discos de inducción.

Para cualquier relación de fase entre I y V que se llame θ positiva, τ también debe ser llamado positivo.

Las unidades direccionales son usadas para reconocer la dirección del flujo corriente de alimentación. Básicamente, las unidades direccionales pueden reconocer diferencias en ángulos de fase entre dos parámetros.

Las características de operación mostradas en coordenadas polares, se ven en la Fig. 3.14. La característica operativa es una línea recta desplazada del origen y perpendicular a la posición del máximo torque positivo de la corriente. Es una línea divisoria entre el desarrollo del torque positivo y el negativo de la unidad. El voltaje en este tipo de unidad es la referencia; y su magnitud se asume constante, entonces la ecuación de la característica de la unidad en el punto de balance será:

$$I \cos (\theta - \tau) = \text{Constante.}$$

Cualquier vector de corriente cuya flecha esté en el área de torque positivo causará operación, el relé no operará o se restablecerá para cualquier corriente sí su flecha esta en el área de torque negativo.

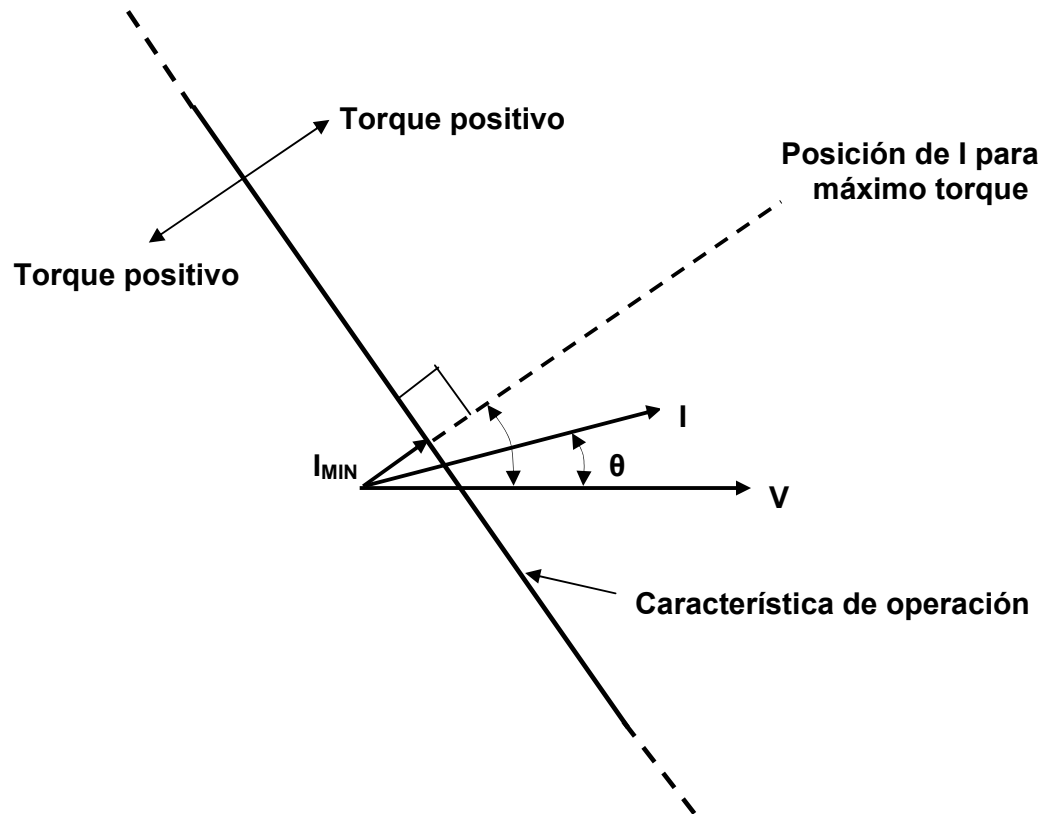


Fig. 3.14. Característica de Operación de una unidad direccional corriente - voltaje

Para una magnitud diferente de voltaje de referencia, la característica de operación será otra línea recta paralela a la mostrada en el gráfico anterior, y relacionada a la misma con la expresión:

$$I_{\text{MIN}}V = \text{Constante.}$$

Donde el término I_{MIN} , es la más pequeña magnitud de todos los vectores de corriente cuyas flechas terminan en la característica de operación, es llamada también corriente de puesta de trabajo de la unidad. Toda corriente que cause operación debe ser ligeramente mayor a la corriente de puesta en trabajo.

Habrá un infinito número de características de operación, de acuerdo con la magnitud del voltaje de referencia, relacionada con la característica:

$$V_{I_{MIN}} = \text{Constante}$$

Esta característica corresponde cercanamente a la corriente o voltaje de puesta en trabajo de un relé de una sola magnitud y es usado como la base para obtener la característica de tiempo. Esta característica se sostiene únicamente si no hay saturación en los dos circuitos magnéticos del relé.

Debido a que los cortocircuitos incluyen corrientes que atrasan sus posiciones de factor de potencia unitario, generalmente por ángulos grandes, es deseable que las unidades direccionales están arregladas para desarrollar un par máximo bajo tales posiciones de corriente atrasada.

Existen tres combinaciones convencionales de corriente y de voltaje que se utilizan para relés de fase, que se muestran en los diagramas fasoriales de la Fig. 3.15.

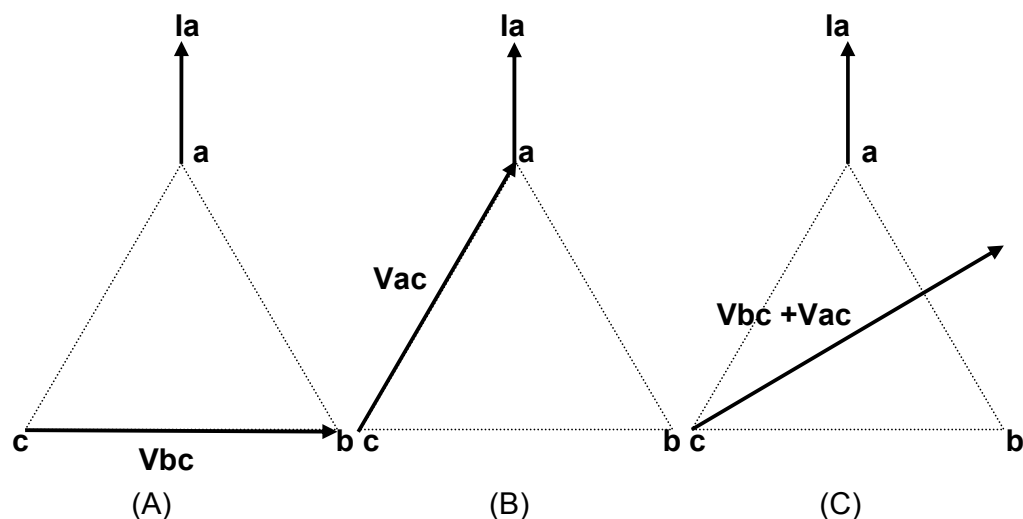


Fig. 3.15. Conexiones convencionales de relés direccionales de fase. (A) Conexión de 90 . (B) Conexión de 30 . (C) Conexión de 60 

Los nombres de estas combinaciones, se reconocen como la descripción de la relación de fase de la corriente de la bobina de corriente al voltaje de polarización bajo condiciones trifásicas equilibradas de factor de potencia unitario.

Cuando una unidad direccional es empleada para protección de fallas a tierra, no hay que configurarla como con las protecciones de fase; solo es necesario un relé monofásico, y las conexiones son tales que no importa que fase esté involucrada, pues las magnitudes que afectan el funcionamiento del relé tienen la misma relación de fase. Además, un relé de tierra solo está afectado por las fallas a tierra, porque para otras fallas, las magnitudes de influencia no están presentes a menos que los transformadores de corriente fallen al transformar sus corrientes con precisión. Un relé direccional para fallas a tierra es esencialmente el mismo que un relé direccional monofásico para fallas de fase, excepto para arreglos de circuito que proporcionen relaciones deseadas de par máximo.

3.3.1. A nivel de 230 KV.

Los relés de distancia involucrados en la protección primaria y secundaria de líneas de transmisión a nivel de 230 KV son de tipo Mho. Los relés utilizados son productos de las compañías GEC measurements y General Electric.

La Tabla 3.1. muestra a continuación los modelos y estilos de los relés utilizados en la protección primaria y secundaria de líneas de transmisión a nivel de 230 KV.

Tabla 3.1. Relés de distancia utilizados en la protección primaria

MARCA	PROTECCION PRIMARIA		PROTECCION SECUNDARIA	
	MODELO	ESTILO	MODELO	ESTILO
GEC Measurements	YTG33_FULL	YTG33_EFJ_5A	YTG31_FULL	YTG31_3Y_5A
General Electric	CEY51A	12CEY51A1D	CEY51A	12CEY51A1D
			CEY52A	12CEY52A1D
			SLYG81A	SLYG81A3D

El relé **YTG33_FULL** es un modelo estático, trifásico que posee 6 unidades de distancia Mho independientes (3 para fallas a tierra y 3 para fallas entre fases, en 3 zonas de distancia), temporizadores para retardo de segunda - tercera zonas, y una unidad de bloqueo contra oscilaciones de potencia (YTO). Los temporizadores son accionados por los contactos de los elementos de tercera zona. Los YTG33_FULL pueden ser usados en la protección de distancia por zonas con unidades de distancia separadas para fallas a tierra y entre fases; también se los usa en la protección contra oscilaciones de potencia con el elemento YTO. Se puede invertir la dirección de las unidades de tercera zona para utilizarlas como elemento direccional en varios esquemas de protección.

La Tabla 3.2. muestra los rangos disponibles para las unidades de distancia y los temporizadores del relé YTG33_EFJ_5A perteneciente a la familia de los YTG_33_FULL, ubicados dentro de la biblioteca de relés del programa CAPE.

Tabla 3.2. Rangos de las unidades de distancia y temporizadores del relé YTG33_EFJ_5A

ESTILO	Z ₁ (Ohms Prim.)	Z ₂ (Ohms Prim.)	Z ₃ (Ohms Prim.)	T1 (S)	T2 (S)
YTG33_EFJ_5A	0.25 - 36	0.25 - 36	0.25 - 36	0 - 10	0 - 10

El relé **YTG31_FULL** es estático, tipo Mho, tiene tres unidades de distancia, y posee similares características y usos que el YTG_33_FULL. Sus principales diferencias son:

- El YTG_31_FULL puede ser usado como relé para protección de fallas a tierra, o para fallas entre fases o ambas (si el ajuste es el mismo), mientras que el YTG33_FULL puede ser usado para la protección de fallas a tierra y para fallas entre fases al mismo tiempo ya que cuenta con seis unidades separadas de distancia.
- La primera zona de YTG33_FULL no tiene alcance expandible.
- La curva característica de la tercera zona del modelo YTG31_FULL no puede ser desplazada para utilizarla como componente direccional.
- Los temporizadores en el relé YTG_31_FULL pueden también ser supervisados por alguna unidad externa. Además de la tercera zona.

La Tabla 3.3. muestra los rangos disponibles para las unidades de distancia y los temporizadores del relé YTG31_3Y_5A perteneciente a la familia de los YTG_31_FULL, ubicados dentro de la biblioteca de relés del programa CAPE.

Tabla 3.3. Rangos de las unidades de distancia y temporizadores del relé YTG31_3Y_5A

ESTILO	Z ₁ (Ohms Prim.)	Z ₂ (Ohms Prim.)	Z ₃ (Ohms Prim.)	T1 (S)	T2 (S)
YTG31_3Y_5A	0.25 - 36	0.25 - 36	0.25 - 36	0 - 10	0 - 10

El relé fabricado por la General Electric modelo **CEY51A**, es un relé trifásico, tipo Mho, de un solo elemento de distancia de alta velocidad que tiene sobrealcance transiente limitado por diseño. Es un relé que detecta fallas de trifásicas, de fase a fase, o dos fases a tierra. El CEY51A puede ser usado como unidad de disparo de alta velocidad en esquemas de subalcance permisivo de disparo directo o transferido.

El relé **CEY52A** es muy similar al CEY51A y tiene sus mismos usos, con la diferencia de que no tiene la ventaja de la limitación del sobrealcance transiente, por ello no se utiliza como relé primera zona en esquemas por etapas. Los relés CEY51A junto con los CEY52A, empaquetados por zonas y combinados con relés temporizadores, pueden ser usados en diferentes esquemas, incluyendo la protección de distancia por zonas, la protección piloto con comparación direccional, con sobrealcance o subalcance permisivo de disparo transferido, y muchos esquemas de respaldo.

La Tabla 3.4. muestra los respectivos rangos disponibles en la unidad de distancia de los relés 12CEY51A1D y 12CEY52A1D, presentes en la biblioteca de relés del programa CAPE.

Tabla 3.4. Rangos de las unidades de distancia de los relés 12CEY51A1D y 12CEY52A1D

ESTILO	Z (Ohms Prim.)	
	12CEY51A1D	Zona 1
12CEY52A1D	Zona 1	1 - 30

El relé General Electric **SLYG81A** es un modelo estático, trifásico, tipo Mho, de una sola zona, que detecta fallas de una sola fase a tierra.

Los relés SLYG81A en combinación con relés temporizadores, pueden usarse en esquemas de protección de distancia por zonas. Ellos también pueden proveer funciones de sobrealcance o subalcance requeridas en esquemas de comparación direccional.

Los modelos CEY52A y SLYG81A necesitan de temporizadores auxiliares modelos SAM, fabricados por General Electric, para ser usados en esquemas de protección de distancia por zonas.

3.3.1. A nivel de 138 KV.

Los relés de distancia involucrados en la protección secundaria de líneas de transmisión a nivel de 138 KV son de tipo reactancia y de tipo Mho, de acuerdo a los requerimientos de la línea, la tabla 3.5 muestra una lista de ellos.

Los modelos **YTG31_FULL**, **CEY51A**, **CEY52A** y **SLYG81A** son los mismos que se describieron a nivel de 230 KV.

El relé de distancia modelo **G CX51A** es monofásico de tipo reactancia, de tres zonas para fallas entre fases. La primera y la segunda zonas son de característica tipo reactancia, mientras la tercera es de tipo Mho-direccional.

Tabla 3.5 Relés de distancia utilizados en la protección secundaria de líneas de transmisión a nivel de 138 KV.

MARCA	PROTECCION SECUNDARIA	
	MODELO	ESTILO
GEC Measurements	YTG31_FULL	YTG31_3Y_5A
General Electric	CEY51A	12CEY51A1D
	CEY52A	12CEY52A1D
	SLYG81A	SLYG681A3D
	GCX51A	12GCX51A11A
	GCY51A	12GCY51A1A
	GCXG51A	12GCY51A11A
	GCXG53A	12GCXG53A1A

Los relés GCX51A, por las características de reactancia de sus dos primeras zonas, son particularmente adecuados para la protección de circuitos donde la elevada resistencia de arco es un problema. Por ello, es ideal para la protección de líneas de transmisión cortas, también se puede utilizar en líneas de transmisión más largas si es que el rango del relé permite los alcances requeridos.

Para proveer protección direccional de tres zonas para fallas de tres fases, fase a fase y dos fases a tierra en una línea de transmisión, se necesita tres relés tipo GCX51A más un relé temporizador ajustable tipo SAM o RPM. También son usados en combinación con otros relés y canales piloto para proveer protección de alta velocidad en esquemas de disparo trasferido y de comparación direccional. La tabla 3.6. muestra los respectivos rangos disponibles en las unidades de distancia del relé 12GCX51A11A que consta en la biblioteca de relés del programa CAPE, donde se los asume como trifásicos, ahorrando la necesidad de ingresar mas relés.

Tabla 3.6: Rangos de las unidades de distancia del relé 12GCX51A11A.

ESTILO	Z (Ohms Prim.)	
	12GCX51A11A	Zona 1
Zona 2		0.1 – 4
Zona 3		1 – 4

El relé General Electric modelo **GCY51A** es monofásico de tipo Mho, tiene 3 zonas de distancia y son utilizados en esquemas de protección de distancia de tres zonas para fallas trifásicas, fase a fase y doble fase a tierra. Para ello, se requiere tres relés GCY51A más un relé temporizador tipo SAM. Los esquemas de comparación direccional y disparo transferido son aplicables cuando se usa el GCY51A, en zonas de distancia y la unidad de la tercera zona es ajustada con o sin desplazamiento para que “vea” dentro o fuera de la sección de la línea. La tabla 3.7. muestra los respectivos rangos disponibles en las unidades de distancia del relé 12GCY51A1A que consta en la biblioteca de relés del programa CAPE, donde se los asume como trifásicos, ahorrando la necesidad de ingresar mas relés.

Tabla 3.7. rangos de las unidades de distancia del relé 12GCY51A1A.

ESTILO	Z (Ohms Prim.)	
	12GCY51A1A	Zona 1
Zona 2		1 – 30
Zona 3		3 – 30

El relé modelo **GCXG51A** es monofásico, y es utilizado para la protección para fallas a tierra para circuitos de transmisión y distribución. Este relé es similar al modelo GCX51A excepto que provee protección de tres zonas para

fallas de una fase a tierra, la tercera zona provee también protección para fallas de dos fases a tierra.

El modelo para fallas a tierra, **GCXG53A**, es usado en líneas de transmisión más largas. Es similar al GCXG51A con las diferencias de que la unidad Mho del GCXG53A tiene un circuito adicional de corriente para proveer compensación de corriente de secuencia cero, usa polarización de mediano voltaje y esta provista de ajustes par a variar el ángulo de máximo torque de 60° a 75°.

La tabla 3.8. muestra los respectivos rangos disponibles en las unidades de distancia de los relés 12GCXG51A11A y 12GCXG53A1A que constan como relés trifásicos en la biblioteca de relés del programa CAPE.

Tabla 3.8. Rangos de las unidades de distancia relés 12GCXG51A11A y 12GCXG53A1A.

ESTILO	Z (Ohmios Prim.)	
	12GCXG51A11A	Zona 1
Zona 2		0.1 – 4
Zona 3		1 – 30
12GCXG53A1A	Zona 1	0.50 – 20
	Zona 2	0.50 – 20
	Zona 3	2 – 60

Todos los modelos de relés de distancia para protección de tierra usados a nivel de 138 KV y 230KV, excepto el GCXG51A en su unidad de tercera zona, poseen compensación de corriente de secuencia cero. Esta compensación modifica la respuesta de los relés ante una falla por un **factor denominado Ko**, el que se define de la siguiente manera:

$$K_o = \frac{1}{3} * \left(\frac{Z_0}{Z_1} - 1 \right)$$

Donde:

Z_0 : Impedancia de secuencia cero de la línea en ohmios.

Z_1 : Impedancia de secuencia positiva de la línea en ohmios.

Este factor (K_o) modifica la ubicación de la falla “vista” por el relé. El valor de la impedancia de falla es entonces:

$$Z = \frac{V_{fase}}{I_{fase} + (K_o * I_{neutral})}$$

Donde:

V_{fase} : Voltaje de línea a neutro.

I_{fase} : Corriente de línea.

En la línea de transmisión de 138 KV Ambato - Totoras presenta una protección secundaria de tipo sobrecorriente direccional. Empleándose para esta protección relés tipo CDD.

Estos relés son fabricados por la compañía English Electric. Todos estos son de sobrecorriente direccional. Todos poseen una unidad direccional, una unidad de sobrecorriente de tiempo inverso y una unidad instantánea de alta velocidad. La unidad direccional es de alta velocidad de copa de inducción de cuatro polos con bobinas de corriente en serie con la bobina de operación del elemento de tiempo inverso, bobinas de voltaje de polarización y un par de contactos que son conectados a través de la bobina de sombra de la unidad de tiempo inverso. Los relés están disponibles sólo como unidades monofásicas. La tabla 3.9 muestra los modelos y estilos de los relés presentes en la protección de la línea Ambato – Totoras.

Tabla 3.9. Relés de sobrecorriente direccional utilizados en 138 KV.

MARCA	PROTECCION SECUNDARIA DE SOBRECORRIENTE DIRECCIONAL	
	MODELO	ESTILO
ENGLISH ELECTRIC	CDD 21	CDD21_5A_2.5-10_I
	CDD 23	CDD 23 1I - 1T
		CDD 23 1I – 2.5T

Estos relés son usados para protección de fallas de fase o a tierra cuando se requiere una característica direccional en adición a una característica tiempo-corriente de tipo inverso. Los modelos CDD21 tienen características tiempo-corriente de tipo normal inverso y los CDD23 son de tipo muy inverso.

Los relés CDD21 empleados en el SNT tienen un ángulo de máximo torque de 60° en adelante del voltaje de polarización y son usados para protección de fase con conexión a 90°. Los relés CDD23 poseen un ángulo de torque máximo de 60° en atraso del voltaje de polarización y se emplean para fallas a tierra. La bobina de polarización es de 110 V y la de corriente de 5 A. La unidad direccional tiene un valor de puesta en trabajo de 2.2 V y 0.02 A.

En la tabla 3.10, se muestran los rangos disponibles en los relés.

Tabla 3.10. Rangos de las unidades de sobrecorriente de los relés CDD21 y CDD23.

ESTILO	UNIDAD INSTANTANEA (A)	UNIDAD DE TIEMPO INVERSO (A)	DISCO DE TIEMPO
CDD21_5A_2.5-10_I	4 - 16	2.5 – 10 (pasos de 1.25)	0.1 - 1
CDD 23 1I - 1T	1 – 1.5 – 2 – 2.5 – 3 –3.5-4	1 – 1.2 – 1.5 – 2 – 2.4 – 3 - 4	0.1 - 1
CDD 23 1I – 2.5T	1 – 1.5 – 2 – 2.5 – 3 –3.5-4	2.5 – 3 – 3.75 – 5 – 6 – 7.5 - 10	0.1 - 1

3.4. Sistema de Protección de Líneas de Transmisión Utilizando CAPE.

3.4.1. Modelación del Sistema de Protección de Líneas de Transmisión usando CAPE.

Todos los relés, dentro de la base de datos del programa CAPE, se ingresaron dentro de sus correspondientes Zonas de Protección Locales (LZOPs). A las LZOPs también se las conoce como zonas de protección primaria y se encuentran ingresadas junto con los datos de las subestaciones y pueden ser de diferente tipo de acuerdo al elemento que protegen dentro del sistema de potencia modelado. Para nuestras simulaciones, fueron del tipo correspondiente a las líneas de transmisión. Se ingresaron dos LZOPs en las subestaciones correspondientes a los extremos de cada una de las líneas modeladas.

Se realizó la modelación con relés de distancia para fallas a tierra, para fallas entre fases y relés temporizadores que constan en la biblioteca del programa CAPE y en los datos de protecciones de líneas de transmisión del

SNT obtenidos de TRANSELECTRIC S.A. Además, se utilizaron relés auxiliares de la misma biblioteca para la implementación el esquema de sobrealcance permisivo de disparo transferido en líneas de 230 KV.

3.4.2. Lógica de los Elementos de Protección.

Las LZOPs llevan consigo un código de lógica de contactos (contact logic code) que es una expresión lógica que describe la operación de las unidades dentro de un esquema de protección establecido. Dentro de la simulación de una contingencia, el programa CAPE simulará la operación de los disyuntores correspondientes solamente si este código en la LZOP se cumple.

Los códigos de lógica de contactos pueden ser creados, modificados o combinados por el usuario y están compuestos de códigos unidos por operadores lógicos.

Los códigos lógicos son establecidos por el usuario a cada una de las unidades que intervienen en un determinado esquema de protección. Estas unidades pueden ser cualquiera de las que se encuentren disponibles en la biblioteca de relés del programa CAPE.

Durante las simulaciones:

- El módulo SS de CAPE asignó valores lógicos (verdadero o falso) a los códigos de las unidades de los relés dependiendo de la operación de éstas en cada LZOP de la zona de estudio establecida. Si alguna unidad no tiene código o es diferente del que describe al esquema, CAPE simplemente no la considera para la simulación.

- Luego SS realizó la operación lógica de dichos valores en los códigos de lógica de contactos respectivos y obtuvo los resultados de la operación de dichas LZOPs.

En la tabla 3.11. se muestra los códigos de lógica de contactos utilizados para la protección de líneas de transmisión en el programa CAPE.

Tabla 3.11. Códigos de Lógica de Contactos Utilizados en las LZOPs de Líneas de Transmisión

Nombre	Código de Lógica de Contactos
PRIMARIA_230_POTT	((PP_ZN OR PG_ZN OR PH_ZN) AND (RCVR OR ECHO_RCVR))
SECUNDARIA_DISTANCIA	(PP_ZN1 OR (PP_ZN2 AND PP_ZN2T) OR (PP_ZN3 AND PP_ZN3T) OR PG_ZN1 OR (PG_ZN2 AND PG_ZN2T) OR (PG_ZN3 AND PG_ZN3T)
PROTECCION_LT_230	(PRIMARIA_230_POTT OR SECUNDARIA_DISTANCIA)

Como sabemos, ambas protecciones primaria y secundaria poseen esquemas de protección distintos, por lo tanto tuvieron códigos de lógica de contactos diferentes. Dentro de las LZOPs correspondientes a las líneas de transmisión a nivel de 230 KV, se combinaron ambos esquemas con un operador lógico OR (como lo muestra la tabla 3.7), de tal manera que funcionaron ambos a la vez como sucede en el SNT.

3.4.3. Esquema de Protección de Distancia con Sobrealcance Permisivo de Disparo Transferido.

Se trabajó con las LZOPs pertenecientes a los extremos de cada línea a nivel de 230 KV.

Para implementar este esquema de protección en nuestra base de datos, se ingresaron en las LZOPs de los extremos de cada línea, los siguientes elementos:

- Unidades de distancia de característica tipo MHO direccionales para protección contra fallas a tierra y entre fases con alcances que van más allá de extremo remoto de la línea (codificadas PH_ZN o PP_ZN o PG_ZN).
- Un elemento auxiliar para ejecutar la función de transmisor, nombrado "TRANSMITTER". Opera con la supervisión de la unidad de distancia contra fallas a tierra o entre fases de la misma LZOP, descrito en el punto anterior.
- Un elemento auxiliar para ejecutar la función de receptor, nombrado "RECEIVER", codificado RCVR, y que esta bajo la supervisión del elemento "TRANSMITTER" del otro extremo de la línea.
- Un elemento auxiliar para ejecutar la función de transmisor de señal eco nombrado "ECHO", que no tiene código, fue calibrado para que se demore un ciclo en operar con la supervisión del disyuntor local. La función de la unidad "ECHO" es la de operar una señal de eco del transmisor remoto de vuelta al otro extremo donde es receptada por la unidad "ECHO_RECEIVER".

- Un elemento auxiliar nombrado “ECHO_RECEIVER”, codificado ECHO_RCVR, y que está bajo la supervisión del elemento “ECHO” de la LZOP del otro extremo.

En la tabla 3.12. se muestra los códigos empleados en la base de datos del programa CAPE para el esquema de Sobrealcance permisivo de disparo transferido.

Tabla 3.12. Códigos Empleados en el Esquema de Protección Primaria Piloto

Códigos Lógicos	Unidad - Descripción
PH_ZN	Unidad de distancia de fase y de tierra de la protección primaria (piloto). Son unidades que pueden desempeñar ambas funciones.
PP_ZN	Unidad de distancia para fallas entre fases de la protección primaria (piloto),
PG_ZN	Unidad de distancia para fallas a tierra de la protección primaria (piloto)
RCVR	Unidad auxiliar “RECEIVER” de la protección (piloto), actúa cuando recibe la señal de disparo del extremo remoto de la línea.
ECHO_RCVR	Unidad auxiliar “ECHO_RECEIVER” de la protección (piloto), actúa cuando recibe la señal de disparo de eco del extremo remoto de la línea.

Una vez codificados todos los elementos, en la ventana de la LZOP correspondiente, se utilizó el código de lógica de contactos llamado “PRIMARIA_230_POTT”, cuya expresión describe al esquema de protección de la manera siguiente:

$$((PP_ZN \text{ OR } PG_ZN \text{ OR } PH_ZN) \\ \text{AND} \\ (RCVR \text{ OR } ECHO_RCVR))$$

3.4.4. Esquema de Protección de Distancia por Zonas.

Para simular este esquema en CAPE, se necesitó ingresar previamente en las LZOPs unidades de distancia para protección contra fallas a tierra y para fallas entre fases. Estas fueron de tipo reactancia o de tipo Mho. A continuación, se realizó los ajustes de dichas unidades para las zonas disponibles en cada línea, en el módulo CG del programa CAPE.

Se codificó a las unidades de distancia por su función y también por su zonas. A la primera zona se codificó como "PG_ZN1" si es unidad para fallas a tierra, "PP_ZN1" si es unidad para fallas entre fases o cuando la unidad realiza ambas funciones. A las zonas restantes se las codificó con las mismas letras más su correspondiente número de zona, como se lo describe en la tabla 3.13.

En este esquema existen elementos temporizadores que fueron los que proporcionaron el retardo de tiempo de operación entre cada zona, en las simulaciones. En nuestros LZOPs se tienen relés con o sin temporizadores incorporados. Aquellos que tienen temporizadores, tuvieron supervisión de tercera zona para su accionamiento (ejemplo el relé GEC modelo YTG31_FULL). Para los relés que no los tienen en sus circuitos, se tuvo que ingresar relés temporizadores en las LZOP respectivas según su catalogo (ejemplo el relé General Electric modelo GCX51A). Se hizo el ajuste del retardo de tiempo, y también se fijó la supervisión en su unidad de tercera zona correspondiente.

Tabla 3.13. Códigos Empleados en el Esquema de Protección Secundaria por Zonas.

Códigos Lógicos	Unidad (descripción)
PP_ZN1	Unidad de distancia de fase de la protección secundaria, Primera zona.
PP_ZN2	Unidad de distancia de fase de la protección secundaria, Segunda zona.
PP_ZN3	Unidad de distancia de fase de la protección secundaria, Tercera zona.
PP_ZN2T	Temporizador de la unidad de distancia de fase de la protección secundaria, segunda zona. Se acciona si funciona la unidad de distancia de la segunda zona.
PP_ZN3T	Temporizador de la unidad de distancia de fase de la protección secundaria, segunda zona. Se acciona si funciona la unidad de distancia de la tercera zona.
PG_ZN1	Unidad de distancia de tierra de la protección secundaria, primera zona.
PG_ZN2	Unidad de distancia de tierra de la protección secundaria, segunda zona.
PG_ZN3	Unidad de distancia de tierra de la protección secundaria, tercera zona.
PG_ZN2T	Temporizador de la unidad de distancia de tierra de la protección secundaria, segunda zona. Se acciona si funciona la unidad de distancia de la segunda zona.
PG_ZN3T	Temporizador de la unidad de distancia de tierra de la protección secundaria, segunda zona. Se acciona si funciona la unidad de distancia de la tercera zona.

Una vez codificados todos los elementos, en la ventana de la LZOP correspondiente se utilizó el código de lógica de contactos llamado "SECUNDARIA_DISTANCIA", cuya expresión describe al esquema de protección de la manera siguiente:

(PP_ZN1 OR (PP_ZN2 AND PP_ZN2T) OR (PP_ZN3 AND PP_ZN3T))
OR
PG_ZN1 OR (PG_ZN2 AND PG_ZN2T) OR (PG_ZN3 AND PG_ZN3T)

Para garantizar una simulación completa del esquema de protección por zonas para cualquier tipo de falla, en la expresión anterior se tienen combinados las expresiones lógicas para la operación de unidades de la protección por zonas para fallas a tierra (PG_ZN1 OR (PG_ZN2 AND PG_ZN2T) OR (PG_ZN3 AND PG_ZN3T)) y la protección por zonas para fallas entre fases (PP_ZN1 OR (PP_ZN2 AND PP_ZN2T) OR (PP_ZN3 AND PP_ZN3T)) unidas por un operador “OR”.

Capítulo 4

SIMULACION Y ANALISIS DEL SISTEMA DE PROTECCION DE LINEAS DE TRANSMISION A NIVEL DE 230 KV.

4.1. Introducción

El propósito de un estudio de coordinación de protecciones es el de verificar los ajustes de los relés chequeando las respuestas de sus unidades alrededor de una falla aplicada en el sistema, si todos los relés están correctamente ajustados entonces:

- La falla será aclarada solamente por los relés pertenecientes a la protección primaria.
- Deberá haber un intervalo de tiempo suficiente, entre la operación de la protección de respaldo con respecto a la protección primaria.

Se realizaron diferentes estudios en contingencias que fueron simuladas por separado en lo que denominamos como “casos”, cada uno de ellos son independientes. Los casos consistieron en fallas monofásicas a tierra con una determinada ubicación y resistencia de falla. El cálculo de las resistencias de falla se presenta en el Anexo 4.

Se utilizó la línea de transmisión Santo Domingo – Santa Rosa, circuito 1, para el análisis.

El análisis realizado consta de dos partes: Análisis de lógica de contactos y análisis de la operación de unidades de distancia de los relés.

El análisis de lógica de contactos se llevó a cabo gracias a los reportes del módulo de simulación del sistema (SS) del programa CAPE. Se interpretó los reportes de la respuesta lógica de los códigos de las unidades de los relés para explicar el desempeño de éstas ante el caso que se simulaba.

Para el análisis de la operación de las unidades de distancia se utilizó el módulo de gráficos de coordinación (CG) de CAPE. Se justificó la operación de las unidades de distancia involucradas en la protección primaria y secundaria de la línea de transmisión en estudio, mediante comparaciones entre sus alcances y lo que los relés “vieron” durante la falla simulada. Fue de mucha ayuda los gráficos que de dicho módulo se pudieron obtener, además de la información escrita que llevaron consigo.

Antes de llevar a cabo este análisis fue necesario establecer algunas pautas previas:

- En el menú file del módulo “Executive” (EX) del programa CAPE, se utilizó para las simulaciones: La solución de flujos de potencia y la Impedancia subtransiente de los generadores. Al aplicar la solución de Flujos de Potencia, CAPE fija condiciones iniciales para calcular los cortocircuitos de manera más precisa, como se lo explicó en la sección 2.4. Se utilizó la impedancia subtransiente de los generadores porque las respuestas de los relés de distancia de la protección primaria de líneas de transmisión son considerados de tiempo instantáneo, como se mencionó en la sección 3.2.

- En el menú “Preferences” del Módulo “System Simulator” (SS) de CAPE, se definieron las zonas de estudio para cada simulación según el valor asignado a la profundidad de simulación (“Simulation Depth”). El término “profundidad” tiene que ver con la extensión de la zona de estudio. Para estas simulaciones se definió a “Simulation Depth” con el valor de 1. Entonces, CAPE consideró en cada simulación a las LZOPs que tienen relación de protección primaria – protección de respaldo, para que formen parte de las respectivas zonas de estudio.
- En el mismo menú de SS, se estableció el nivel de reporte (“Reporting Level”) en la opción de operación de todos los disyuntores (“All Breakers Operation”), de manera que se tuvo como referencia a la operación de disyuntores para los reportes de SS.
- En el módulo “Short Circuit” (SC) de CAPE se definió la falla “SLG_5_OHMS” para las simulaciones. SLG_5_OHMS es una falla de la fase A hacia tierra que tiene 5 Ohmios de resistencia de falla.
- Dentro de la base de datos del programa CAPE, se utilizó generalmente, el código de lógica de contactos (“Contact Logic Code”) “PROTECCION_LT_230” para las LZOPs a nivel de 230 KV, como se explicó en la sección 3.4.2.
- Para analizar solamente el comportamiento de las protecciones de las líneas de transmisión, se asumió que las protecciones de los demás equipos en las subestaciones están fuera de servicio.

Los casos que fueron considerados para analizar son los que constan en la tabla 4.1 a continuación:

Tabla 4.1. Casos para el estudio de la protección primaria contra fallas a tierra de la línea Santo Domingo – Santa Rosa, circuito 1.

Casos	
I	Falla de fase a tierra en Línea Santo Domingo - Santa Rosa circuito 1 en el 0,1% de la línea, resistencia de falla de 5 Ohmios.
II	Falla de fase a tierra en línea Santo Domingo - Santa Rosa circuito 1 en el 99,9% de la línea, resistencia de falla de 5 Ohmios.
III	Falla de fase a tierra en la barra Santo Domingo 230 KV, resistencia de falla de 5 Ohmios.
IV	Falla de fase a tierra en la barra Santa Rosa 230 KV, resistencia de falla de 5 Ohmios.
V	Falla de fase a tierra en línea Santo Domingo - Quevedo circuito 1 en el 0,1% de la línea, resistencia de falla de 5 Ohmios.
VI	Falla de fase a tierra en línea Santa Rosa - Totoras circuito 1 en el 0,1% de la línea, resistencia de falla de 5 Ohmios.

4.2. Simulación y Análisis de la Protección para Fallas a Tierra de la Línea de Transmisión Santo Domingo - Santa Rosa circuito 1 del SNT.

4.2.1. Análisis de la Simulación del Caso I: Falla de Fase a Tierra en Línea Santo Domingo - Santa Rosa circuito 1 en el 0,1% de la línea, Resistencia de falla de 5 Ohmios.

La Fig. 4.1 muestra los números de las LZOPs pertenecientes al área de estudio definida por CAPE, y con una flecha su correspondiente dirección de protección. En la tabla 4.2 que muestra los nombres de estas LZOPs de acuerdo con su respectivo número.

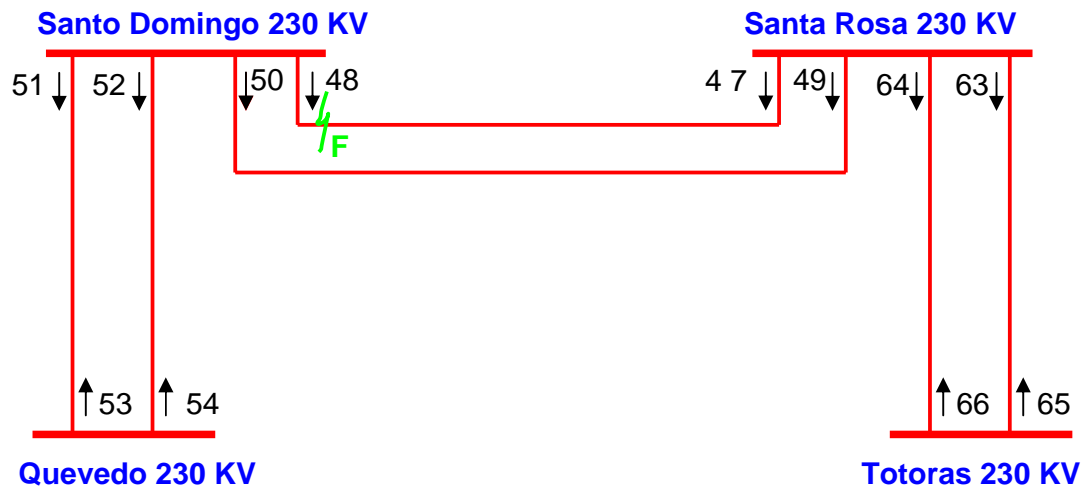


Figura 4.1. LZOPs de zona de estudio.

Tabla 4.2. LZOPs, caso I.

No	Nombre	Línea	No. Circ.	Subestación
47	P_DOM1_230	Santo Domingo – Santa Rosa	1	Santa Rosa
48	P_ROS1_230	Santo Domingo – Santa Rosa	1	Santo Domingo
49	P_DOM2_230	Santo Domingo – Santa Rosa	2	Santa Rosa
50	P_ROS2_230	Santo Domingo – Santa Rosa	2	Santo Domingo
51	P_QVD1_230	Quevedo – Santo Domingo	1	Santo Domingo
52	P_QVD2_230	Quevedo – Santo Domingo	2	Santo Domingo
53	P_DOM1_230	Quevedo – Santo Domingo	1	Quevedo
54	P_DOM2_230	Quevedo – Santo Domingo	2	Quevedo
63	P_TOT1_230	Santa Rosa - Totoras	1	Santa Rosa
64	P_TOT2_230	Santa Rosa - Totoras	2	Santa Rosa
65	P_ROS1_230	Santa Rosa - Totoras	1	Totoras
66	P_ROS2_230	Santa Rosa - Totoras	2	Totoras

Según el reporte de resumen de eventos obtenido del módulo SS de CAPE, cuando se efectuó la simulación del caso I, el programa CAPE realizó lo siguiente:

- CAPE añadió automáticamente una nueva barra (NEWBUS1) en el sitio donde se aplicó la falla, es decir al 0,1% de la línea

Santo Domingo – Santa Rosa circuito 1 (77,7 metros de la barra Santo Domingo).

- CAPE fijó a la LZOP número 47 (P_DOM1_230 en Santa Rosa) y 48 (P_ROS1_230 en Santo Domingo) como protección primaria de la línea, y la 53 (P_DOM1_230 en Quevedo) como protección de respaldo.

Según el reporte de LZOPs, obtenido del módulo Simulador del Sistema (SS) del programa CAPE, la falla fue despejada en 4.5 Ciclos (75 mS) como resultado de la operación simultánea de los disyuntores de las LZOPs los número 47 (P_DOM1_230 en Santa Rosa) y 48 (P_ROS1_230 en Santo Domingo) que son las correspondientes a la línea fallada. Estas LZOPs operaron en 1.5 Ciclos (25 mS), y dieron lugar a la operación de los disyuntores respectivos que demoraron 3 Ciclos más (50 mS), justificando de esta manera el tiempo de 4.5 Ciclos (75 mS).

4.2.1.1. Análisis de Lógica de Contactos

El código de lógica de contactos para la protección primaria “piloto”, PRIMARIA_230_POTT, se cumplió para las LZOPs número 47 (P_DOM1_230 en Santa Rosa) y 48 (P_ROS1_230 en Santo Domingo) que son los pertenecientes a la protección de la línea fallada. Esto se dio porque los valores lógicos de los códigos las unidades de distancia para fallas a tierra de la protección “piloto” (PH_ZN) y los de las unidades auxiliares de recepción de señal de disparo (RCVR) fueron evaluados por SS como verdaderos para ambas LZOPs mencionadas durante la simulación, cumpliendo con la mínima condición para el código de lógica de contactos “PRIMARIA_230_POTT” accione los disyuntores correspondientes.

Por otra parte, el código de lógica de contactos para la protección secundaria por zonas, SECUNDARIA_DISTANCIA, se cumplió para la LZOP

número 48 (P_ROS1_230 en Santo Domingo) que es la perteneciente al extremo de Santo Domingo de la línea fallada. Esto se dio porque el valor lógico del código de la unidad de distancia para fallas a tierra de la primera zona (PG_ZN1) fue evaluado por SS como verdadero, cumpliendo con la mínima condición para que se cumpla SECUNDARIA_DISTANCIA. En el otro extremo de la línea (extremo Santa Rosa) no se cumplió este requisito, ya que el valor lógico de la unidad de distancia de primera zona (PG_ZN1) fue evaluado falso. O sea, esta unidad no alcanzó la falla, por lo tanto SECUNDARIA_DISTANCIA no se cumplió para esa LZOP hasta el término de la simulación.

Se predijo el desempeño de las unidades de protección para fallas a tierra de las líneas de transmisión dentro de la zona de estudio con la tabla 4.3. Entonces, si el caso I ocurre en el SNT, el desempeño será:

Dentro de la línea fallada:

Con respecto a la protección piloto:

En ambas subestaciones la protección piloto si funciona.

La falla es detectada por las unidades de distancia para fallas a tierra de la protección “piloto” que se encuentran en las subestaciones de los extremos de la línea (Santo Domingo y Santa Rosa), porque sus respectivos alcances se lo permiten. Entonces, cierran sus contactos en 1,5 Ciclos, accionando la transmisión de la señal de disparo al otro extremo. Al no haber ningún problema con la transmisión de la señal y considerando que esto tomaría un tiempo despreciable, se energiza el relé de disparo (No 94 ANSI) inmediatamente en el extremo receptor y con ello hace operar los correspondientes disyuntores despejando la falla en 4,5 Ciclos.

Con respecto a la protección por zonas:

En la subestación Santo Domingo la protección por zonas si funciona.

Las unidades de distancia para fallas a tierra de la protección por zonas (zona 1 y zona 3) que se encuentran en esta subestación, alcanzan la falla y operan cerrando contactos respectivos en 1,5 Ciclos. La unidad de primera zona energiza el relé de disparo (No 94 ANSI) y hace operar el disyuntor respectivo despejando la falla de manera simultánea con la protección piloto en 4,5 Ciclos. La unidad de tercera zona acciona los temporizadores para las unidades de segunda y tercera zonas, pero porque la falla es despejada muy rápido los temporizadores se restablecen junto a la unidad de tercera zona.

En el extremo Santa Rosa de la línea, la protección de distancia por zonas no funciona.

La unidad de distancia para la primera zona no detecta la falla al estar ésta fuera de su alcance. La tercera zona, en cambio, si alcanza la falla y cierran sus contactos en 1,5 Ciclos y acciona los temporizadores de la segunda y tercera zonas. Pero, porque la falla es despejada muy rápido por la protección piloto, la unidad se restablece al igual que los temporizadores y su efecto queda anulado.

En el segundo circuito de la línea Santo Domingo – Santa Rosa:

Con respecto a la protección piloto:

La unidad de distancia para fallas a tierra de la protección “piloto” de la línea en la subestación Santa Rosa detecta la falla, ya que su alcance se lo permite, y se transmite la señal de disparo hacia su extremo remoto, la subestación Santo Domingo. En cambio, la unidad de distancia en Santo Domingo no alcanza la falla, por cuestiones de direccionalidad, entonces no existe transmisión de señal de disparo hacia el extremo Santa Rosa. Con

ello, ninguno de los relés de disparo en los extremos de la línea opera porque no se cumplió con la condición para ello.

Con respecto a la protección por zonas:

La protección por zonas no actúa en la subestación Santa Rosa, aunque la unidad de tercera zona alcanza la falla y acciona a los temporizadores, pero se restablece inmediatamente cuando la falla es despejada y su efecto queda anulado.

La protección por zonas no actúa en la subestación Santo Domingo porque las unidades de distancia no detectan la falla, por cuestiones de direccionalidad.

En las líneas Santo Domingo – Quevedo, circuitos uno y dos:

Con respecto a la protección Piloto:

La protección piloto de la línea no funciona porque las unidades de distancia en la subestación Santo Domingo no detectan la falla por razones de direccionalidad, de manera similar a lo que sucede en la línea anterior.

Con respecto a la protección por Zonas:

La protección por zonas no funciona en la subestación Quevedo, aunque las unidades de distancia de tercera zona alcanza la falla, pero se reestablecen al igual que los temporizadores con el despeje rápido de la falla. En Santo Domingo los relés no operan por cuestiones de direccionalidad.

4.2.1.2. Análisis de Alcance de las Unidades de Distancia.

Protección piloto de la línea Santo Domingo – Santa Rosa, Circ. 1:

Se observa que para la simulación del caso I, ambos relés ubicados tanto en Santo Domingo (DOM_ROS1) como en Santa Rosa (ROS_DOM1), alcanzaron la falla en puntos marcados con “X” dentro de sus respectivas características, y en consecuencia operaron (Fig. 4.2). Con la tabla 4.4 se comprobó que el valor óhmico de la falla está dentro del alcance de las unidades, de acuerdo a la información gráfica correspondiente.

Tabla 4.4. Alcances e impedancia “vista” por los relés de la protección primaria piloto, caso I. (*)

Impedancia de la Línea		S/E	Nombre Asignado del Relé	Unidad de Distancia	Alcance para Fallas a Tierra		Impedancia “Vista”		T. Op. (Ciclos)
Ohm. Prim.	Angulo (Grados)				Ohm. Prim.	Angulo (Grados)	Ohms. Prim.	Angulo (Grados)	
38.739	83.1	Santo Domingo	DOM_ROS1	Zona 1	58.78	83.1	3.55	0.36	1.5
		Santa Rosa	ROS_DOM1	Zona 1	58.78	83.1	44.38	-119.69	1.5

(*) Obtenido del reporte escrito del módulo CG del programa CAPE.

Protección por zonas de la línea Santo Domingo – Santa Rosa, Circ. 1:

En la subestación Santo Domingo, el relé S_DOM_ROS1_G alcanzó la falla en todas sus unidades de distancia, porque el valor óhmico de la falla está dentro de sus respectivos alcances (Tabla 4.5.). Esto representó una “X” dentro de la zona de operación de las características R-X de la Fig. 4.3. Con esto, se sabe que la protección actuó en la primera zona por ser ésta la de menor tiempo de operación.

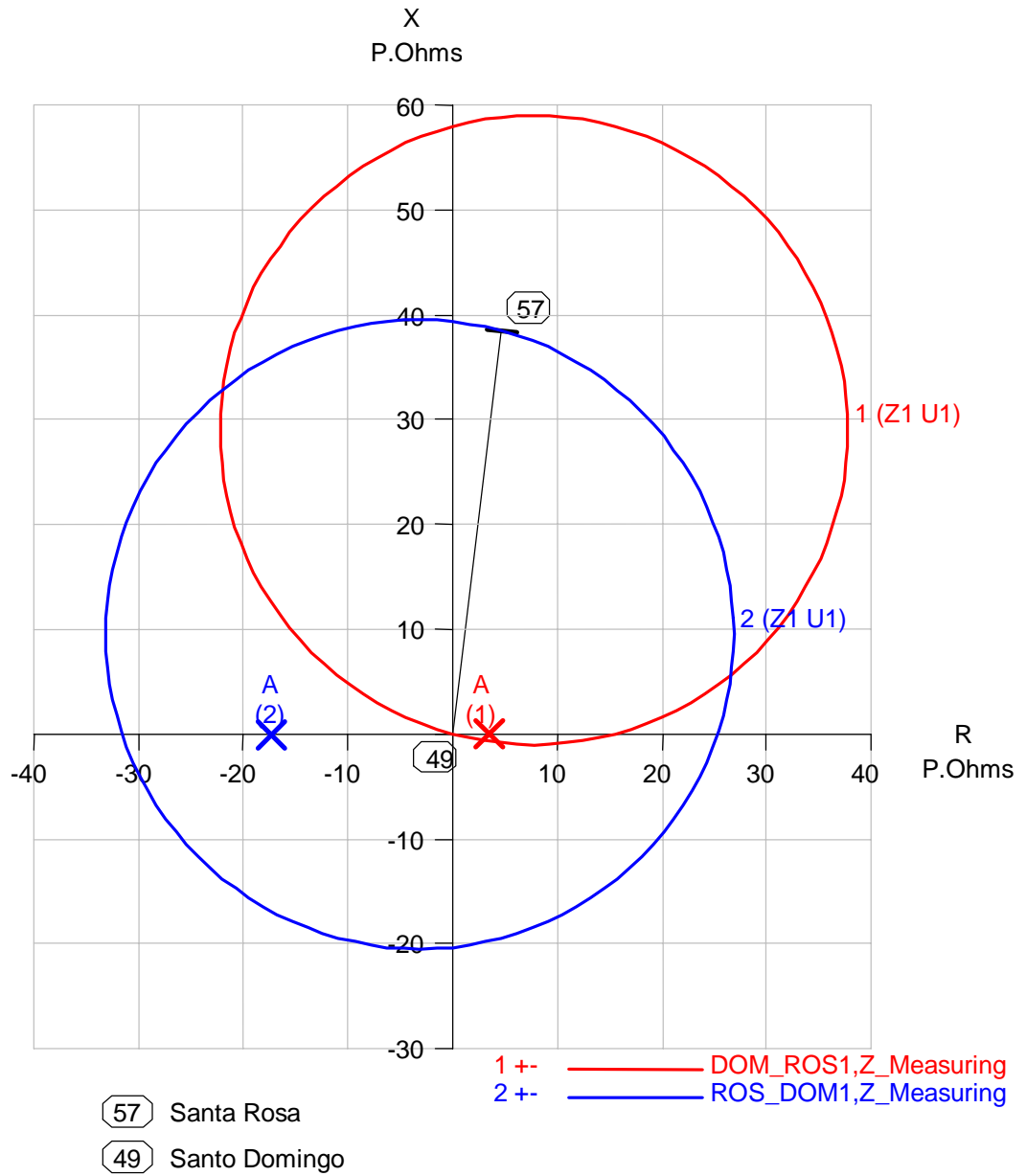


Fig. 4.2. Caso I, característica R-X del relé de la protección de distancia "Piloto" para fallas a tierra. Línea Santo Domingo - Santa Rosa Circuito 1.

En cambio, en Santa Rosa el relé S_ROS_DOM1_G no alcanzó la falla en su primera zona, pero sí en sus dos zonas restantes (Tabla 4.5). Entonces se conoce que la falla “escapó” el alcance de la primera zona por su valor de impedancia de falla y su ubicación dentro de la sección protegida, esto representó una “X” fuera de la zona de operación de la primera zona de la Fig. 4.4. Deberá actuar la protección de segunda zona, si es que la falla no fuera despejada antes por la protección piloto.

Tabla 4.5. Alcances e impedancia “vista” por los relés de la protección primaria por zonas, caso I. (*)

Impedancia de la Línea		S/E	Nombre Asignado del Relé	Unidad de Distancia	Alcance para Fallas a Tierra		Impedancia “Vista”		T. Op. (Ciclos)
Ohm. Prim.	Angulo (Grados)				Ohm. Prim.	Angulo (Grados)	Ohm. Prim.	Angulo (Grados)	
38.739	83.1	Santo Domingo	S_DOM_ROS1_G	Zona 1	31.40	83.1	3.55	0.36	1.5
				Zona 2	45.29				19.5
				Zona 3	66.43				49.5
		Santa Rosa	S_ROS_DOM1_G	Zona 1	35.82	83.1	44.36	60.31	Inf.
				Zona 2	58.04				19.5
				Zona 3	132.66				49.5

(*) Obtenido del reporte escrito del módulo CG del programa CAPE.

Con respecto al desempeño de los relés de la línea fallada, se concluye que para esta simulación la protección “piloto” primaria operó de manera completa, y simultáneamente la protección primaria “por zonas” operó solamente del lado de Santo Domingo. En el extremo Santa Rosa la protección por zonas no operó al mismo tiempo que en el extremo Santo Domingo, pero estaba lista para operar en segunda zona luego de un retardo de tiempo, si la protección “piloto” fallaba.

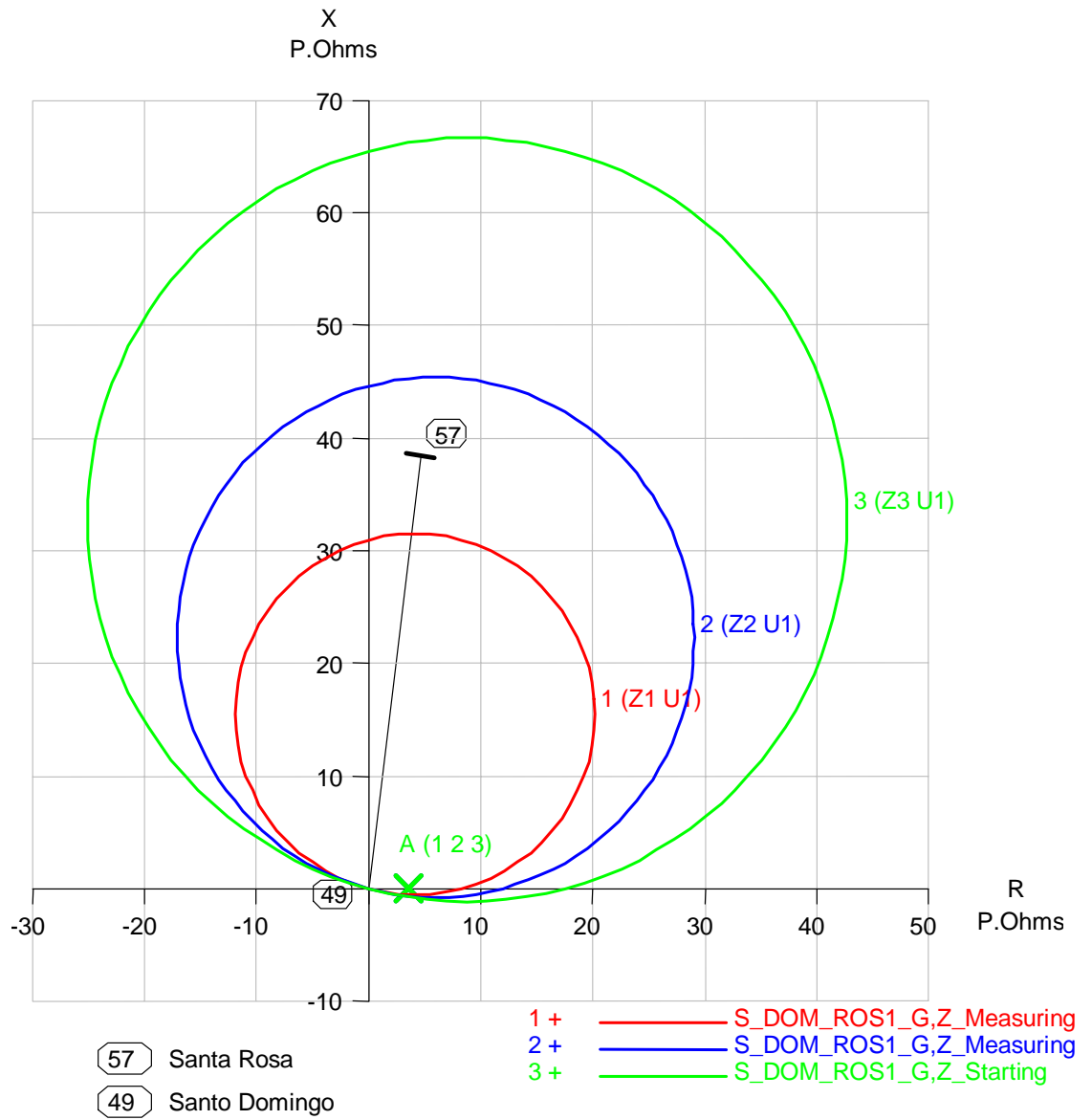


Fig. 4.3. Caso I, característica R-X del relé de la protección de distancia “por zonas” para fallas a tierra. Subestación Santo Domingo.

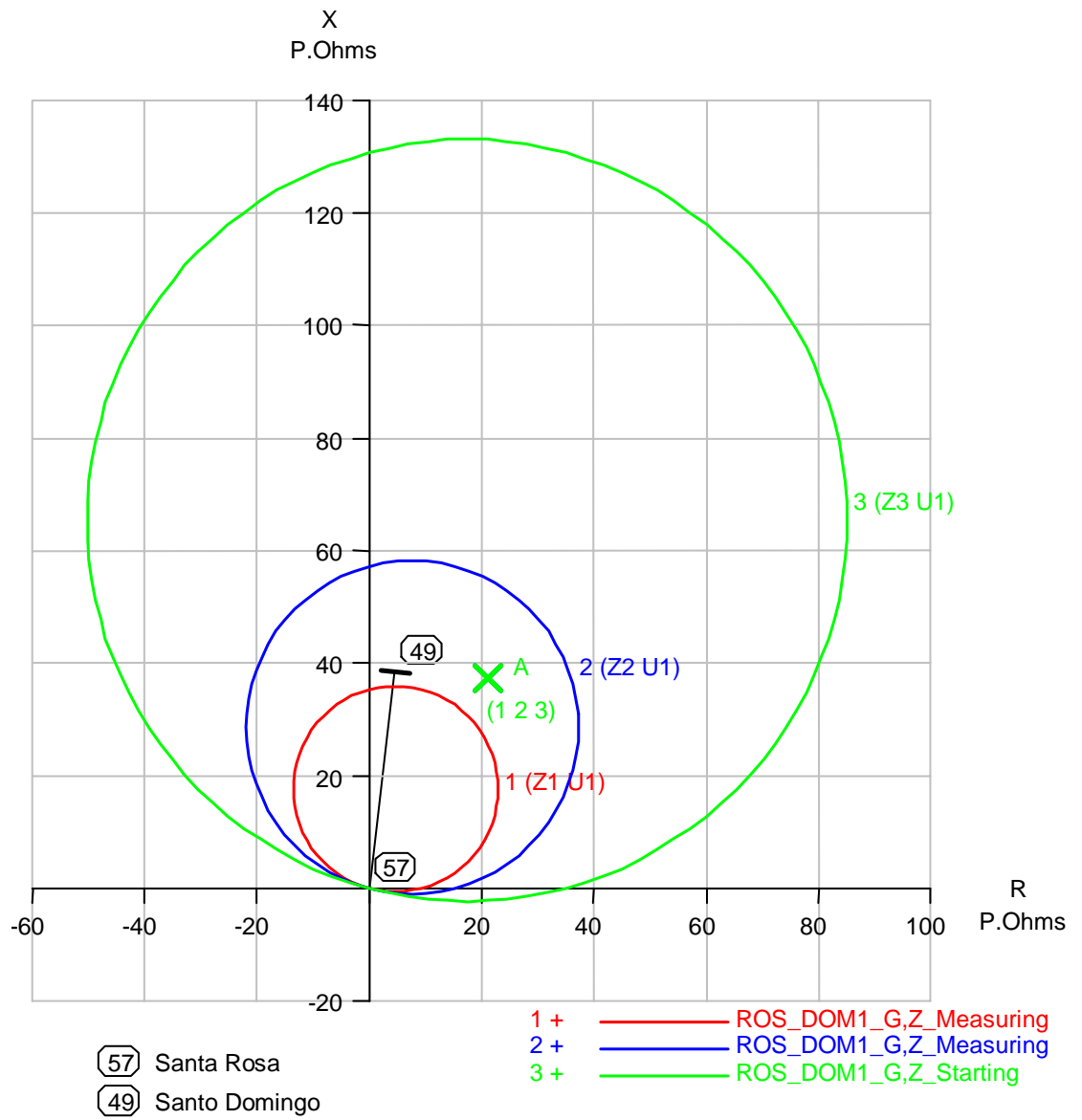


Fig. 4.4. Caso I, característica R-X del relé de la protección de distancia “por zonas” para fallas a tierra. Subestación Santa Rosa.

4.2.2. Análisis de la Simulación del Caso II: Falla de Fase a Tierra en Línea Santo Domingo - Santa Rosa circuito 1 en el 99,9% de la línea, Resistencia de falla de 5 Ohmios.

El gráfico 4.5 muestra a los números de las LZOPs pertenecientes al área de estudio definida por CAPE y con una flecha su correspondiente dirección de protección. En la tabla 4.6 que muestra los nombres de las LZOPs, de acuerdo con su respectivo número:

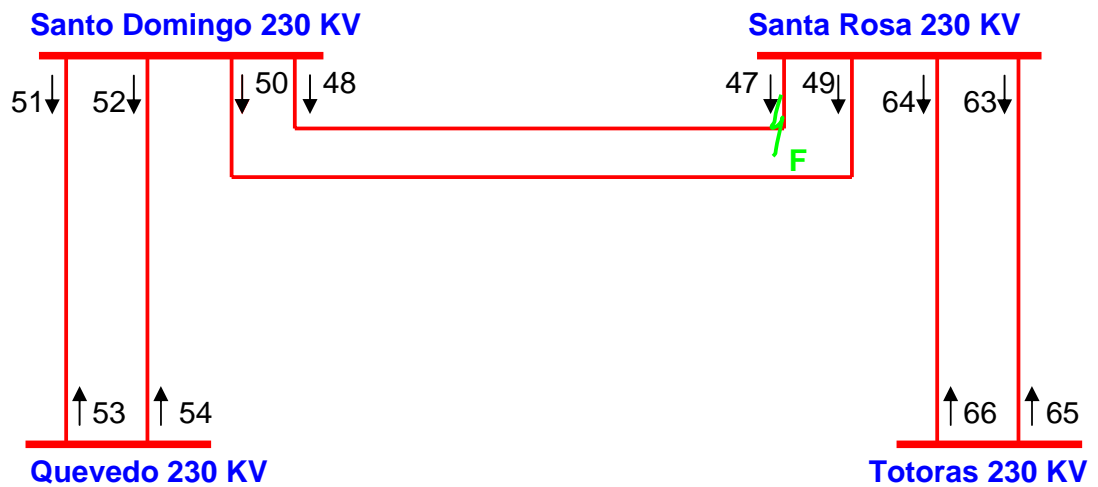


Figura 4.5. LZOPs de zona de estudio

Según el reporte de resumen de eventos obtenido del módulo SS de CAPE, cuando se efectuó la simulación del caso II, el programa CAPE realizó lo siguiente:

- CAPE añadió automáticamente una nueva barra (NEWBUS1) en el sitio donde se aplicó la falla, es decir al 99,9% de la línea Santo Domingo – Santa Rosa circuito 1 (77,7 metros de la barra Santa Rosa).
- CAPE ubicó a la LZOP número 47 (P_DOM1_230 en Santa Rosa) y 48 (P_ROS1_230 en Santo Domingo) como protección

primaria de la línea y a la 66 (P_ROS2_230 en TOTORAS) como protección de respaldo.

Tabla 4.6. LZOPs, caso II.

No	Nombre	Línea	Circ. No	Subestación
48	P_ROS1_230	Santo Domingo – Santa Rosa	1	Santo Domingo
47	P_DOM1_230	Santo Domingo – Santa Rosa	1	Santa Rosa
49	P_DOM2_230	Santo Domingo – Santa Rosa	2	Santa Rosa
50	P_ROS2_230	Santo Domingo – Santa Rosa	2	Santo Domingo
51	P_QVD1_230	Quevedo – Santo Domingo	1	Santo Domingo
52	P_QVD2_230	Quevedo – Santo Domingo	2	Santo Domingo
53	P_DOM1_230	Quevedo – Santo Domingo	1	Quevedo
54	P_DOM2_230	Quevedo – Santo Domingo	2	Quevedo
63	P_TOT1_230	Santa Rosa - Totoras	1	Santa Rosa
64	P_TOT2_230	Santa Rosa - Totoras	2	Santa Rosa
65	P_ROS1_230	Santa Rosa - Totoras	1	Totoras
66	P_ROS2_230	Santa Rosa - Totoras	2	Totoras

En el reporte de LZOPs del módulo SS de CAPE, la falla fue despejada en 4.5 Ciclos (75 mS) como resultado de la operación simultánea de los disyuntores de las LZOPs número 47 (P_DOM1_230 en Santa Rosa) y 48 (P_ROS1_230 en Santo Domingo), que corresponden a la línea fallada. Estas LZOPs operaron en 1.5 Ciclos (25 mS), dieron lugar a la operación de los disyuntores respectivos que demoraron 3 Ciclos más (50 mS), justificando de esta manera el tiempo total de 4.5 Ciclos (75 mS).

4.2.2.1. Análisis de Lógica de Contactos

El código de lógica de contactos para la protección primaria “piloto”, PRIMARIA_230_POTT, se cumplió para las LZOPs número 48 (P_ROS1_230 en Santo Domingo) y 47 (P_DOM1_230 en Santa Rosa) que

pertenecen a la línea fallada. Esto se dio porque SS evaluó como verdaderos a los códigos de las unidades de distancia para fallas a tierra de la protección “piloto”, PH_ZN, y los de las unidades auxiliares de recepción de señal de disparo, RCVR, para estas LZOPs. De esta manera, se cumplió con la condición para que PRIMARIA_230_POTT accione los disyuntores correspondientes.

El código de lógica de contactos para la protección secundaria por zonas, SECUNDARIA_DISTANCIA, se cumplió para la LZOP número 47 (P_DOM1_230 en Santa Rosa) que es la perteneciente al extremo de Santa Rosa de la línea fallada, porque el valor lógico del código de la unidad de distancia para fallas a tierra de la primera zona (PG_ZN1) fue evaluado por SS como verdadero cumpliendo con la mínima condición para que se cumpla SECUNDARIA_DISTANCIA. En el otro extremo de la línea (extremo Santo Domingo), la unidad de primera zona no alcanzó la falla, por lo tanto SECUNDARIA_DISTANCIA no se cumplió para esa LZOP hasta el término de la simulación.

Se predijo el desempeño de las unidades de protección para fallas a tierra de las líneas de transmisión dentro de la zona de estudio con la tabla 4.7. Entonces, si el caso I ocurre en el SNT, el desempeño será:

Dentro de la línea fallada:

Con respecto a la protección Piloto:

La protección piloto funciona en ambas subestaciones: Santo Domingo y Santa Rosa. La falla es detectada por las unidades de distancia para fallas a tierra de la protección “piloto” que se encuentran en las subestaciones de los extremos de la línea (Santo Domingo y Santa Rosa), porque sus respectivos alcances se lo permiten. Cierran sus contactos en 1,5 Ciclos, accionando la transmisión de la señal de disparo al otro extremo. Al no haber ningún

Tabla 4.7. Resumen de lógica de contactos para caso II. (*)

No	LZOP	PROTECCION PILOTO										PROTECCION DE FASE										PROTECCION DE TIERRA											
		PH_ZN		RCVR		ECHO_RCVR		PP_ZN1		PP_ZN2		PP_ZN2T		PP_ZN3		PP_ZN3T		PG_ZN1		PG_ZN2		PG_ZN2T		PG_ZN3		PG_ZN3T		I		II		II	
48	P_ROS1_230 en DOM	V	V	F	F	F	F	F	F	F	F	F	F	F	F	F	F	F	F	F	F	F	F	F	F	F	F	F	F	F	F		
47	P_DOM1_230 en ROS	V	V	F	F	F	F	F	F	F	F	F	F	F	F	F	F	F	F	F	F	F	F	F	F	F	F	F	F	F	F		
49	P_DOM2_230 en ROS	F	V	F	F	F	F	F	F	F	F	F	F	F	F	F	F	F	F	F	F	F	F	F	F	F	F	F	F	F	F		
50	P_ROS2_230 en DOM	V	F	F	F	F	F	F	F	F	F	F	F	F	F	F	F	F	F	F	F	F	F	F	F	F	F	F	F	F	F		
51	P_QVD1_230 en DOM	F	F	F	F	F	F	F	F	F	F	F	F	F	F	F	F	F	F	F	F	F	F	F	F	F	F	F	F	F	F		
52	P_QVD2_230 en DOM	F	F	F	F	F	F	F	F	F	F	F	F	F	F	F	F	F	F	F	F	F	F	F	F	F	F	F	F	F	F		
53	P_DOM1_230 en QVD	F	F	F	F	F	F	F	F	F	F	F	F	F	F	F	F	F	F	F	F	F	F	F	F	F	F	F	F	F	F		
54	P_DOM2_230 en QVD	F	F	F	F	F	F	F	F	F	F	F	F	F	F	F	F	F	F	F	F	F	F	F	F	F	F	F	F	F	F		
63	P_TOT1_230 en ROS	F	V	F	F	F	F	F	F	F	F	F	F	F	F	F	F	F	F	F	F	F	F	F	F	F	F	F	F	F	F		
64	P_TOT2_230 en ROS	F	V	F	F	F	F	F	F	F	F	F	F	F	F	F	F	F	F	F	F	F	F	F	F	F	F	F	F	F	F		
65	P_ROS1_230 at TOT	V	F	F	F	F	F	F	F	F	F	F	F	F	F	F	F	F	F	F	F	F	F	F	F	F	F	F	F	F	F		
66	P_ROS2_230 at TOT	V	F	F	F	F	F	F	F	F	F	F	F	F	F	F	F	F	F	F	F	F	F	F	F	F	F	F	F	F	F		

(*) Obtenido de los reportes del módulo SS del programa CAPE

ESQUEMAS DE PROTECCION

- I PROTECCION_LT_230
- II PRIMARIA_230_POTT
- III SECUNDARIA_DISTANCIA

problema con la transmisión de la señal y considerando que esto tomaría un tiempo despreciable, se energiza el relé de disparo (No 94 ANSI) instantáneamente en el extremo receptor y con ello hace operar a los correspondientes disyuntores, despejando la falla en 4,5 Ciclos.

Con respecto a la protección por zonas:

En la subestación Santa Rosa la protección por zonas si funciona. Las unidades de distancia para fallas a tierra de la protección por zonas (primera y tercera zonas) que se encuentran en esta subestación alcanzan la falla y operan cerrando contactos respectivos en 1,5 Ciclos. La unidad de primera zona energiza el relé de disparo (No 94 ANSI) y hace operar el disyuntor respectivo despejando la falla de manera simultánea con la protección piloto en 4,5 Ciclos. La unidad de tercera zona acciona los temporizadores para las unidades de segunda y tercera zonas, pero porque la falla es despejada muy rápido, los temporizadores se restablecen junto con esta unidad.

En el extremo Santo Domingo, la protección de distancia por zonas no funciona. La unidad de distancia para la primera zona no detecta la falla al estar ésta fuera de su alcance. La tercera zona alcanza la falla y cierra sus contactos en 1,5 Ciclos. Se accionan los temporizadores de la segunda y tercera zonas, pero la falla es despejada muy rápido por la protección piloto y la unidad se restablece al igual que los temporizadores, y su efecto queda anulado.

En el segundo circuito de la línea Santo Domingo – Santa Rosa:

Con respecto a la protección piloto:

La protección piloto no funciona en esta línea. La unidad de distancia para fallas a tierra de la protección piloto de la línea en la subestación Santo Domingo detecta la falla y transmite la señal de disparo hacia su extremo remoto, la subestación Santa Rosa. En cambio, la unidad de distancia en

Santa Rosa no alcanza la falla, por cuestiones de direccionalidad, entonces no existe transmisión de señal de disparo hacia el extremo Santa Rosa. Con ello, ninguno de los relés de disparo en los extremos de la línea opera.

Con respecto a la protección por zonas:

La protección por zonas no actúa en la línea.

La protección por zonas en la subestación Santo Domingo no actúa aunque la unidad de tercera zona alcanza la falla y cierra los contactos de los temporizadores pero se restablece inmediatamente junto los temporizadores a lo que la falla es despejada. En la subestación Santa Rosa la protección por zonas no operará porque las unidades de distancia no detectan la falla por cuestiones de direccionalidad.

En las líneas Santa Rosa – Totoras circuitos uno y dos:

Con respecto a la protección piloto:

En esta línea no funciona la protección “piloto” porque las unidades de distancia en la subestación Santa Rosa no detectan la falla por razones de direccionalidad.

Con respecto a la protección por zonas:

La protección por zonas no funciona en esta línea.

En la subestación Totoras aunque la unidad de distancia de tercera zona alcanza la falla, pero se restablecen al igual que los temporizadores con el despeje rápido de la falla. Tampoco funciona la protección por zonas, en la subestación Santa Rosa porque las unidades de distancia no detectan la falla por cuestiones de direccionalidad.

4.2.2.2. Análisis de Alcance de Unidades de Distancia

Protección piloto de la línea Santo Domingo – Santa Rosa, Circ. 1:

En la Fig. 4.6 se muestra la característica R-X de los relés de la protección “piloto” de la línea de transmisión Santo Domingo – Santa Rosa circuito 1, y la tabla 4.8 que muestra los ajustes de las unidades y lo que estas “vieron” durante la simulación del caso, información obtenida del módulo CG del programa CAPE.

Se observa que para la simulación de la contingencia, ambos relés ubicados tanto en Santo Domingo (DOM_ROS1) como en Santa Rosa (ROS_DOM1) detectaron la falla en puntos marcados con “X”, dentro de sus respectivas características y en consecuencia operaron (Fig. 4.6).

Tabla 4.8. Alcances e impedancia “vista” por los relés de la protección primaria piloto, caso II. (*)

Impedancia de la Línea		S/E	Nombre Asignado del Relé	Unidad de Distancia	Alcance para Fallas a Tierra		Impedancia “Vista”		T. Op.
Ohm. Prim.	Angulo (Grados)				Ohm. Prim.	Angulo (Grados)	Ohm. Prim.	Angulo (Grados)	
38.739	83.1	Santo Domingo	DOM_ROS1	Zona 1	58.78	83.1	50.16	46.99	1.5
		Santa Rosa	ROS_DOM1	Zona 1	58.78	83.1	3.21	-178.99	1.5

(*) Obtenido del reporte escrito del módulo CG del programa CAPE.

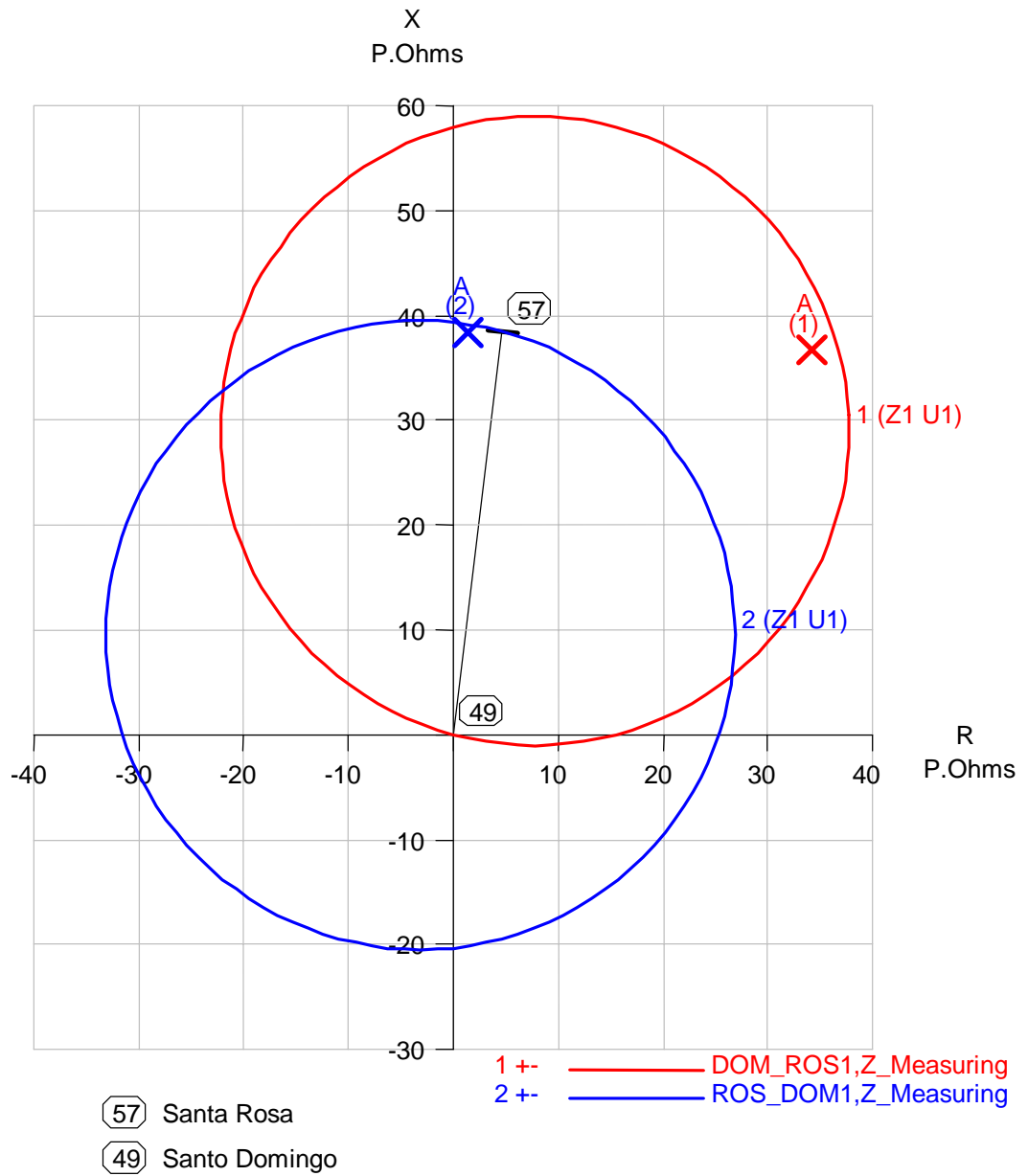


Fig. 4.6. Caso II, característica R-X del relé de la protección de distancia "Piloto" para fallas a tierra. Línea Santo Domingo - Santa Rosa Circuito 1.

Protección por zonas de la línea Santo Domingo – Santa Rosa, Circ. 1:

En la tabla 4.9. se muestra que el relé S_ROS_DOM1_G en Santa Rosa, detectó la falla en todas sus unidades de distancia, porque el valor óhmico de la falla fue menor que el alcance de cada una de las unidades, ello representó una “X” dentro de la zona de operación de las características R-X (Fig. 4.8). Con ello sabemos que la protección por zonas actuó en primera zona por ser ésta la de menor tiempo de operación. En cambio, el relé S_DOM_ROS1_G en Santo Domingo, “vio” la falla en su tercera zona. Se conoce que la falla “escapó” de la primera y segunda zonas (Fig. 4.7). Deberá actuar la protección de tercera zona, si es que la falla no fuera despejada por la protección piloto.

Tabla 4.9. Alcances e impedancia “vista” por los relés de la protección por zonas, caso II. (*)

Impedancia de la Línea		S/E	Nombre Asignado del Relé	Unidad de Distancia	Alcance para Fallas a Tierra		Impedancia “Vista”		T. Op. (Ciclos)
Ohm. Prim.	Angulo (Grados)				Ohm. Prim.	Angulo (Grados)	Ohm. Prim.	Angulo (Grados)	
38.739	83.1	Santo Domingo	S_DOM_ROS1_G	Zona 1	31.40	83.1	50.15	46.99	Inf.
				Zona 2	45.29				Inf.
				Zona 3	66.43				49.5
		Santa Rosa	S_ROS_DOM1_G	Zona 1	35.82	83.1	3.20	1.01	1.5
				Zona 2	58.04				19.5
				Zona 3	132.66				49.5

(*) Obtenido del reporte escrito del módulo CG del programa CAPE

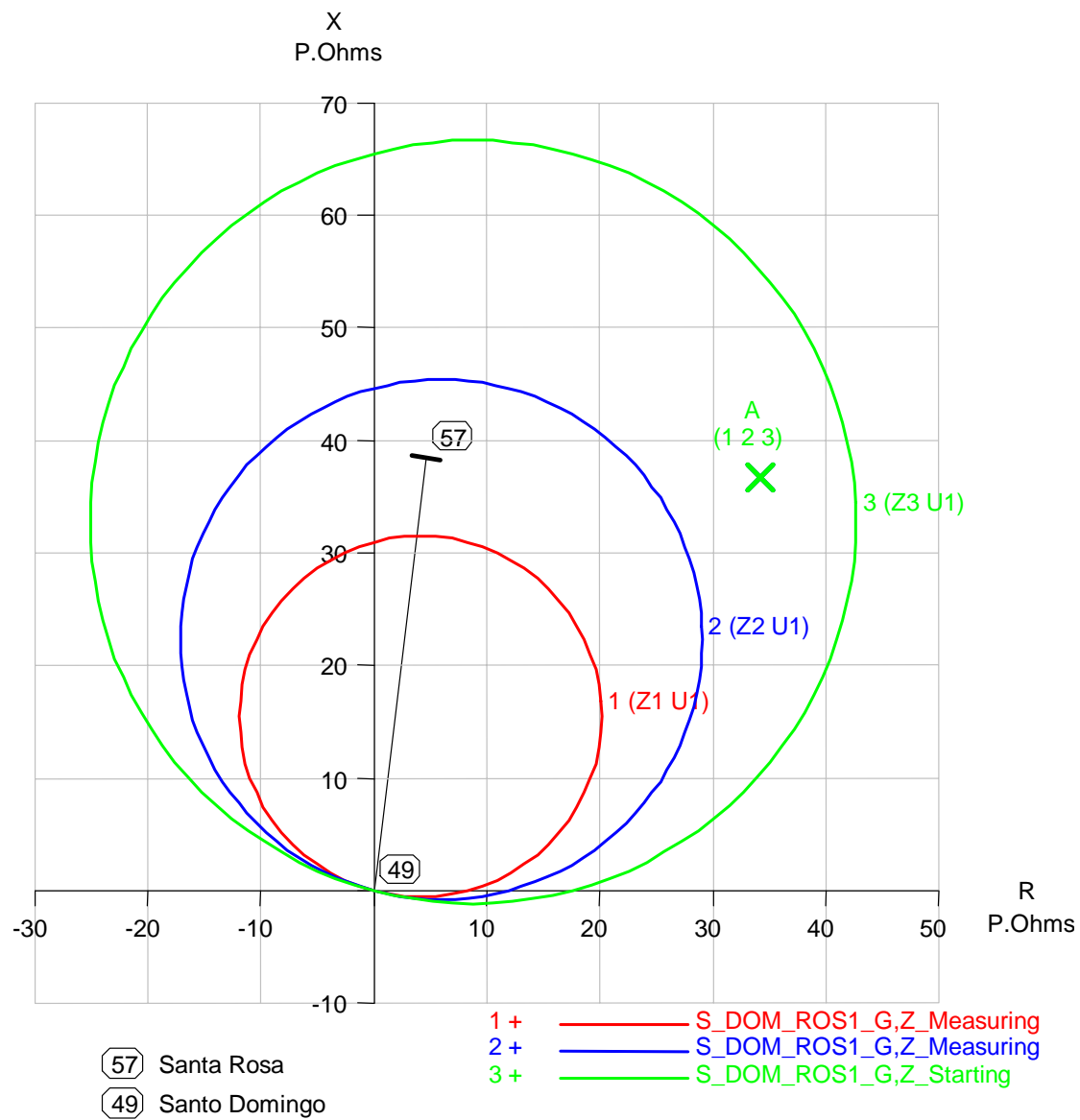


Fig. 4.7. Caso II, característica R-X del relé de la protección de distancia “por zonas” para fallas a tierra. Subestación Santo Domingo.

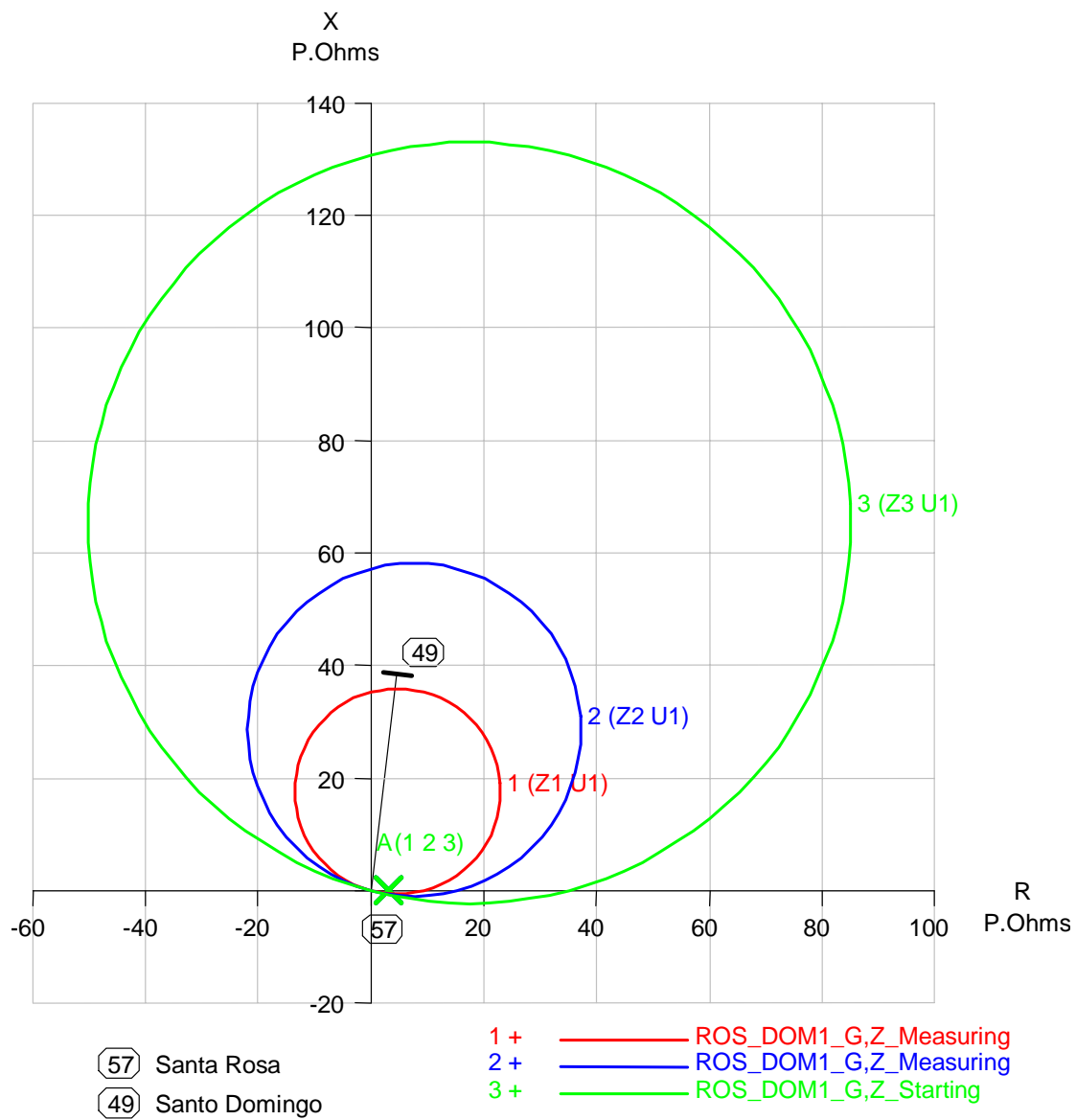


Fig. 4.8. Caso II, característica R-X del relé de la protección de distancia “por zonas” para fallas a tierra. Subestación Santa Rosa.

Con respecto al desempeño de los relés en la línea fallada se pudo conocer que la protección piloto primaria operó de manera completa en 4,5 Ciclos.

De manera simultanea, la protección primaria por zonas operó solamente del lado de Santa Rosa, pues del lado de Santo Domingo hubiera operado en tercera zona, si no estuviera disponible la protección piloto.

Si no hubiera actuado la protección piloto en la línea, el retardo de tiempo en la operación de la tercera zona haría que la falla esté vigente más tiempo y cause mas daños. Lo cual no es lo apropiado porque no se despejaría con rapidez el mínimo de elementos posibles dentro del SNT.

4.2.3. Análisis de la Simulación del Caso III: Falla de Fase a Tierra en la Barra Santo Domingo 230 KV, Resistencia de falla de 5 hmios.

La figura 4.9 muestra a los números de las LZOPs pertenecientes al área de estudio definida por CAPE y su correspondiente dirección de protección, también se adjunta la tabla 4.10 que muestra los nombres de las LZOPs, de acuerdo con su respectivo número:

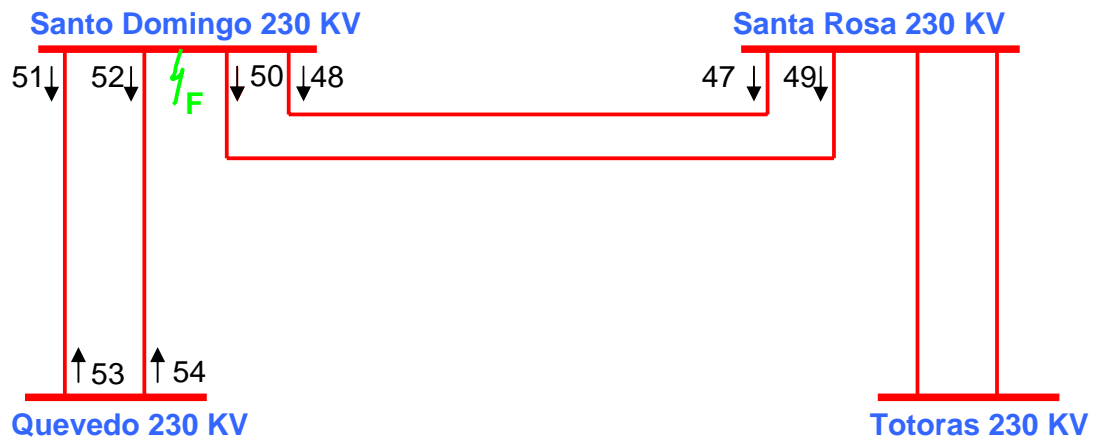


Figura 4.9. LZOPs de zona de estudio

Tabla 4.10. LZOPs, caso III.

No	Nombre	Línea	No. Circ.	Subestación
48	P_ROS1_230	Santo Domingo – Santa Rosa	1	Santo Domingo
47	P_DOM1_230	Santo Domingo – Santa Rosa	1	Santa Rosa
49	P_DOM2_230	Santo Domingo – Santa Rosa	2	Santa Rosa
50	P_ROS2_230	Santo Domingo – Santa Rosa	2	Santo Domingo
51	P_QVD1_230	Quevedo – Santo Domingo	1	Santo Domingo
52	P_QVD2_230	Quevedo – Santo Domingo	2	Santo Domingo
53	P_DOM1_230	Quevedo – Santo Domingo	1	Quevedo
54	P_DOM2_230	Quevedo – Santo Domingo	2	Quevedo

Según el reporte de resumen de eventos obtenido del módulo SS de CAPE, cuando se efectuó la simulación del caso III, en su primer paso, el programa CAPE realizó lo siguiente:

- Aplicó la falla a tierra de la fase A definida de 5 Ohmios de resistencia de falla (LINEA_A_TIERRA_ZF_5) en la barra Santo Domingo 230 KV.
- SS empezó en su primera etapa desde los 0 Ciclos donde se aplica (LINEA_A_TIERRA_ZF_5) en la barra.
- Ubicó a las LZOPs números 47 (P_DOM1_230) y 49 (P_DOM2_230) en la subestación Santa Rosa como protección primaria de la barra, y no hubo protección de respaldo disponible.

Según el reporte de LZOPs para este primer paso, la falla no fue despejada en 24.0 Ciclos (400 mS) operaron simultáneamente los disyuntores de las LZOPs números 47 (P_DOM1_230 en Santa Rosa), 49 (P_DOM2_230 en Santa Rosa) que son los correspondientes a la protección de la línea Santo Domingo – Santa Rosa circuitos 1 y 2, en la subestación Santa Rosa a nivel de 230 KV. Estas LZOPs operaron simultáneamente en 21 Ciclos (350 mS),

permitieron la operación de los disyuntores respectivos que demoraron 3 Ciclos (50 mS) más, justificando de esta manera el tiempo de 24 Ciclos (400 mS).

Luego de la simulación, quedó abierto el anillo a nivel de 230 KV y la falla no fue totalmente despejada. Se abrieron los extremos de la subestación Santa Rosa de la línea Santo Domingo – Santa Rosa circuitos uno y dos.

Para el segundo paso, quedaron abiertos los disyuntores que actuaron el primer paso, CAPE realizó lo siguiente:

- SS continuó en su segunda etapa de simulación desde los 24 Ciclos.
- Recalculó las corrientes de falla con la nueva condición del sistema y consideró a los temporizadores que quedaron operando en el primer paso.
- Ubicó a las LZOPs números 53 (P_DOM1_230) y 54 (P_DOM2_230) como protección primaria de la barra, y no hubo protección de respaldo disponible.

Para este segundo paso, según el reporte de LZOPs, la falla no fue despejada en 30.0 Ciclos (500 mS) desde el comienzo de la simulación. Operaron simultáneamente los disyuntores de las LZOPs números 53 (P_DOM1_230) y 54 (P_DOM2_230) que son los pertenecientes a la protección de la línea Santo Domingo – Quevedo circuitos 1 y 2, en la subestación Quevedo. Estas LZOPs operaron en 27 Ciclos (450 mS), permitieron la operación de los disyuntores respectivos que demoraron 3 Ciclos (50 mS) más, justificando de esta manera el tiempo de 30 Ciclos (500 mS).

Luego de los dos pasos, quedó abierto los extremos de las líneas Santo Domingo – Quevedo y Santo Domingo – Santa Rosa pertenecientes a las

subestaciones Quevedo y Santa Rosa, respectivamente. No hubo un despeje total de la falla, ya que sólo contamos con las protecciones de las líneas de transmisión a nivel de 230 KV dentro de nuestro estudio, pero se comprobó que éstas brindaron protección de respaldo remoto a la barra fallada.

4.2.3.1. Análisis de Lógica de Contactos

El código de lógica de contactos para la protección primaria piloto, PRIMARIA_230_POTT, no se cumplió en la zona de estudio, para las dos etapas de la simulación. No se tuvo los valores lógicos PH_ZN y RCVR verdaderos dentro de un mismo LZOP y por ello, no se tuvo el mínimo requisito para que PRIMARIA_230_POTT se cumpla. Aunque, los valores lógicos fueron verdaderos en las unidades de distancia codificadas PH_ZN en las LZOPs números 47 (P_DOM1_230 en Santa Rosa), 49 (P_DOM2_230 en Santa Rosa), 53 (P_DOM1_230 en Quevedo), y 54 (P_DOM2_230 en Quevedo). Y también en las unidades auxiliares codificadas RCVR de las LZOPs números 48 (P_ROS1_230 en Santo Domingo), 50 (P_ROS2_230 en Santo Domingo), 51 (P_QVD1_230 en Santo Domingo), y 52 (P_QVD2_230 en Santo Domingo).

Por otra parte, el código de lógica de contactos para la protección por zonas, SECUNDARIA_DISTANCIA, se cumplió para las LZOPs números 47 (P_DOM1_230 en Santa Rosa), 49 (P_DOM2_230 en Santa Rosa), en el primer paso de la simulación y las números 53 (P_DOM1_230 en Quevedo) y 54 (P_DOM2_230 en Quevedo) en el segundo paso. Estas actuaron como protección de respaldo remoto para la falla en la barra Santo Domingo 230 KV, estando fuera de servicio la protección de la barra. En estas LZOPs, fueron evaluados por SS como verdaderos los códigos PG_ZN2, PG_ZN3, y PG_ZN2T, cumpliendo con una condición para que se cumpla el disparo en segunda zona de SECUNDARIA_DISTANCIA.

Se predijo el desempeño de las unidades de protección para fallas a tierra de las líneas de transmisión dentro de la zona de estudio con la tabla 4.10. Entonces, si el caso III ocurre en el SNT, el desempeño será:

Dentro de las líneas Santo Domingo – Santa Rosa y Quevedo – Santo Domingo, Circuitos uno y dos:

Con respecto a la protección Piloto:

La protección piloto en estas líneas no funciona. La falla es detectada por las unidades de distancia para fallas a tierra de la protección “piloto” de las líneas que se encuentran en las subestaciones adyacentes a la barra fallada a nivel de 230 KV (Quevedo y Santa Rosa) porque sus respectivos alcances se lo permiten, entonces cierran sus contactos en 1,5 Ciclos (25 mS) accionando la transmisión de la señal de disparo hacia Santo Domingo. Al no haber ningún problema con la transmisión de la señal y considerando que esto tomaría un tiempo despreciable, éstas señales llegan a los extremos receptores pero no se energizan los relés de disparo correspondientes (No 94 ANSI) porque los relés en Santo Domingo no operan por cuestiones de direccionalidad.

Con respecto a la protección por zonas:

En las subestación Santa Rosa, la protección por zonas funciona en 24 Ciclos (400mS) y en Quevedo en 30 Ciclos (500mS). Las unidades de distancia para fallas a tierra de las líneas que se encuentran en estas subestaciones detectan la falla en su tercera zona de protección y operaron cerrando sus contactos respectivos en 1,5 Ciclos (25mS). Accionan los respectivos temporizadores de segunda y tercera zonas.

Tabla 4.11. Resumen de lógica de contactos para caso III. (*)

PROTECCION PILOTO		PROTECCION DE FASE										PROTECCION DE TIERRA					
		CODIGOS DE UNIDADES															
		Primer Paso															
No	LZOP	PH_ZN	RCVR	ECHO_RCVR	PP_ZN1	PP_ZN2	PP_ZN2T	PP_ZN3	PP_ZN3T	PG_ZN1	PG_ZN2	PG_ZN2T	PG_ZN3	PG_ZN3T	I	II	III
48	P_ROS1_230 en DOM	F	V	F	F	F	F	F	F	F	F	F	F	F	F	F	F
47	P_DOM1_230 en ROS	V	F	F	F	F	F	F	F	F	V	V	V	F	V	V	V
49	P_DOM2_230 en ROS	V	F	F	F	F	F	F	F	F	V	V	V	F	V	V	V
50	P_ROS2_230 en DOM	F	V	F	F	F	F	F	F	F	F	F	F	F	F	F	F
51	P_QVD1_230 en DOM	F	V	F	F	F	F	F	F	F	F	F	F	F	F	F	F
52	P_QVD2_230 en DOM	F	V	F	F	F	F	F	F	F	F	F	F	F	F	F	F
53	P_DOM1_230 en QVD	V	F	F	F	F	F	F	F	F	F	F	F	F	F	F	F
54	P_DOM2_230 en QVD	V	F	F	F	F	F	F	F	F	F	F	F	F	F	F	F
		Segundo Paso															
48	P_ROS1_230 en DOM	F	F	F	F	F	F	F	F	F	F	F	F	F	F	F	F
47	P_DOM1_230 en ROS	F	F	F	F	F	F	F	F	F	F	F	F	F	F	F	F
49	P_DOM2_230 en ROS	F	F	F	F	F	F	F	F	F	F	F	F	F	F	F	F
50	P_ROS2_230 en DOM	F	F	F	F	F	F	F	F	F	F	F	F	F	F	F	F
51	P_QVD1_230 en DOM	F	V	F	F	F	F	F	F	F	F	F	F	F	F	F	F
52	P_QVD2_230 en DOM	F	V	F	F	F	F	F	F	F	F	F	F	F	F	F	F
53	P_DOM1_230 en QVD	V	F	F	F	F	F	F	F	F	V	V	V	F	V	V	V
54	P_DOM2_230 en QVD	V	F	F	F	F	F	F	F	F	V	V	V	F	V	V	V

(*) Obtenido de los reportes del módulo SS del programa CAPE

- ESQUEMAS DE PROTECCION**
 I PROTECCION_LT_230
 II PRIMARIA_230_POTT
 III SECUNDARIA_DISTANCIA

En la subestación Santa Rosa, luego de 18 Ciclos (300 mS) de retardo de tiempo de segunda zona, las unidades de distancia para fallas a tierra de segunda zona detectan la falla y tardan 1,5 Ciclos en operar, energizan a sus relés de disparo correspondientes (No 94 ANSI) y hacen operar los disyuntores que se demoran 3 Ciclos (50 mS) más. De esta manera se justifica los 24 Ciclos que transcurrieron para disparar ambos circuitos de las líneas Santo Domingo - Santa Rosa en dicha subestación.

En la subestación Quevedo y luego 24 Ciclos (400mS) a partir de la operación de las correspondientes terceras zonas, los temporizadores accionan la unidad de distancia para fallas a tierra de segunda zona, las cuales detectan la falla y operan en 1,5 Ciclos (25mS) más, accionando los relés de disparo de la línea Santo Domingo – Quevedo circuitos uno y dos. A partir de esto, los disyuntores abren ese extremo en 3 Ciclos, justificando los 30Ciclos (400 mS) que transcurrieron para disparar ambos circuitos de las líneas Santo Domingo – Quevedo, en dicha subestación.

4.2.3.2. Análisis de Alcance de Unidades de Distancia

Protección piloto de la línea Santo Domingo – Santa Rosa, Circ. 1:

Se observa que para la simulación de la contingencia en su primer paso, sólo el relé ubicado Santa Rosa (ROS_DOM1) detectó la falla en un punto marcado con una “X” dentro de su respectiva característica de operación, y en consecuencia, cerró sus contactos (Fig 4.10). Se pudo comprobar que la impedancia que la unidad de distancia en Santa Rosa “vió”, en el paso 1, está dentro de su alcance, justificando de esta manera la “X” ubicada dentro de la característica X-R de la Fig. 4.10. En la subestación Santo Domingo el relé DOM_ROS 1 no detectó la falla en su característica de operación por cuestiones de direccionalidad (tabla 4.12).

En segunda etapa de la simulación, los relés de Santa Rosa de la línea en estudio, no detectaron la falla porque la línea estuvo desconectada de ese extremo. Mientras que en la subestación Santo Domingo, el relé de distancia detecta un valor muy alto y fuera de su alcance por cuestiones de direccionalidad. El valor fue muy alto, debido a que en la falla se presentaron corrientes fase muy cercanos a cero (porque la línea estuvo desconectada del extremo Santa Rosa) y esto influyó sobre la ecuación de impedancia de la unidad ($X = V/I$) haciendo que este valor sea alto (Tabla 4.12).

Tabla 4.12. Alcances e impedancia “vista” por los relés de la protección primaria piloto, caso III. (*)

Impedancia de la Línea		S/E	Nombre Asignado del Relé	Unidad de Distancia	Alcance para Fallas a Tierra		Impedancia “Vista” Paso 1		
Ohm. Prim.	Angulo (Grados)				Ohm. Prim.	Angulo (Grados)	Ohms. Prim.	Angulo (Grados)	T. Op. (Ciclos)
38.739	83.1	Santo Domingo	DOM_ROS1	Zona 1	58.78	83.1	15.07	- 178.91	Inf.
		Santa Rosa	ROS_DOM1	Zona 1	58.78		44.45	- 119.73	1.5

Impedancia de la Línea		S/E	Nombre Asignado del Relé	Unidad de Distancia	Alcance para Fallas a Tierra		Impedancia de la Línea		
Ohm. Prim.	Angulo (Grados)				Ohm. Prim.	Angulo (Grados)	Ohms. Prim.	Angulo (Grados)	T. Op. (Ciclos)
38.739	83.1	Santo Domingo	DOM_ROS1	Zona 1	58.78	83.1	3736.83	- 89.98	Inf.
		Santa Rosa	ROS_DOM1	Zona 1	58.78		-	-	Fuera Op.

(*) Obtenido del reporte escrito del módulo CG del programa CAPE.

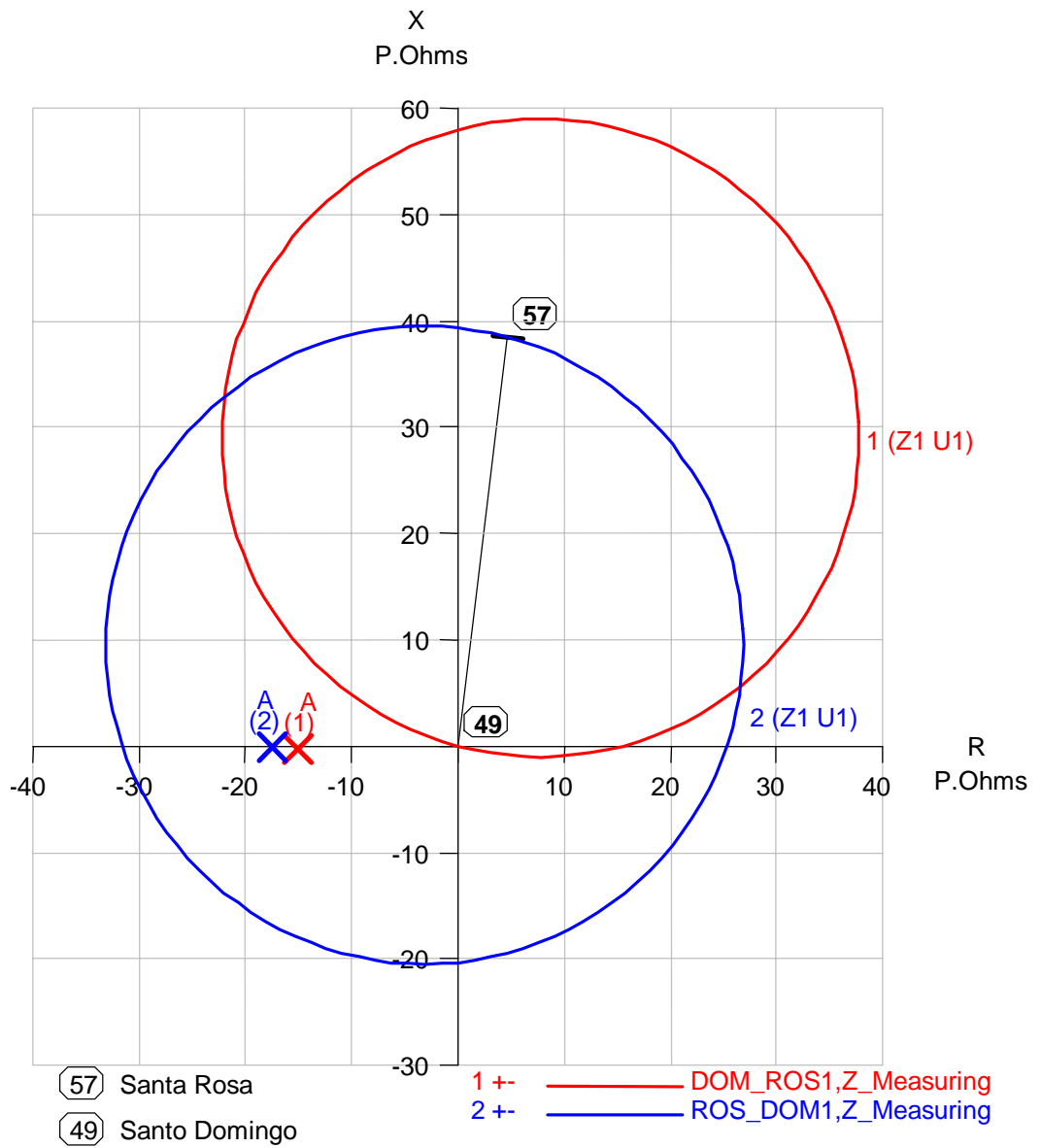


Fig. 4.10. Caso III, paso 1. Característica R-X del relé de la protección de distancia "Piloto" para fallas a tierra. Línea Santo Domingo - Santa Rosa Circuito 1.

Protección por zonas de la línea Santo Domingo – Santa Rosa, Circ. 1:

En el primer paso, el relé S_DOM_ROS1_G en Santo Domingo detectó la falla en sus unidades de distancia de tierra, pero este valor de impedancia está fuera de sus alcances por cuestiones de direccionalidad (tabla 4.13), ello representó una “X” fuera de la zona de operación de las características R-X, como se comprobó en la Fig. 4.11. Entonces, la protección por zonas no funcionó en esta subestación. En la segunda etapa de la simulación, la impedancia “vista” es muy grande y no entró dentro de las características de operación de las unidades, por los mismos motivos que sucedieron en el relé de la protección piloto descrito anteriormente.

En cambio, en la subestación Santa Rosa, durante el primer paso de la simulación, el relé S_ROS_DOM1_G “vió” la falla en su correspondiente segunda y tercera zonas de operación. Los alcances de las unidades correspondientes estas zonas cubren a la impedancia detectada de la falla (Tabla 4.13.). Esto representó una “X” dentro de las curvas mostradas en la Fig. 4.12. Entonces las unidades cerraron sus contactos y se dio inicio a los temporizadores. Se dio el disparo en segunda zona por ser esta la de menor tiempo de retardo. En el segundo paso de la simulación, estas unidades no actuaron porque hubo despeje de ambos circuitos de la línea Santo Domingo - Santa Rosa del lado de Santa Rosa.

Tabla 4.13. Alcances e impedancia “vista” por los relés de la protección primaria por zonas, caso III. (*)

Impedancia de la Línea		S/E	Nombre Asignado del Relé	Unidad de Distancia	Alcance para Fallas a Tierra		Impedancia “Vista” paso1		
Ohm. Prim.	Angulo (Grados)				Ohm. Prim.	Angulo (Grados)	Ohm. Prim.	Angulo (Grados)	T. Op. (Ciclos)
38.739	83.1	Santo Domingo	S_DOM_ROS1_G	Zona 1	31.40	83.1	15.07	-178.91	Inf.
				Zona 2	45.29				Inf.
				Zona 3	66.43				Inf.
		Santa Rosa	S_ROS_DOM1_G	Zona 1	35.82		44.43	60.27	Inf.
				Zona 2	58.04				19.5
				Zona 3	132.66				49.5

Impedancia de la Línea		S/E	Nombre Asignado del Relé	Unidad de Distancia	Alcance para Fallas a Tierra		Impedancia “Vista” paso2		
Ohm. Prim.	Angulo (Grados)				Ohm. Prim.	Angulo (Grados)	Ohm. Prim.	Angulo (Grados)	T. Op. (Ciclos)
38.739	83.1	Santo Domingo	S_DOM_ROS1_G	Zona 1	31.40	83.1	3736.83	- 89.98	Inf.
				Zona 2	45.29				Inf.
				Zona 3	66.43				Inf.
		Santa Rosa	S_ROS_DOM1_G	Zona 1	35.82		-	-	Fuera Op.
				Zona 2	58.04				
				Zona 3	132.66				

(*) Obtenido del reporte escrito del módulo CG del programa CAPE.

En resumen, con respecto al desempeño de los relés de la línea en estudio ante el caso III, se comprobó que la protección piloto no operó porque la falla no corresponde a la sección que protege. En cambio la protección primaria “por zonas” operó solamente del lado de Santa Rosa y con un retardo de tiempo (paso 1) y luego en el lado de Quevedo (paso 2). Con esto se comprobó que esta protección actúa como protección de respaldo remota, ante una falla que esta en la barra de Santo Domingo 230 KV, cuando está fuera de servicio las protecciones para fallas en la barra Santo Domingo 230 KV.

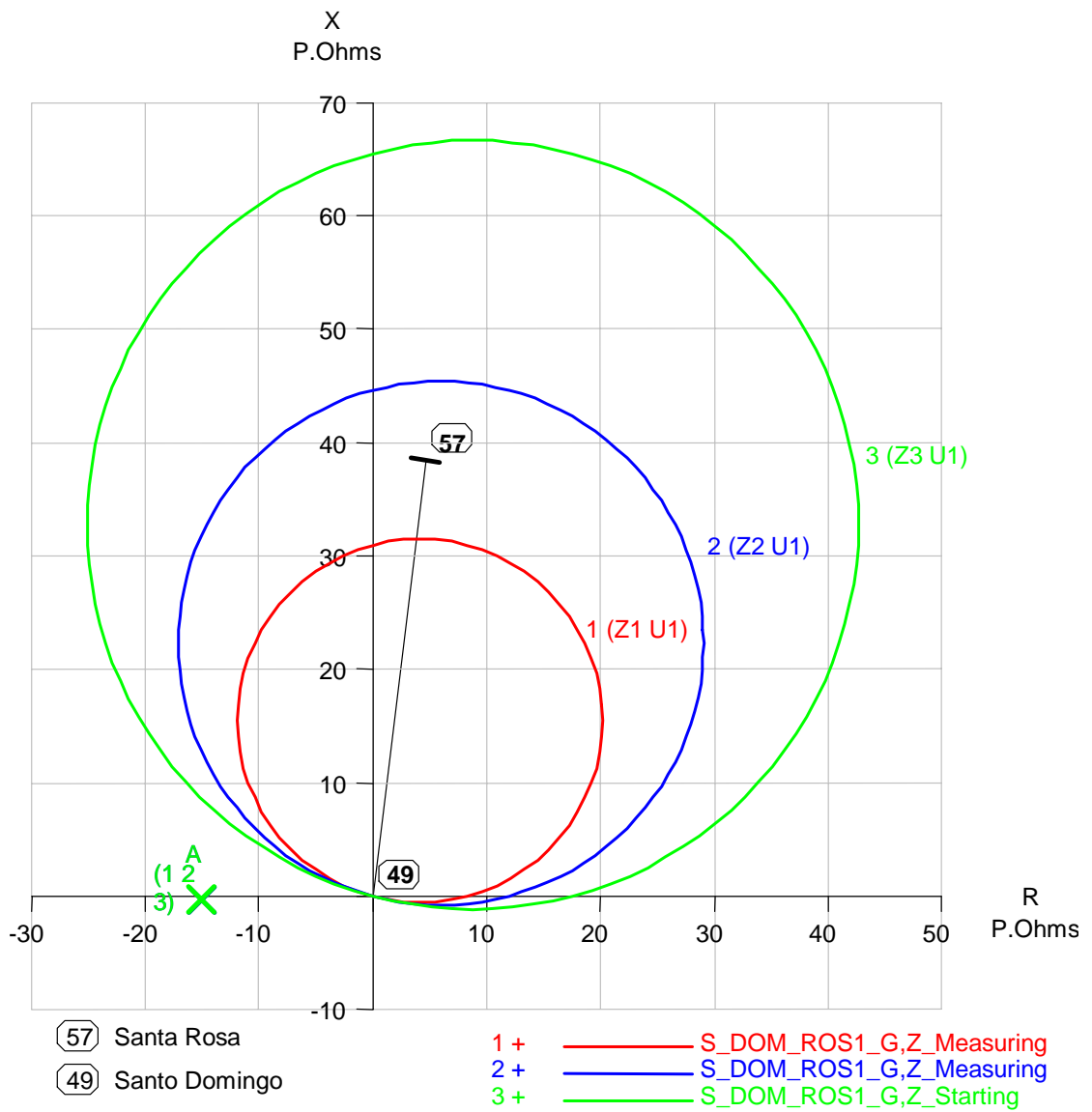


Fig. 4.11. Caso III, paso 1. Característica R-X del relé de la protección de distancia “por zonas” para fallas a tierra. Subestación Santo Domingo.

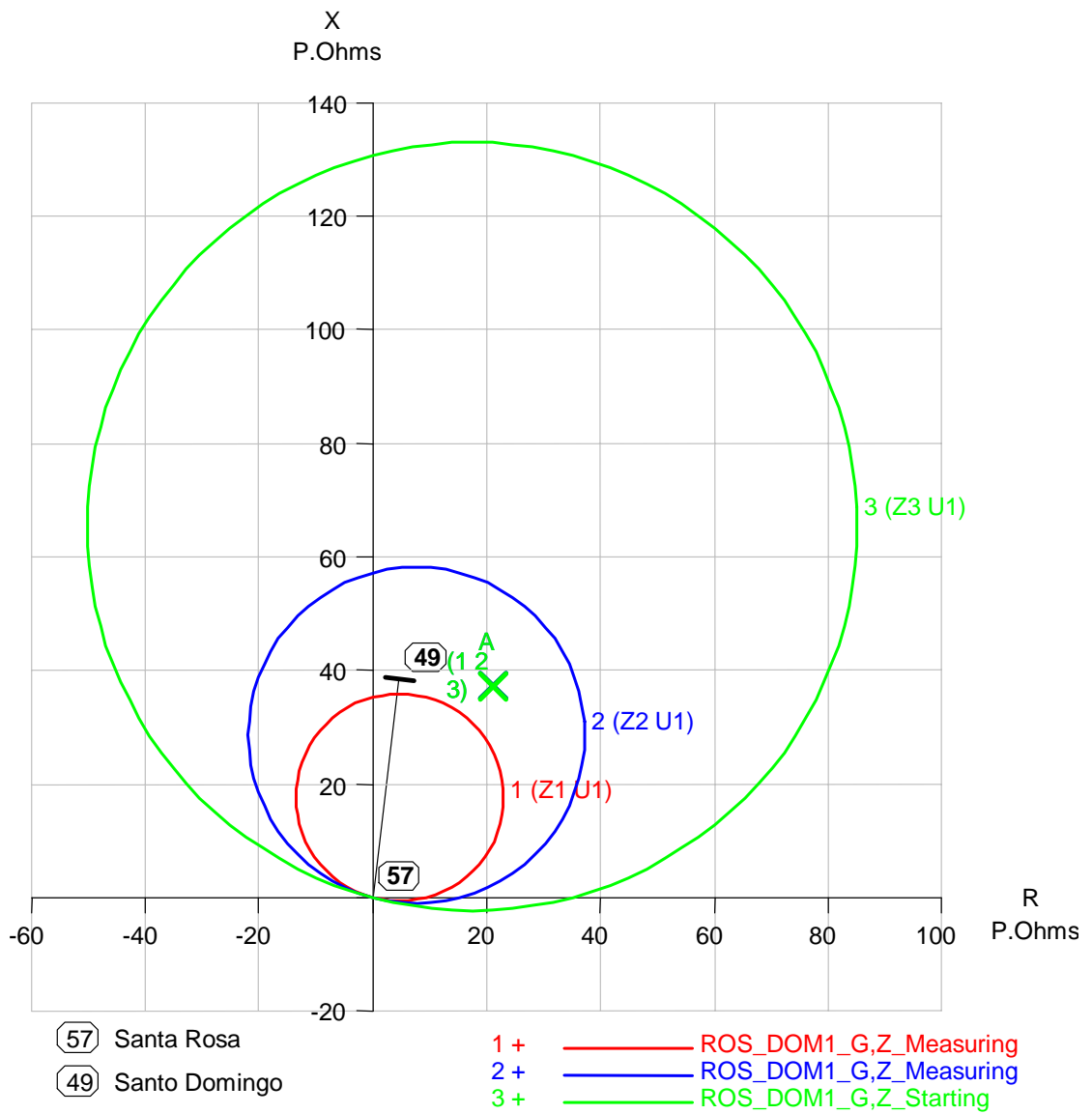


Fig. 4.12. Caso III, paso 1. Característica R-X del relé de la protección de distancia “por zonas” para fallas a tierra. Subestación Santa Rosa.

4.2.4. Análisis de la Simulación del Caso IV: Falla de Fase a Tierra en la Barra Santa Rosa 230 KV, Resistencia de falla de 5 Ohmios.

La figura 4.13 muestra a los números de las LZOPs pertenecientes al área de estudio definida por CAPE y su correspondiente dirección de protección, también se adjunta la tabla 4.14 que muestra los nombres de las LZOPs, de acuerdo con su respectivo número:

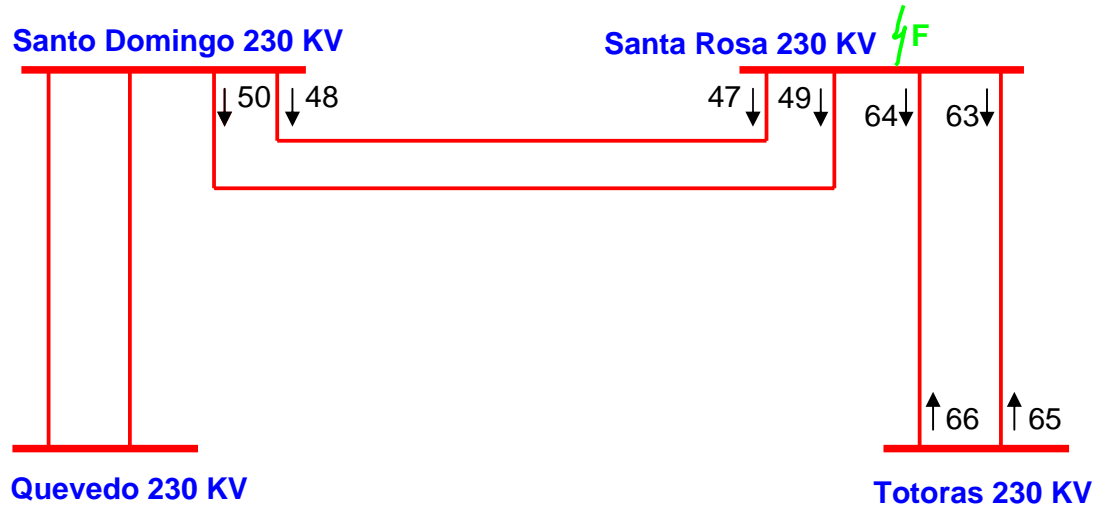


Figura 4.13. LZOPs de zona de estudio.

Tabla 4.14. LZOPs, caso IV.

No	Nombre	Línea	No. Circ.	Subestación
48	P_ROS1_230	Santo Domingo – Santa Rosa	1	Santo Domingo
47	P_DOM1_230	Santo Domingo – Santa Rosa	1	Santa Rosa
49	P_DOM2_230	Santo Domingo – Santa Rosa	2	Santa Rosa
50	P_ROS2_230	Santo Domingo – Santa Rosa	2	Santo Domingo
63	P_TOT1_230	Santa Rosa - Totoras	1	Santa Rosa
64	P_TOT2_230	Santa Rosa - Totoras	2	Santa Rosa
65	P_ROS1_230	Santa Rosa - Totoras	1	Totoras
66	P_ROS2_230	Santa Rosa - Totoras	2	Totoras

Según los reportes obtenidos obtenido del módulo SS de CAPE (Anexo 5), cuando se efectuó la simulación del caso IV, en su primer paso, el programa CAPE realizó lo siguiente:

- Aplicó la falla a tierra de la fase A definida de 5 Ohmios de resistencia de falla (LINEA_A_TIERRA_ZF_5) en la barra Santa Rosa 230 KV.
- SS empezó en su primera etapa desde los 0 Ciclos donde se aplica (LINEA_A_TIERRA_ZF_5) en la barra.
- Ubicó a las LZOPs números 65 P_ROS1_230 y 66 (P_ROS2_230) de la subestación Totoras como protección primaria de la barra, y no hubo protección de respaldo disponible.

Según el reporte de LZOPs del módulo SS del programa CAPE, para este primer paso, la falla no fue despejada en 24.0 Ciclos (400 mS), operaron simultáneamente los disyuntores de las LZOPs 66 (P_ROS2_230) y 65 P_ROS1_230 de la subestación Totoras. Entonces quedaron abiertos los extremos de la línea Santa Rosa – Totoras circuitos 1 y 2, en esta subestación. Estas LZOPs operaron simultáneamente en 21 Ciclos (350 mS), permitieron la operación de los disyuntores respectivos que demoraron 3 Ciclos (50 mS) más, justificando de esta manera el tiempo de 24 Ciclos (400 mS).

Luego de la simulación, quedó abierto el anillo a nivel de 230 KV y la falla no fue totalmente despejada. Se abrieron los extremos de la subestación Santa Rosa de la línea Santo Domingo – Santa Rosa circuitos uno y dos.

Para el segundo paso, quedaron abiertos los disyuntores que actuaron el primer paso, CAPE realizó lo siguiente:

4.2.4.1. Análisis de Lógica de Contactos

El código de lógica de contactos para la protección primaria piloto, PRIMARIA_230_POTT, no se cumplió en la zona de estudio. En las dos partes de la simulación, no se tuvo los valores lógicos PH_ZN y RCVR verdaderos dentro de un mismo LZOP y por ello, no se tuvo el mínimo requisito para que PRIMARIA_230_POTT se cumpla. Aunque, los valores lógicos fueron verdaderos en las unidades de distancia codificadas PH_ZN en las LZOPs números 48 (P_ROS1_230 en Santo Domingo), 50 (P_ROS2_230 en Santo Domingo), 65 (P_ROS1_230 en Totoras), y 66 (P_ROS2_230 en Totoras).

Y también las unidades auxiliares codificadas RCVR de las LZOPs números 47 (P_DOM1_230 en Santa Rosa), 49 (P_DOM2_230 en Santa Rosa), 63 (P_TOT1_230 en Santa Rosa), y 64 (P_TOT1_230 en Santa Rosa).

Por otra parte, el código de lógica de contactos para la protección por zonas, SECUNDARIA_DISTANCIA, se cumplió para las LZOPs números 65 P_ROS1_230 y 66 (P_ROS2_230) de la subestación Totoras, en el primer paso de la simulación y las números 48 (P_ROS1_230) y 50 (P_ROS2_230) de la subestación Santo Domingo, en el segundo paso. Estas actuaron como protección de respaldo remoto para la falla en la barra a Rosa 230 KV, estando fuera de servicio la protección de la barra. En estas LZOPs fueron evaluados por SS como verdaderos, los códigos PG_ZN2, PG_ZN3, y PG_ZN2T, cumpliendo con una condición para que se cumpla el disparo en segunda zona de SECUNDARIA_DISTANCIA.

Se predijo el desempeño de las unidades de protección para fallas a tierra de las líneas de transmisión dentro de la zona de estudio con la tabla 4.15. Entonces, si el caso IV ocurre en el SNT, el desempeño será:

Tabla 4.15. Resumen de lógica de contactos para caso IV. (*)

PROTECCION PILOTO		PROTECCION DE FASE										PROTECCION DE TIERRA									
CODIGOS DE UNIDADES																					
Primer Paso																					
No	LZOP	PH_ZN	RCVR	ECHO_RCVR	PP_ZN1	PP_ZN2	PP_ZN2T	PP_ZN3	PP_ZN3T	PG_ZN1	PG_ZN2	PG_ZN2T	PG_ZN3	PG_ZN3T	I	II	III				
48	P_ROS1_230 en DOM	V	F	F	F	F	F	F	F	F	F	V	V	F	F	F	F				
47	P_DOM1_230 en ROS	F	V	F	F	F	F	F	F	F	F	F	F	F	F	F	F				
49	P_DOM2_230 en ROS	F	V	F	F	F	F	F	F	F	F	F	F	F	F	F	F				
50	P_ROS2_230 en DOM	V	F	F	F	F	F	F	F	F	F	V	V	F	F	F	F				
63	P_TOT1_230 en ROS	F	V	F	F	F	F	F	F	F	F	F	F	F	F	F	F				
64	P_TOT2_230 en ROS	F	V	F	F	F	F	F	F	F	F	F	F	F	F	F	F				
65	P_ROS1_230 at TOT	V	F	F	F	V	V	V	V	-	-	-	-	-	V	V	V				
66	P_ROS2_230 at TOT	V	F	F	F	V	V	V	V	-	-	-	-	-	V	V	V				
Segundo Paso																					
48	P_ROS1_230 en DOM	V	F	F	F	F	F	F	F	F	F	V	V	V	V	F	V				
47	P_DOM1_230 en ROS	F	V	F	F	F	F	F	F	F	F	F	F	F	F	F	F				
49	P_DOM2_230 en ROS	F	V	F	F	F	F	F	F	F	F	F	F	F	F	F	F				
50	P_ROS2_230 en DOM	V	F	F	F	F	F	F	F	F	F	V	V	V	V	F	V				
63	P_TOT1_230 en ROS	F	F	F	F	F	F	F	F	F	F	F	F	F	F	F	F				
64	P_TOT2_230 en ROS	F	F	F	F	F	F	F	F	F	F	F	F	F	F	F	F				
65	P_ROS1_230 at TOT	F	F	F	F	F	F	F	F	-	-	-	-	-	V	V	V				
66	P_ROS2_230 at TOT	F	F	F	F	F	F	F	F	-	-	-	-	-	V	V	V				

(*) Obtenido de los reportes del módulo SS del programa CAPE

ESQUEMAS DE PROTECCION

- I PROTECCION_LT_230
- II PRIMARIA_230_POTT
- III SECUNDARIA_DISTANCIA

Dentro de las líneas Santo Domingo – Santa Rosa y Quevedo – Santo Domingo, Circuitos uno y dos

Con respecto a la protección Piloto:

La protección piloto en estas líneas no funciona. La falla es detectada por las unidades de distancia para fallas a tierra de la protección “piloto” de las líneas que se encuentran en las subestaciones adyacentes a la barra fallada a nivel de 230 KV (Santo Domingo y Totoras) porque sus respectivos alcances se lo permiten, entonces cierran sus contactos en 1,5 Ciclos (25 mS) accionando la transmisión de la señal de disparo hacia Santa Rosa. Al no haber ningún problema con la transmisión de la señal y considerando que esto tomaría un tiempo despreciable, éstas señales llegan a los extremos receptores pero no se energizan los relés de disparo correspondientes (No 94 ANSI) porque los relés en Santo Domingo no operan por cuestiones de direccionalidad.

Con respecto a la protección por zonas:

En las subestación Totoras, la protección por zonas funciona en 24 Ciclos (400mS) y, en Santo Domingo en 52,5 Ciclos (541,7 mS).

Las unidades de distancia para fallas a tierra de las líneas que se encuentran en estas subestaciones detectan la falla en su tercera zona de protección y operaron cerrando sus contactos respectivos en 1,5 Ciclos (25mS). Accionan los respectivos temporizadores de segunda y tercera zonas.

En la subestación Totoras, luego de 18 Ciclos (300 mS) de retardo de tiempo de segunda zona, las unidades de distancia para fallas a tierra de segunda zona detectan la falla y tardan 1,5 Ciclos más en operar y energizan a sus relés de disparo correspondientes (No 94 ANSI) para operar los disyuntores que se demoran 3 Ciclos (50 mS) más. De esta manera se justifica los 24 Ciclos que transcurrieron para disparar ambos circuitos de la línea Santa Rosa – Totoras, en dicha subestación.

En la subestación Santo Domingo, luego 48 Ciclos (800 mS), a partir de la accionamiento de los temporizadores, se accionan las unidades de distancia para fallas a tierra de tercera zona, las cuales detectan la falla y operan luego de 1,5 Ciclos (25mS), accionando los relés de disparo de la línea Santo Domingo – Santa Rosa (circuitos uno y dos) y los disyuntores luego de 3 Ciclos (50 mS), justificando los 52,5 Ciclos (875 mS) que transcurrieron para disparar ambos circuitos de las líneas Santo Domingo – Santa Rosa, en dicha subestación, durante la simulación.

4.2.4.2. Análisis de Alcance de Unidades de Distancia

Protección piloto de la línea Santo Domingo – Santa Rosa, Circ. 1:

Con respecto a la protección piloto, se observa que para la simulación de la contingencia en su primer y segundo pasos, sólo el relé ubicado Santo Domingo (DOM_ ROS1), detectó la falla en un punto marcado con una “X” dentro de su respectivas características de operación (Figs. 4.14 y 4.15). Este relé, cerró sus contactos en el primer paso y permanecieron cerrados en el segundo, porque la falla permaneció dentro de la correspondiente característica de operación. Mientras tanto, en Santa Rosa el relé ROS_DOM1, no operó en ambas etapas por estar la falla ubicada fuera de su característica de operación (Figs. 4.14 y 4.15).

Se comprobó que la impedancia que la unidad de distancia en Santo Domingo “vió”, en el primero y segundo pasos, está dentro de su alcance (Tabla 4.16), justificando de esta manera la “X” ubicada dentro de la característica gráfica de la Figs. 4.14 y 4.15. De la misma forma, en la Subestación Santa Rosa, se verificó que los relés no operaron por cuestiones de direccionalidad.

Tabla 4.16. Alcances e impedancia “vista” por los relés de la protección primaria piloto, caso IV. (*)

Impedancia de la Línea		S/E	Nombre Asignado del Relé	Unidad de Distancia	Alcance para Fallas a Tierra		Impedancia “Vista” Paso 1		T. Op. (Ciclos)
Ohm. Prim.	Angulo (Grados)				Ohm. Prim.	Angulo (Grados)	Ohms. Prim.	Angulo (Grados)	
38.739	83.1	Santo Domingo	DOM_ROS1	Zona 1	58.78	83.1	50.31	46.85	1.5
		Santa Rosa	ROS_DOM1	Zona 1	58.78	83.1	27.58	- 2.87	Inf.

Impedancia de la Línea		S/E	Nombre Asignado del Relé	Unidad de Distancia	Alcance para Fallas a Tierra		Impedancia “Vista” Paso 2		T. Op. (Ciclos)
Ohm. Prim.	Angulo (Grados)				Ohm. Prim.	Angulo (Grados)	Ohms. Prim.	Angulo (Grados)	
38.739	83.1	Santo Domingo	DOM_ROS1	Zona 1	58.78	83.1	43.53	51.71	1.50
		Santa Rosa	ROS_DOM1	Zona 1	58.78	83.1	20.80	- 10.64	Inf.

(*) Obtenido del reporte escrito del módulo CG del programa CAPE.

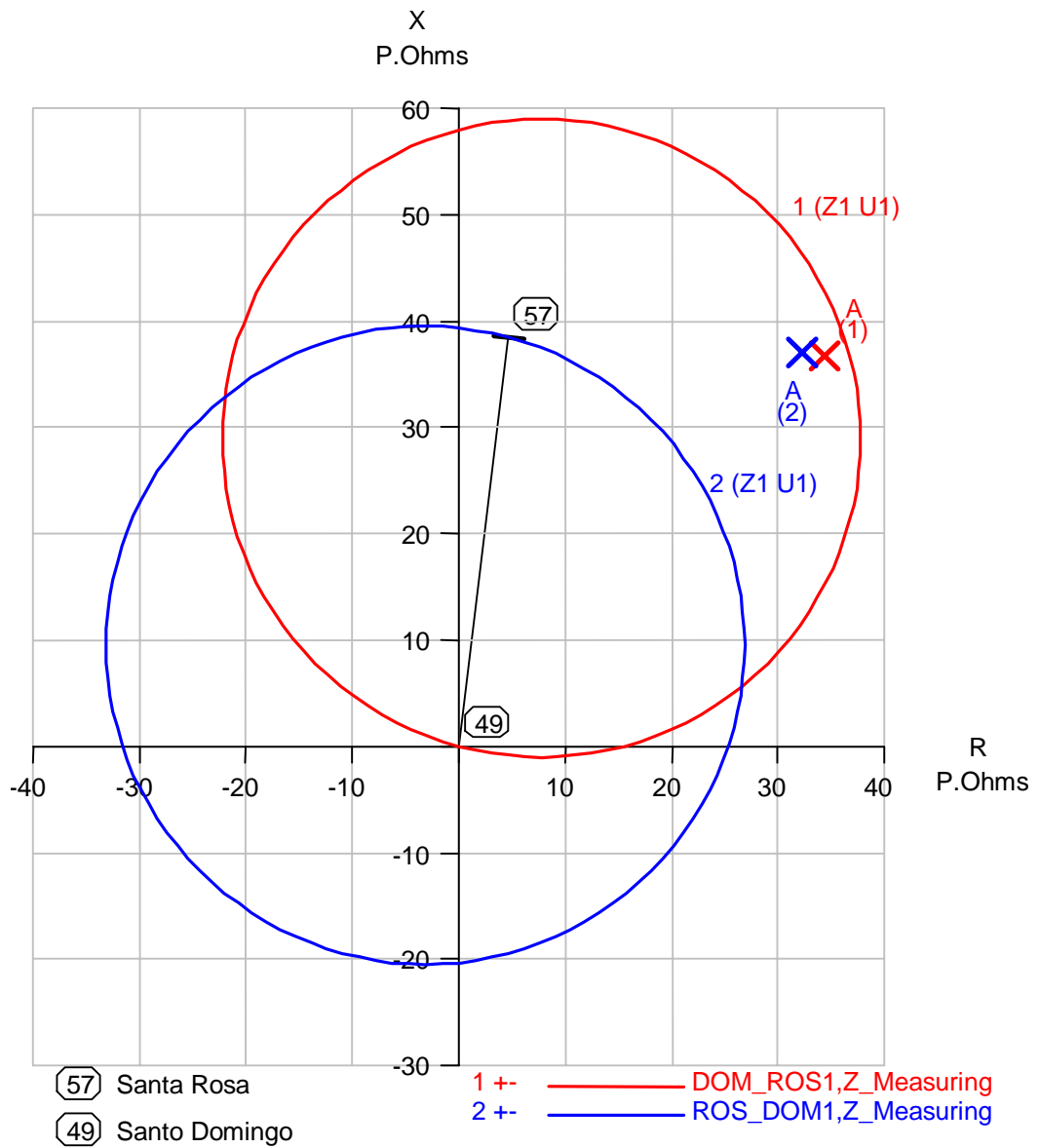


Fig. 4.14. Caso IV, Paso 1. Característica R-X del relé de la protección de distancia "Piloto" para fallas a tierra. Línea Santo Domingo - Santa Rosa Circuito 1.

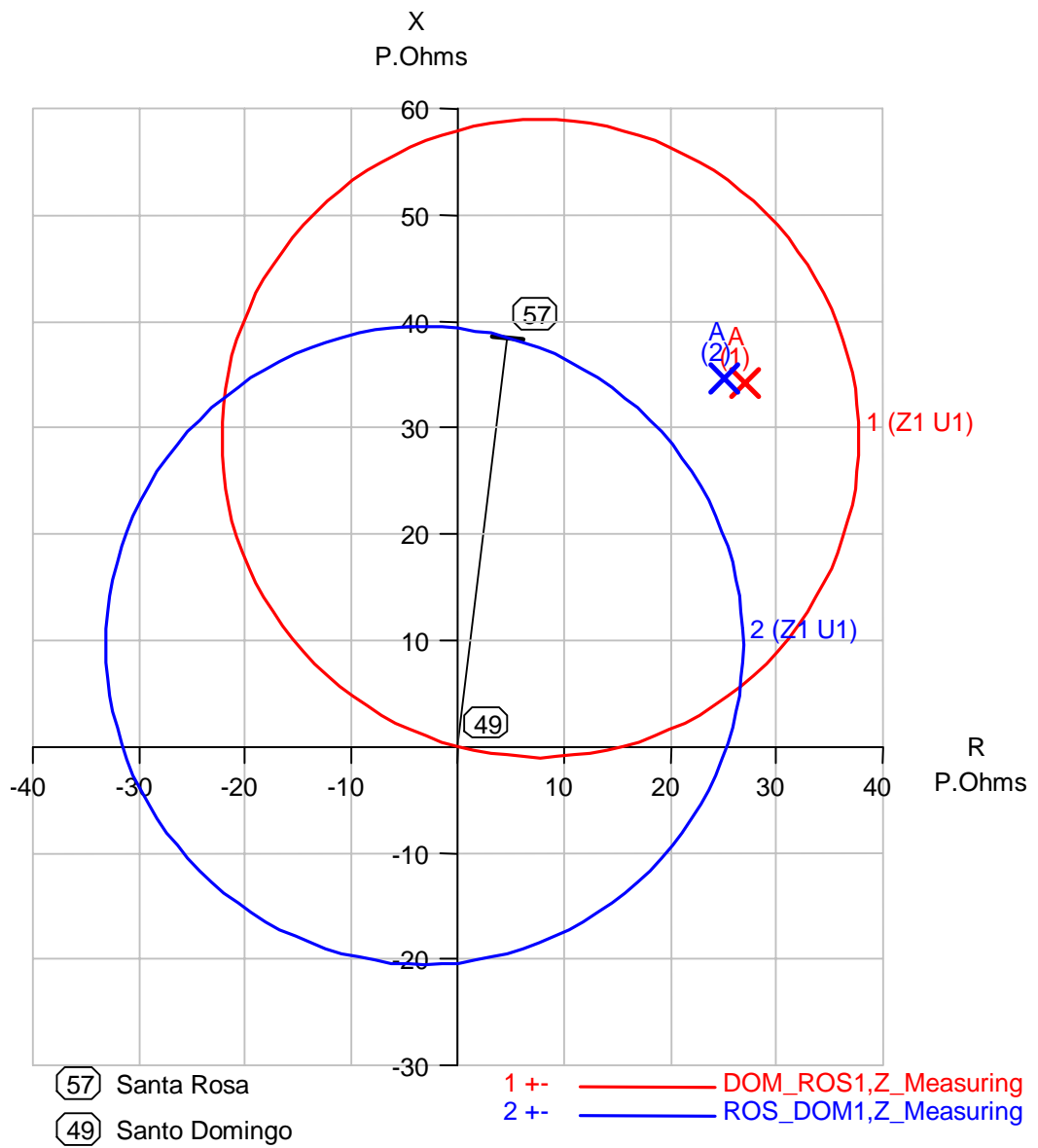


Fig. 4.15. Caso IV, Paso 2. Característica R-X del relé de la protección de distancia "Piloto" para fallas a tierra. Línea Santo Domingo - Santa Rosa Circuito 1.

Protección por zonas de la línea Santo Domingo – Santa Rosa, Circ. 1:

Con respecto a la tabla 4.17, se comprobó que el relé S_DOM_ROS1_G en Santo Domingo detectó la falla en su unidad de distancia de tercera zona, en sus dos pasos, porque el valor óhmico de la falla está dentro de su alcance en ambas etapas, ello representó una “X” dentro de la zona de operación de las respectivas características de las Figs. 4.16 y 4.17.

En cambio, el relé S_ROS_DOM1_G en Santa Rosa no detectó la falla, en las dos etapas de la simulación, por cuestiones de direccionalidad, ya que la falla está ubicada detrás de su dirección de detección (Figs. 4.18 y 4.19.).

Tabla 4.17. Alcances e impedancia “vista” por los relés de la protección primaria por zonas, caso IV. (*)

Impedancia de la Línea		S/E	Nombre Asignado del Relé	Unidad de Distancia	Alcance para Fallas a Tierra		Impedancia “Vista”		T. Op. (Ciclos)
Ohm. Prim.	Angulo (Grados)				Ohm. Prim.	Angulo (Grados)	Ohm. Prim.	Angulo (Grados)	
38.739	83.1	Santo Domingo	S_DOM_ROS1_G	Zona 1	31.40	83.1	50.30	46.84	Inf.
				Zona 2	45.29				Inf.
				Zona 3	66.43				49.5
		Santa Rosa	S_ROS_DOM1_G	Zona 1	35.82	83.1	27.57	177.12	Inf.
				Zona 2	58.04				Inf.
				Zona 3	132.66				Inf.

Impedancia de la Línea		S/E	Nombre Asignado del Relé	Unidad de Distancia	Alcance para Fallas a Tierra		Impedancia “Vista”		T. Op. (Ciclos)
Ohm. Prim.	Angulo (Grados)				Ohm. Prim.	Angulo (Grados)	Ohm. Prim.	Angulo (Grados)	
38.739	83.1	Santo Domingo	S_DOM_ROS1_G	Zona 1	31.40	83.1	43.52	51.71	Inf.
				Zona 2	45.29				Inf.
				Zona 3	66.43				49.5
		Santa Rosa	S_ROS_DOM1_G	Zona 1	35.82	83.1	20.80	169.36	Inf.
				Zona 2	58.04				Inf.
				Zona 3	132.66				Inf.

(*) Obtenido del reporte escrito del módulo CG del programa CAPE.

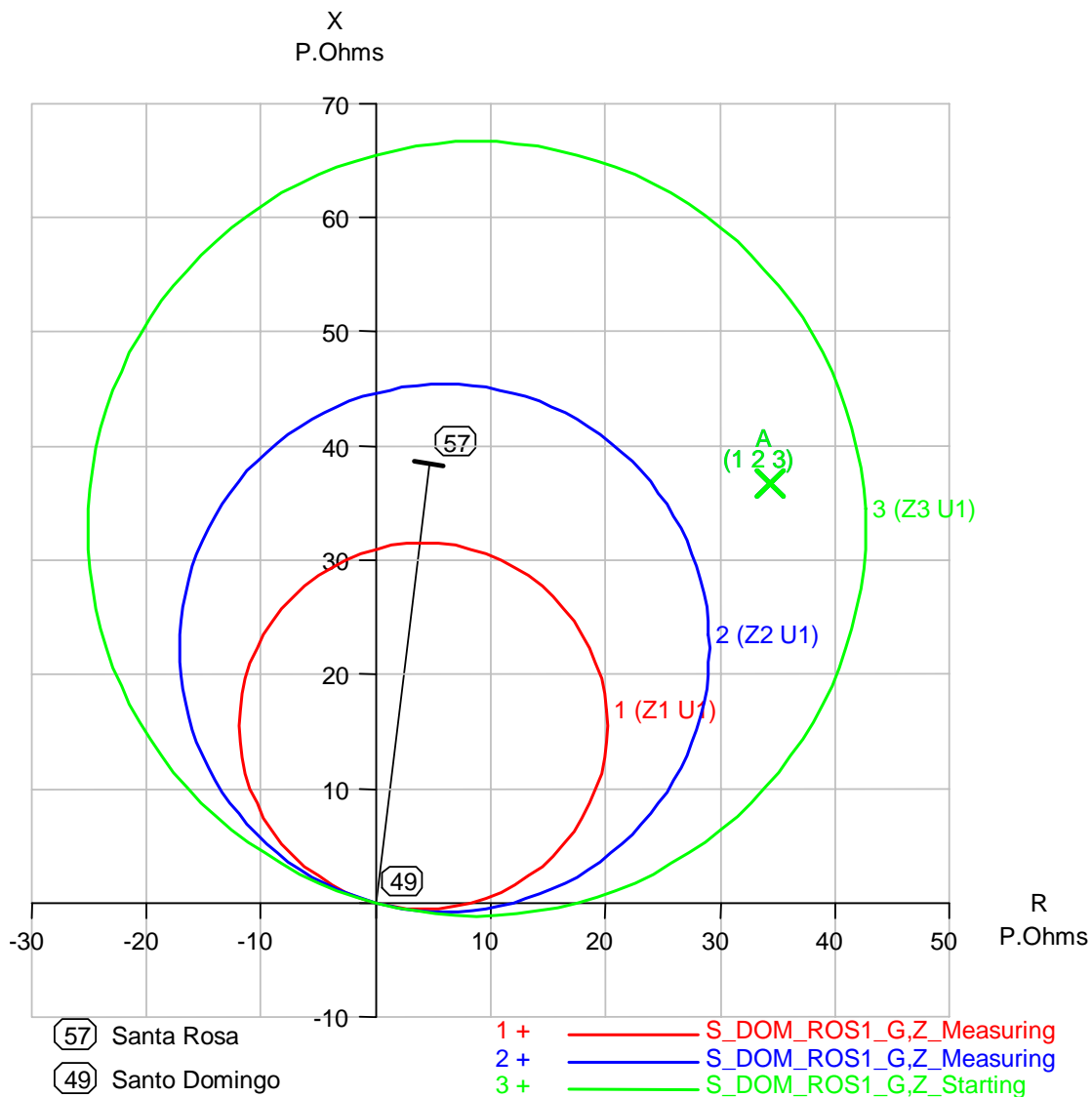


Fig. 4.16. Caso IV, Paso 1. Característica R-X del relé de la protección de distancia “por zonas” para fallas a tierra. Subestación Santo Domingo.

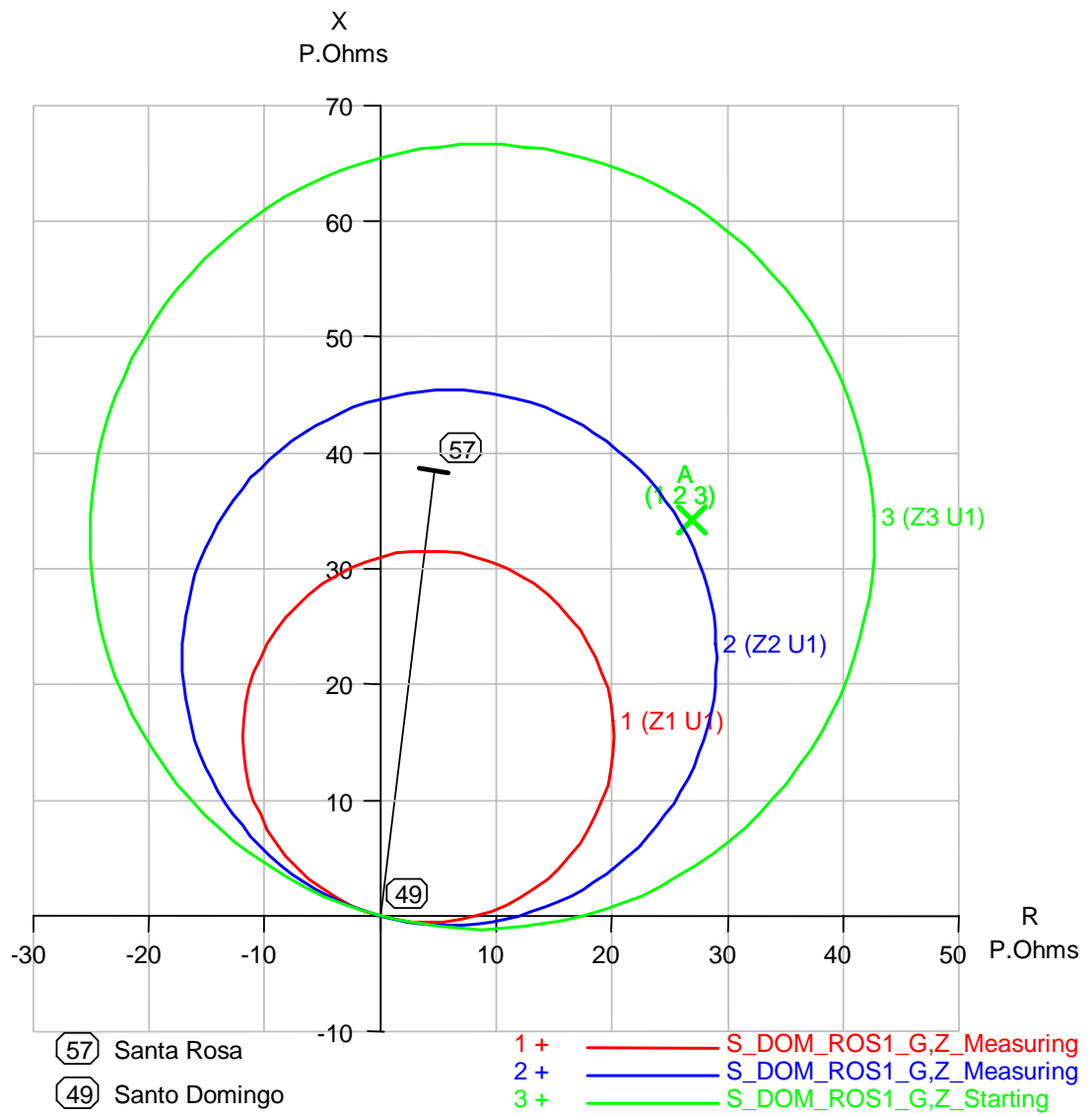


Fig. 4.17. Caso IV, Paso 2. Característica R-X del relé de la protección de distancia “por zonas” para fallas a tierra. Subestación Santo Domingo.

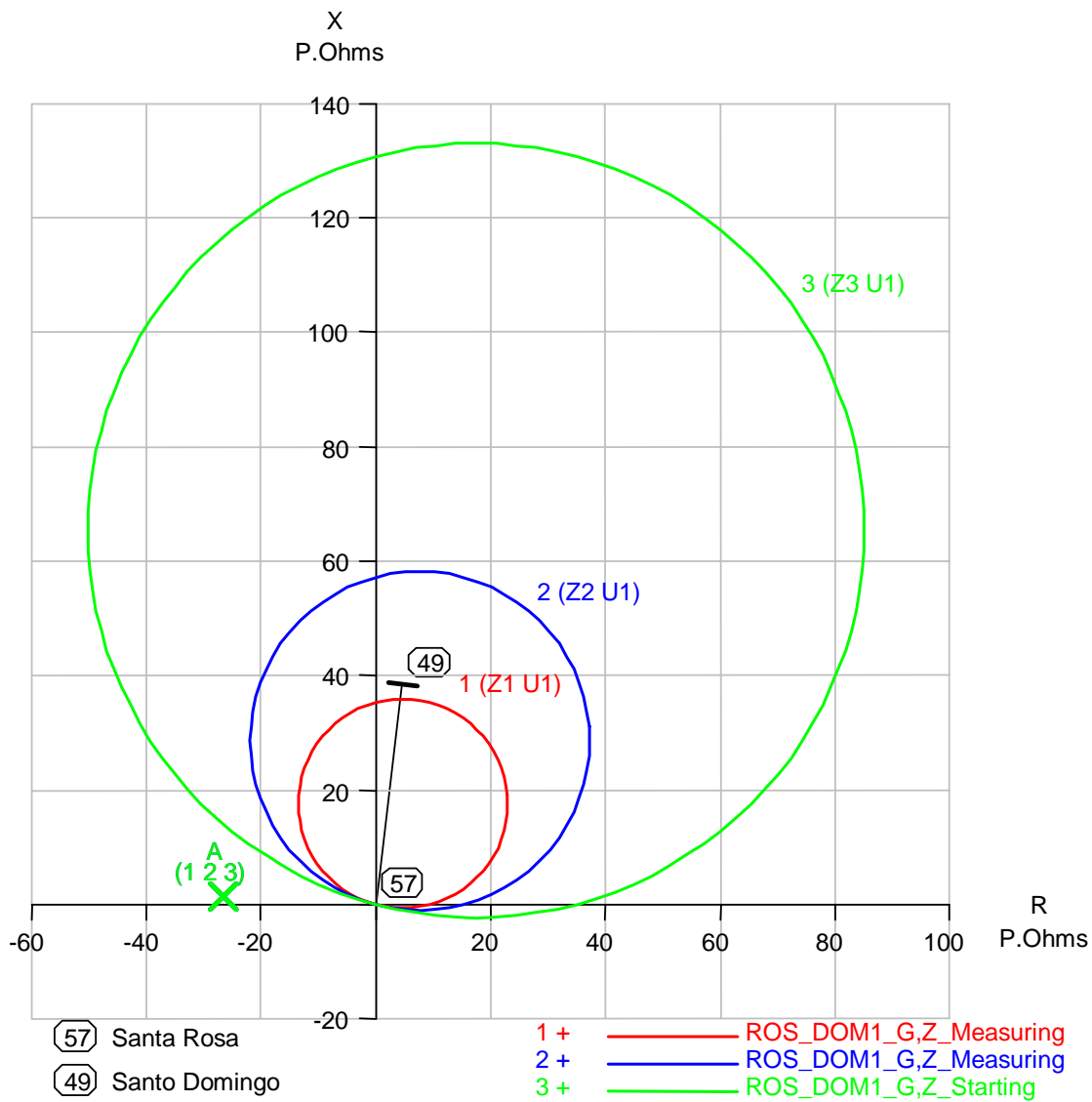


Fig. 4.18. Caso IV, Paso 1. Característica R-X del relé de la protección de distancia “por zonas” para fallas a tierra. Subestación Santa Rosa.

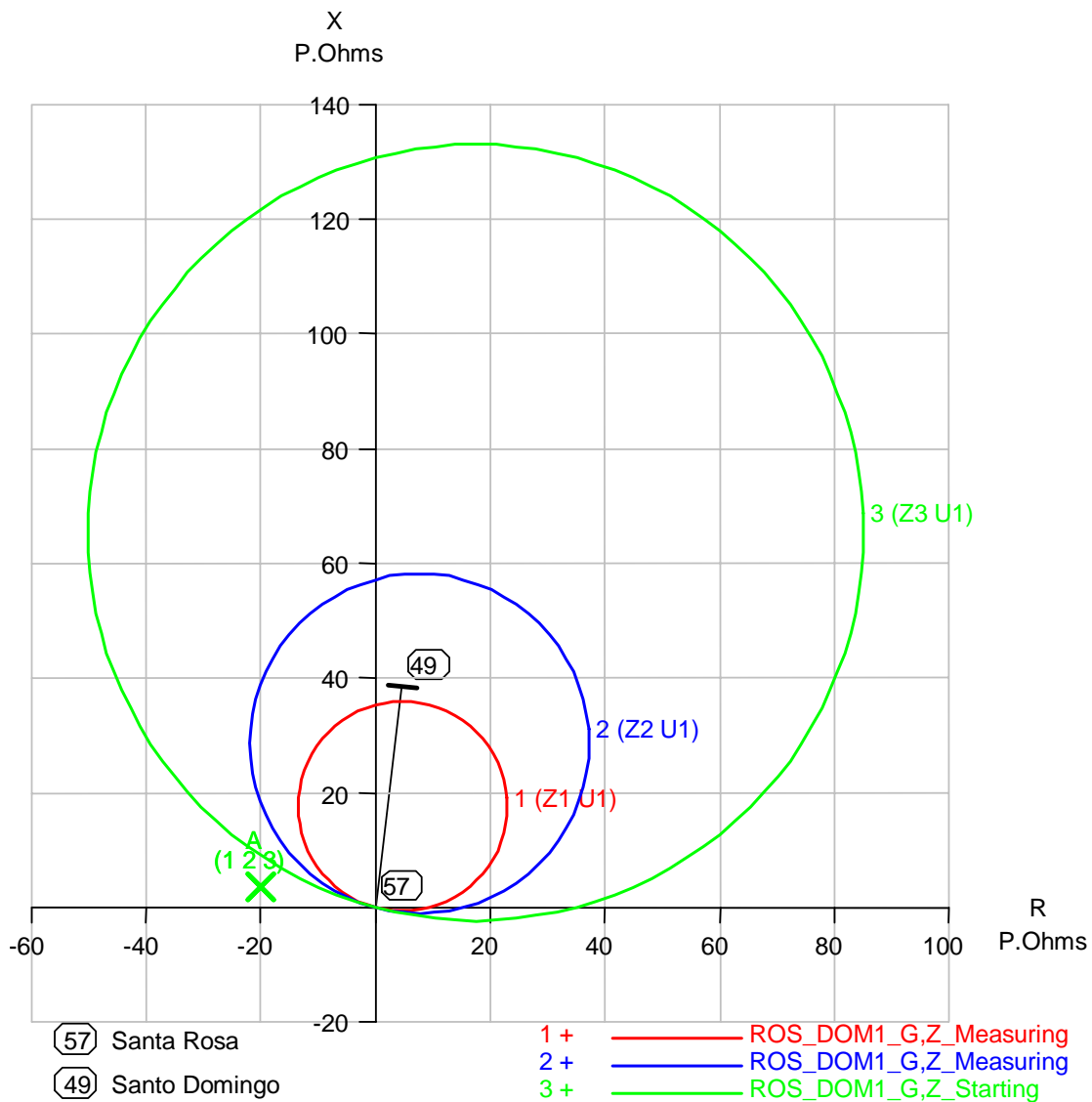


Fig. 4.19. Caso IV, Paso 2. Característica R-X del relé de la protección de distancia “por zonas” para fallas a tierra. Subestación Santa Rosa.

Con respecto al desempeño de los relés de la línea en estudio ante el caso III, se comprobó que la protección piloto no operó porque la falla no corresponde a la sección que protege. En cambio la protección primaria “por zonas” operó solamente del lado de Santa Rosa y con un retardo de tiempo, en el paso 1, y luego en el lado de Quevedo (paso 2). Con esto se comprobó que esta protección actúa como protección de respaldo remota ante una falla que esta en la barra de Santo Domingo 230 KV cuando no está en servicio las protecciones para fallas en la barra correspondientes.

4.2.5. Análisis de la Simulación del Caso V: Falla de Fase a Tierra en Línea Santo Domingo - Quevedo circuito 1 en el 0,1% de la línea, Resistencia de falla de 5 Ohmios.

La tabla 4.18 muestra una descripción de las LZOPs, pertenecientes al área de estudio en CAPE, de acuerdo con su respectivo número. La Fig. 4.20 muestra y su correspondiente dirección de protección.

Tabla 4.18. LZOPs, caso V.

No	Nombre	Línea	No. Circ.	Subestación
47	P_DOM1_230	Santo Domingo – Santa Rosa	1	Santa Rosa
48	P_ROS1_230	Santo Domingo – Santa Rosa	1	Santo Domingo
49	P_DOM2_230	Santo Domingo – Santa Rosa	2	Santa Rosa
50	P_ROS2_230	Santo Domingo – Santa Rosa	2	Santo Domingo
51	P_QVD1_230	Santo Domingo - Quevedo	1	Santo Domingo
52	P_QVD2_230	Santo Domingo - Quevedo	2	Santo Domingo
53	P_DOM1_230	Santo Domingo - Quevedo	1	Quevedo
54	P_DOM2_230	Santo Domingo - Quevedo	2	Quevedo
69	P_PAS1_230	Quevedo - Pascuales	1	Quevedo
70	P_PAS2_230	Quevedo - Pascuales	2	Quevedo
71	P_QVD1_230	Quevedo - Pascuales	1	Pascuales
72	P_QVD2_230	Quevedo - Pascuales	2	Pascuales

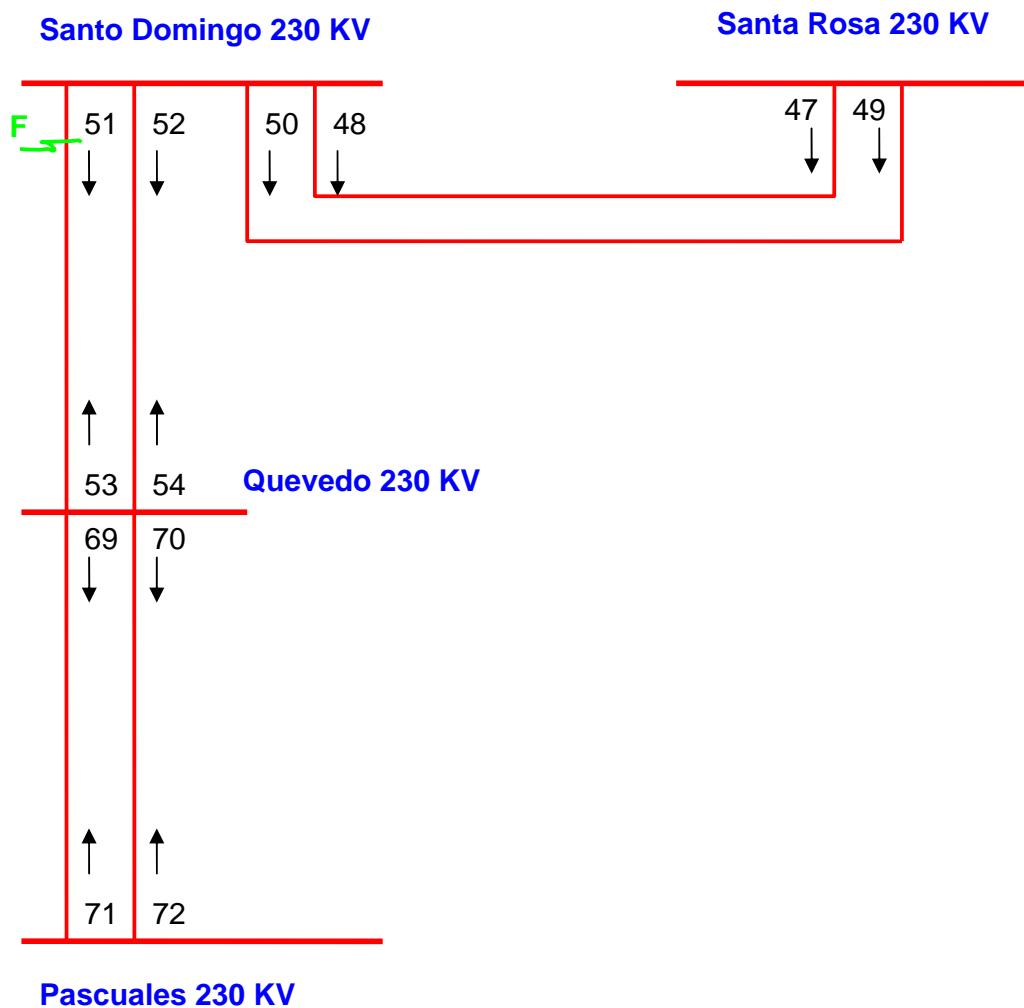


Figura 4.20. LZOPs de Zona de estudio

Según los reportes obtenidos obtenido del módulo SS de CAPE (Anexo 5), cuando se efectuó la simulación del caso V, el programa CAPE realizó lo siguiente:

- Se aplicó la falla a tierra de la fase A definida de 5 Ohmios de resistencia de falla (LINEA_A_TIERRA_ZF_5) a la línea Santo

Domingo - Quevedo circuito 1 a una distancia de 0,1% (104 metros) a la barra Santo Domingo 230 KV.

- SS empezó en su primera etapa desde los 0 Ciclos donde se añadió automáticamente una nueva barra (NEWBUS1) en el 0,1% de la línea donde se aplica la falla a tierra
- Se ubicó a las LZOPs números número 51 (P_QVD1_230 en Santo Domingo) y 53 (P_DOM1_230 en Quevedo) como protección primaria de la línea y la 49 (P_DOM2_230 en Santa Rosa) estuvo como protección de respaldo disponible.

Según el reporte de LZOPs del módulo SS del programa CAPE, durante la simulación del caso V: La falla es despejada en 4.5 Ciclos (75 mS) como resultado de la operación de los disyuntores de las LZOPs números 51 (P_QVD1_230 en Santo Domingo) y 53 (P_DOM1_230 en Quevedo) que son los correspondientes a la línea fallada. Estas LZOPs operaron en 1.5 Ciclos (25 mS) permitiendo luego la operación de los disyuntores respectivos en la línea fallada, estos disyuntores demoraron 3 Ciclos (50 mS) en abrir sus terminales, justificando de esta manera el tiempo de 4.5 Ciclos.

Luego de la simulación, quedó abierta la línea de transmisión fallada y la falla fue totalmente despejada.

4.2.5.1. Análisis de Lógica de Contactos

El código de lógica de contactos para la protección primaria “piloto”, PRIMARIA_230_POTT, se cumplió para las LZOPs números 51 (P_QVD1_230 en Santo Domingo) y 53 (P_DOM1_230 en Quevedo) que son los pertenecientes a la protección de la línea fallada. Esto se dió porque SS evaluó como verdaderos a los códigos de las unidades de distancia para fallas a tierra de la protección “piloto”, PH_ZN y los de las unidades

auxiliares de recepción de señal de disparo, RCVR, para estas LZOPs. De esta manera, se cumplió con la condición para que PRIMARIA_230_POTT accione a los disyuntores correspondientes.

Por otra parte, el código de lógica de contactos para la protección secundaria por zonas, SECUNDARIA_DISTANCIA, se cumplió para la LZOP número 51 (P_QVD1_230 en Santo Domingo) que es la perteneciente al extremo de Santo Domingo de la línea fallada. Esto se dio porque el valor lógico de la unidad de distancia para fallas a tierra de la primera zona (PG_ZN1) fue evaluado por SS como verdadero, cumpliendo con la mínima condición para que se cumpla SECUNDARIA_DISTANCIA. En el otro extremo de la línea (extremo Quevedo) no se cumplió este requisito ya que el valor lógico de la unidad de distancia de primera zona (PG_ZN1) fue evaluado falso. O sea, esta unidad no alcanzó la falla, por lo tanto SECUNDARIA_DISTANCIA no se cumplió para esa LZOP hasta el término de la simulación.

Se predijo el desempeño de las unidades de protección para fallas a tierra de las líneas de transmisión dentro de la zona de estudio con la tabla 4.19. Entonces, si el caso V ocurre en el SNT, el desempeño será:

Dentro de la línea fallada:

Con respecto a la protección Piloto:

En ambas subestaciones la protección piloto si funciona.

La falla es detectada por las unidades de distancia para fallas a tierra de la protección “piloto” que se encuentran en las subestaciones de los extremos de la línea (Santo Domingo y Quevedo) porque sus respectivos alcances se lo permiten. Entonces, cierran sus contactos en 1,5 Ciclos accionando la

transmisión de la señal de disparo al otro extremo. Al no haber ningún problema con la transmisión de la señal y considerando que esto tomaría un tiempo despreciable, se energiza el relé de disparo (No 94 ANSI) inmediatamente en el extremo receptor y con ello hace operar los correspondientes disyuntores despejando la falla en 4,5 Ciclos.

Con respecto a la protección por zonas:

En la subestación Santo Domingo la protección por zonas si funciona.

Las unidades de distancia para fallas a tierra de la protección por zonas (zona 1 y zona 3) que se encuentran en esta subestación, alcanzan la falla y operan cerrando contactos respectivos en 1,5 Ciclos. La unidad de primera zona energiza el relé de disparo (No 94 ANSI) y hace operar el disyuntor respectivo despejando la falla de manera simultánea con la protección piloto en 4,5 Ciclos. La unidad de tercera zona acciona los temporizadores para las unidades de segunda y tercera zonas, pero porque la falla es despejada muy rápido los temporizadores se restablecen junto a la unidad de tercera zona.

En el extremo Quevedo de la línea, la protección de distancia por zonas no funciona. La unidad de distancia para la primera zona no detecta la falla al estar ésta fuera de su alcance. La tercera zona, en cambio, si alcanza la falla y cierran sus contactos en 1,5 Ciclos y acciona los temporizadores de la segunda y tercera zonas. Pero, porque la falla es despejada muy rápido por la protección piloto, la unidad se restablece al igual que los temporizadores y su efecto queda anulado.

En el segundo circuito de la línea Santo Domingo – Quevedo:

Con respecto a la protección piloto:

La unidad de distancia para fallas a tierra de la protección “piloto” de la línea en la subestación Quevedo detecta la falla, ya que su alcance se lo permite, y se transmite la señal de disparo hacia su extremo remoto, la subestación Santo Domingo. En cambio, la unidad de distancia en Santo Domingo no alcanza la falla, por cuestiones de direccionalidad, entonces no existe transmisión de señal de disparo hacia el extremo Quevedo. Con ello, ninguno de los relés de disparo en los extremos de la línea opera, porque no se cumplió con la condición para ello.

Con respecto a la protección por zonas:

La protección por zonas no actúa en la subestación Quevedo aunque la unidad de tercera zona alcanza la falla y cierra los contactos de los temporizadores pero se restablece inmediatamente junto los temporizadores cuando la falla es despejada.

La protección por zonas no actúa en la subestación Santo Domingo porque las unidades de distancia no detectan la falla, por cuestiones de direccionalidad.

En las líneas Santo Domingo – Santa Rosa circuitos uno y dos:

Con respecto a la protección Piloto:

No funciona la protección “piloto” porque las unidades de distancia en la subestación Santo Domingo no detectan la falla por razones de direccionalidad.

Con respecto a la protección por zonas:

La protección por zonas no funciona en la subestación Santa Rosa aunque las unidades de distancia de zona 3 alcanzan la falla, pero se restablecen al igual que los temporizadores con el despeje rápido de la falla.

- SS continuó en su segunda etapa de simulación desde los 24 Ciclos.
- Recalculó las corrientes de falla con la nueva condición del sistema y consideró el tiempo que transcurrió en los temporizadores que quedaron operando en el primer paso.
- Ubicó a las LZOPs números 48 (P_ROS1_230) y 50 (P_ROS2_230) de la subestación Santo Domingo, como protección primaria de la barra y no hubo protección de respaldo disponible.

Para este segundo paso, según el reporte de LZOPs, la falla no fue despejada en 52,5 Ciclos (875 mS) desde el comienzo de la simulación. Operaron simultáneamente los disyuntores de las LZOPs números 50 (P_ROS2_230) y 48 (P_ROS1_230) de Santo Domingo, de la línea Santo Domingo – Santa Rosa circuitos 1 y 2. Estas LZOPs operaron simultáneamente en 49,5 Ciclos (825 mS), permitieron la operación de los disyuntores respectivos que demoraron 3 Ciclos (50 mS) más, justificando de esta manera el tiempo de 52,5 Ciclos que transcurrieron.

Luego de los dos pasos, quedó abierto los extremos de las líneas Santo Domingo – Santa Rosa y Santa Rosa – Totoras, pertenecientes a las subestaciones Santo Domingo y Totoras, respectivamente.

No hubo un despeje total de la falla, ya que sólo contamos con las protecciones de las líneas de transmisión a nivel de 230 KV dentro de nuestro estudio, pero se comprobó que éstas brindaron protección de respaldo remoto a la barra fallada.

4.2.4.2. Análisis de Alcance de Unidades de Distancia

Protección piloto de la línea Santo Domingo – Santa Rosa, Circ. 1:

Se observó que en la simulación de la contingencia, el relé ubicado en Santa Rosa (ROS_DOM1) detectó la falla en un punto marcado con un “X” dentro de su respectiva característica R-X, y en consecuencia operó (Fig. 4.21). En el mismo gráfico, el relé de Santo Domingo no opera porque la falla está fuera su alcance por cuestiones de direccionalidad, entonces existe una “X” fuera de la característica de operación.

Lo descrito en el gráfico se complementa con la tabla 4.20, donde el relé ROS_DOM1 en Santa Rosa operó en 1,5 Ciclos y el DOM_ROS1 en Santo Domingo no operó.

Tabla 4.20. Alcances e impedancia “vista” por los relés de la protección primaria piloto, Caso V.(*)

Impedancia de la Línea		S/E	Nombre Asignado del Relé	Unidad de Distancia	Alcance para Fallas a Tierra		Impedancia “Vista”		
Ohm. Prim.	Angulo (Grados)				Ohm. Prim.	Angulo (Grados)	Ohms. Prim.	Angulo (Grados)	T. Op. (Ciclos)
38.739	83.1	Santo Domingo	DOM_ROS1	Zona 1	58.78	83.1	15.13	- 178.06	Inf.
		Santa Rosa	ROS_DOM1	Zona 1	58.78	83.1	44.67	- 119.64	1.5

(*). Obtenido del reporte escrito del módulo CG del programa CAPE.

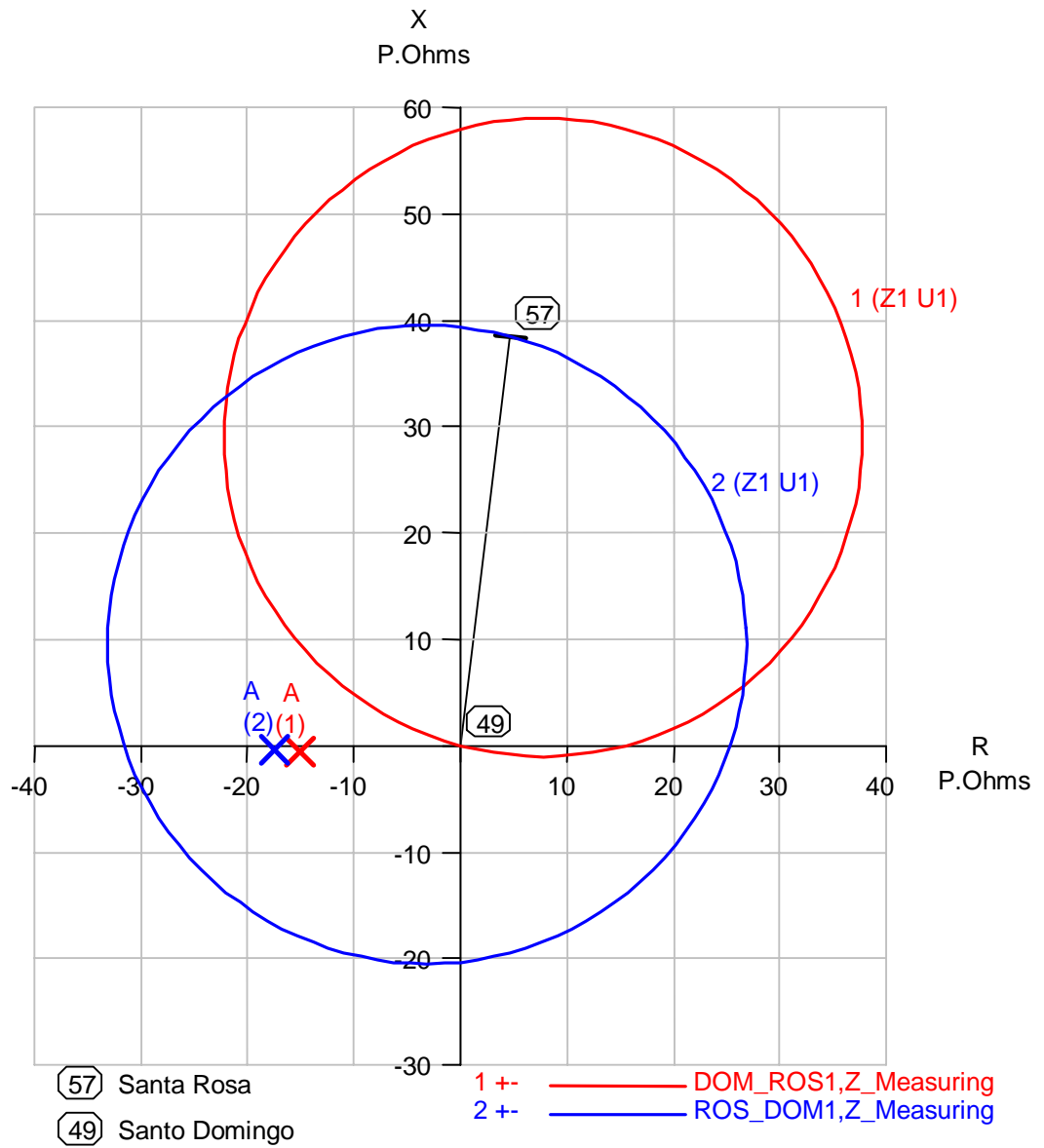


Fig. 4.21. Caso V, característica R-X del relé de la protección de distancia "Piloto" para fallas a tierra. Línea Santo Domingo - Santa Rosa Circuito 1.

Protección por zonas de la línea Santo Domingo – Santa Rosa, Circ. 1:

En la tabla 4.21 se muestra que el relé S_DOM_ROS1_G, en Santo Domingo, no detectó la falla en todas sus unidades de tierra, por cuestiones de direccionalidad, ello representó una “X” fuera de la zona de operación en la Fig 4.22.

En cambio, en el relé S_ROS_DOM1_G en Santa Rosa “vió” la falla en sus unidades de distancia de segunda y tercera zonas (tabla 4.21 y Fig. 4.23). Entonces, se conoce que la falla “escapó” el alcance de la primera zona y que deberá actuar la protección de segunda zona, si es que la falla no fuera despejada por la protección piloto.

Tabla 4.21. Alcances e impedancia “vista” por los relés de la protección primaria por zonas, caso V. (*)

Impedancia de la Línea		S/E	Nombre Asignado del Relé	Unidad de Distancia	Ajuste para Fallas a Tierra		Impedancia “Vista”		T. Op. (Ciclos)
Ohm. Prim.	Angulo (Grados)				Ohm. Prim.	Angulo (Grados)	Ohm. Prim.	Angulo (Grados)	
38.739	83.1	Santo Domingo	S_DOM_ROS1_G	Zona 1	31.40	83.1	15.12	- 178.06	Inf.
				Zona 2	45.29	83.1			Inf.
				Zona 3	66.43	83.1			Inf.
		Santa Rosa	S_ROS_DOM1_G	Zona 1	35.82	83.1	44.65	60.36	Inf.
				Zona 2	58.04	83.1			19.5
				Zona 3	132.66	83.1			49.5

(*) Obtenido del reporte escrito del módulo CG del programa CAPE.

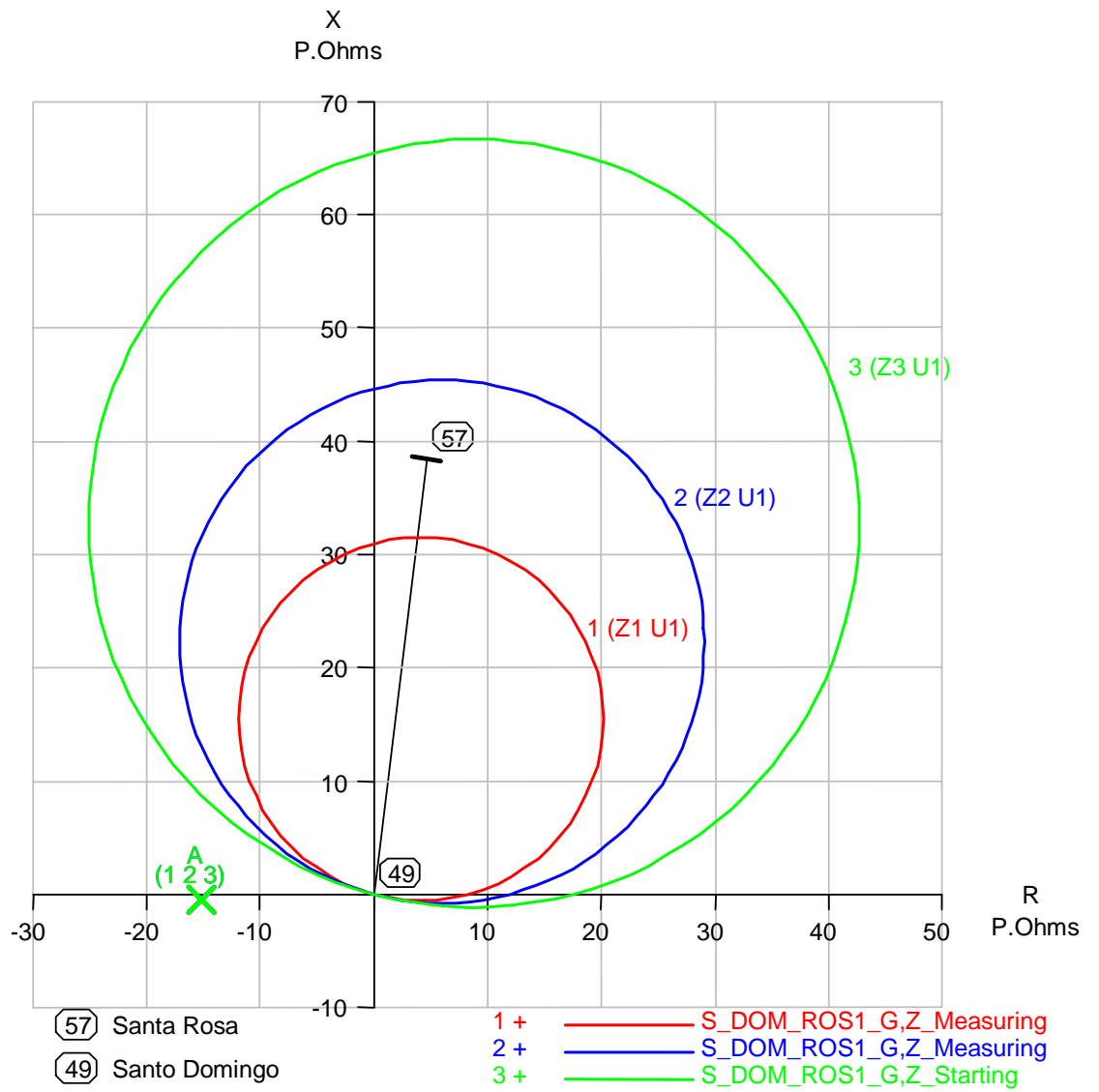


Fig. 4.22. Caso V, característica R-X del relé de la protección de distancia “por zonas” para fallas a tierra. Subestación Santo Domingo.

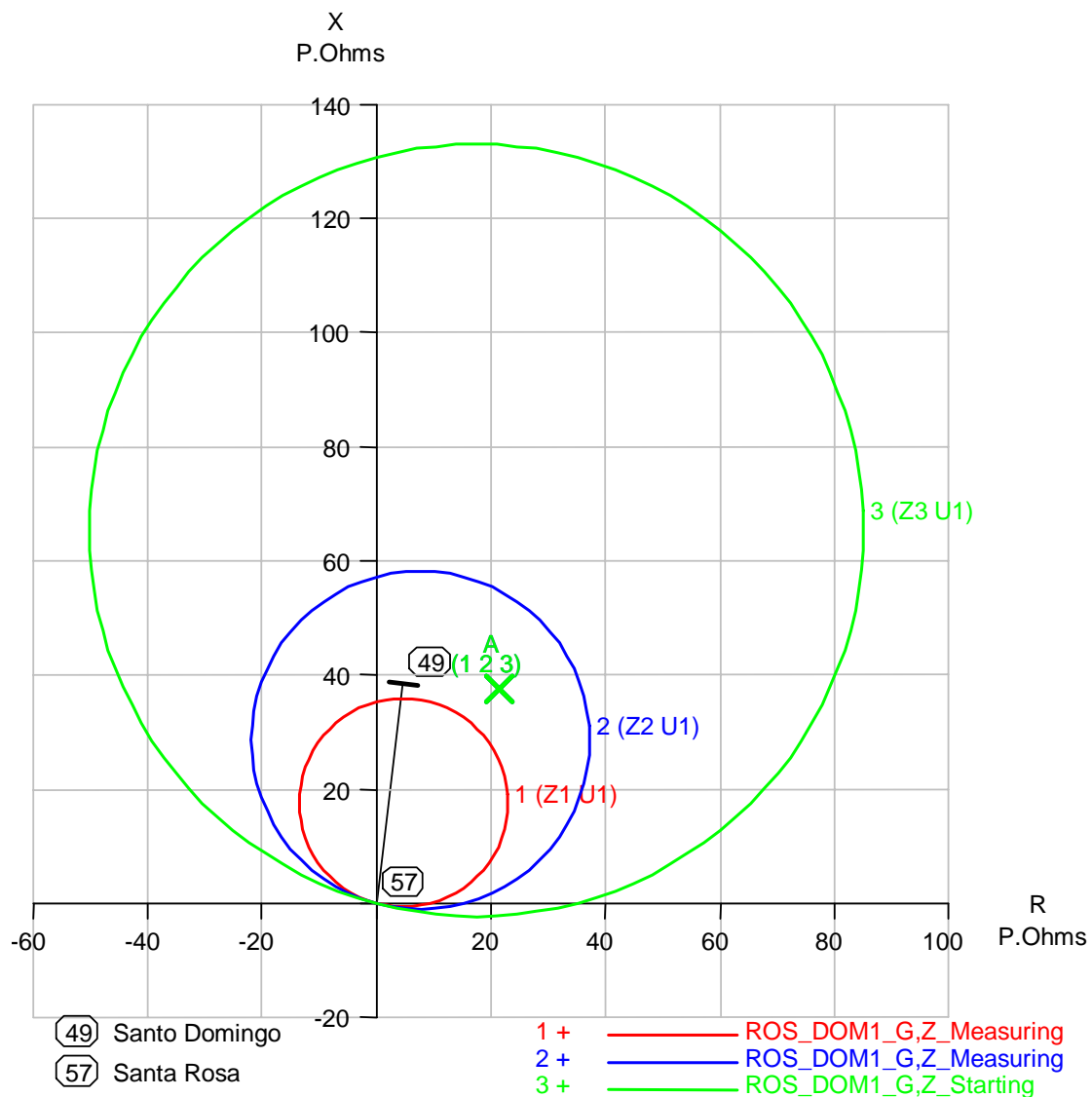


Fig. 4.23. Caso V, característica R-X del relé de la protección de distancia “por zonas” para fallas a tierra. Subestación Santa Rosa.

Con esto se puede concluir con respecto al desempeño de los relés en la línea Santo Domingo – Santa Rosa circuito uno, que la protección “piloto” primaria no opera y se comprobó que no esta diseñada para dar ningún tipo de protección para fallas en líneas adyacentes a la subestación Santo Domingo. La protección primaria “por zonas” podría funcionar solamente del lado de Santa Rosa como protección de respaldo remoto para este caso, siempre y cuando las protecciones de la línea fallada y de la barra Santo Domingo 230 KV no operen, lo cual sería poco probable.

4.2.6. Análisis de la Simulación del Caso VI: Falla de Fase a Tierra en Línea Santa Rosa – Totoras circuito 1 en el 0,1% de la línea, Resistencia de falla de 5 Ohmios.

La tabla 4.22 muestra una descripción de las LZOPs, pertenecientes al área de estudio en CAPE, de acuerdo con su respectivo número. La Fig. 4.24 muestra y su correspondiente dirección de protección.

Tabla 4.22. LZOPs de la zona de estudio, caso VI.

No	Nombre	Línea	No. Circ.	Subestación
47	P_DOM1_230	Santo Domingo – Santa Rosa	1	Santa Rosa
48	P_ROS1_230	Santo Domingo – Santa Rosa	1	Santo Domingo
49	P_DOM2_230	Santo Domingo – Santa Rosa	2	Santa Rosa
50	P_ROS2_230	Santo Domingo – Santa Rosa	2	Santo Domingo
63	P_TOT1_230	Santa Rosa - Totoras	1	Santa Rosa
64	P_TOT2_230	Santa Rosa - Totoras	2	Santa Rosa
65	P_ROS1_230	Santa Rosa - Totoras	1	Totoras
66	P_ROS2_230	Santa Rosa - Totoras	2	Totoras
67	P_TOT_230	Totoras - Riobamba	1	Riobamba
73	P_RIO1_230	Paute – Riobamba	1	Totoras
75	P_MOL_230	Totoras - Paute	1	Totoras
76	P_TOT_230	Paute – Riobamba	1	Paute

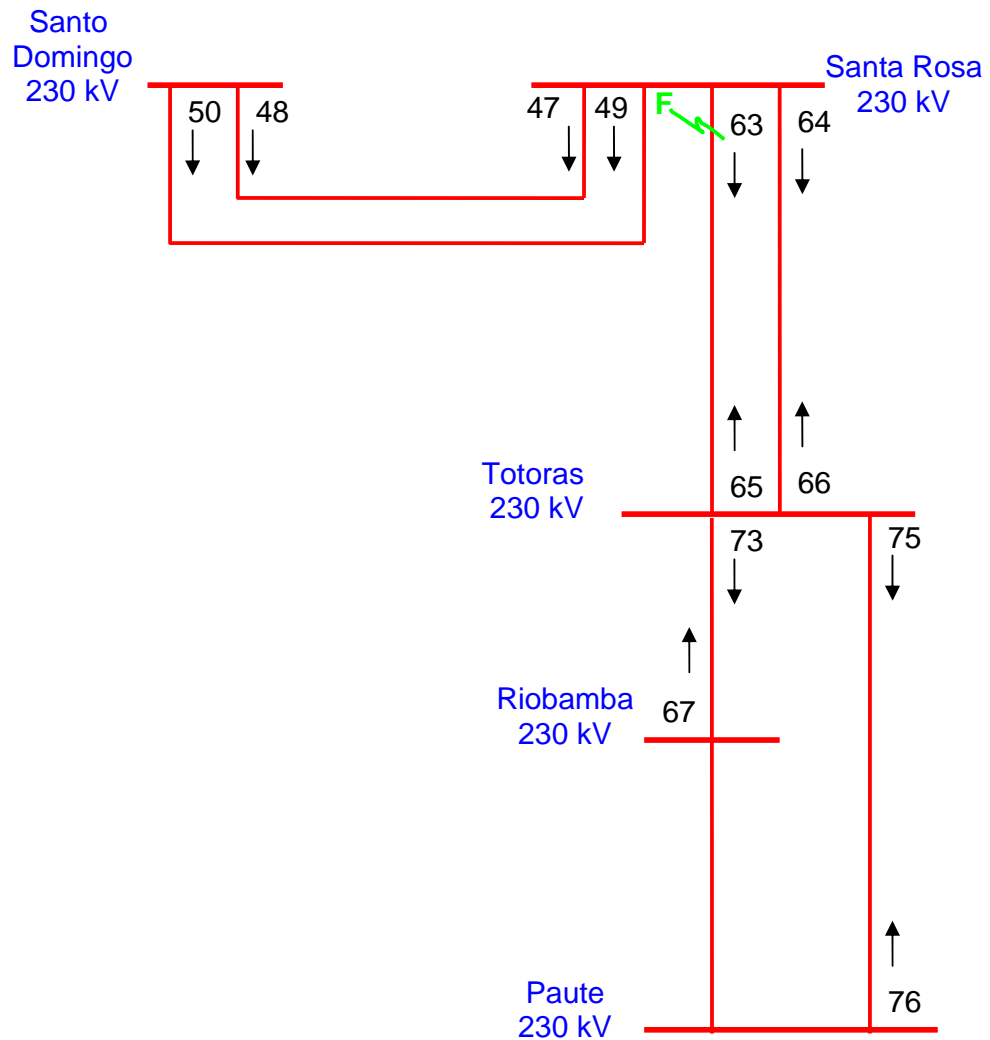


Figura 4.24. LZOPs de Zona de estudio

Según los reportes obtenidos obtenido del módulo SS de CAPE (Anexo 5), cuando se efectuó la simulación del caso VI, el programa CAPE realizó lo siguiente:

- Se aplicó la falla a tierra de la fase A definida de 5 Ohmios de resistencia de falla (LINEA_A_TIERRA_ZF_5) a la línea Santa

Rosa - Totoras circuito 1 a una distancia de 0,1% (110,09 metros) a la barra Santo Domingo 230 KV.

- SS empieza en su primera etapa desde los 0 Ciclos, se añade automáticamente una nueva barra (NEWBUS1) en el 0,1% de la línea donde se aplica la falla a tierra.
- Se ubicó a las LZOPs números número 63 (P_TOT1_230 en Santa Rosa) y 65 (P_ROS1_230 en Totoras) como protección primaria de la línea y la 66 (P_ROS2_230 en Totoras) estuvo como protección de respaldo disponible.

Según el reporte de LZOPs del módulo SS del programa CAPE, durante la simulación del caso VI: La falla es despejada en 4.5 Ciclos (75 mS) como resultado de la operación de los disyuntores de las LZOPs números 63 (P_TOT1_230 en Santa Rosa) y 65 (P_ROS1_230 en Totoras) que son los correspondientes a la protección primaria de la línea fallada. Estas LZOPs operaron en 1.5 Ciclos (25 mS) permitiendo luego la operación de los disyuntores respectivos en la línea fallada, estos disyuntores demoraron 3 Ciclos (50 mS) en abrir sus terminales, justificando de esta manera el tiempo de 4.5 Ciclos.

Luego de la simulación, quedó abierta la línea de transmisión fallada y la falla fue totalmente despejada.

4.2.6.1. Análisis de Lógica de Contactos

El código de lógica de contactos para la protección primaria "piloto", PRIMARIA_230_POTT, se cumplió para las LZOPs números 63 (P_TOT1_230 en Santa Rosa) y 65 (P_ROS1_230 en Totoras) que son los pertenecientes a la protección primaria de la línea fallada. Esto se dio porque SS evaluó como verdaderos a los códigos de las unidades de

distancia para fallas a tierra de la protección “piloto”, PH_ZN y los de las unidades auxiliares de recepción de señal de disparo, RCVR, para estas LZOPs. De esta manera, se cumplió con la condición para que PRIMARIA_230_POTT accione a los disyuntores correspondientes.

Por otra parte, el código de lógica de contactos para la protección secundaria por zonas, SECUNDARIA_DISTANCIA, se cumplió para la LZOP número 63 (P_TOT1_230 en Santa Rosa) que es la perteneciente al extremo de Santa Rosa de la línea fallada. Esto se dio porque el valor lógico de la unidad de distancia para fallas a tierra de la primera zona (PG_ZN1) fue evaluado por SS como verdadero, cumpliendo con la mínima condición para que se cumpla SECUNDARIA_DISTANCIA. En el otro extremo de la línea (extremo Totoras) no se cumplió este requisito ya que el valor lógico de la unidad de distancia de primera zona (PG_ZN1) fue evaluado falso. O sea, esta unidad no alcanzó la falla, por lo tanto SECUNDARIA_DISTANCIA no se cumplió para esa LZOP hasta el término de la simulación.

Se predijo el desempeño de las unidades de protección para fallas a tierra de las líneas de transmisión dentro de la zona de estudio con la tabla 4.23. Entonces, si el caso VI ocurre en el SNT, el desempeño será:

Dentro de la línea fallada:

Con respecto a la protección Piloto:

En ambas subestaciones la protección piloto si funciona.

La falla es detectada por las unidades de distancia para fallas a tierra de la protección “piloto” que se encuentran en las subestaciones de los extremos de la línea (Santa Rosa y Totoras), porque sus respectivos alcances se lo permiten. Entonces, cierran sus contactos en 1,5 Ciclos accionando la

Tabla 4.23. Resumen de lógica de contactos para caso VI. (*)

No	LZOP	PROTECCION PILOTO										PROTECCION DE FASE										PROTECCION DE TIERRA									
		RCVR		ECHO_RCVR		PP_ZN1		PP_ZN2		PP_ZN3		PP_ZN3T		PG_ZN1		PG_ZN2		PG_ZN3		PG_ZN3T		I		II		III					
		PH_ZN	RCVR	ECHO_RCVR	PP_ZN1	PP_ZN2	PP_ZN3	PP_ZN3T	PG_ZN1	PG_ZN2	PG_ZN3	PG_ZN3T	PG_ZN1	PG_ZN2	PG_ZN3	PG_ZN3T	I	II	III												
48	P_ROS1_230 en DOM	V	F	F	F	F	F	F	F	F	F	F	F	F	F	F	F	F	F	F	F	F	F	F	F	F					
47	P_DOM1_230 en ROS	F	V	F	F	F	F	F	F	F	F	F	F	F	F	F	F	F	F	F	F	F	F	F	F	F					
49	P_DOM2_230 en ROS	F	V	F	F	F	F	F	F	F	F	F	F	F	F	F	F	F	F	F	F	F	F	F	F	F					
50	P_ROS2_230 en DOM	V	F	F	F	F	F	F	F	F	F	F	F	F	F	F	F	F	F	F	F	F	F	F	F	F					
63	P_TOT1_230 en ROS	V	V	F	V	V	V	V	V	V	V	V	V	V	V	V	V	V	V	V	V	V	V	V	V	V	V				
64	P_TOT2_230 en ROS	F	V	F	F	F	F	F	F	F	F	F	F	F	F	F	F	F	F	F	F	F	F	F	F	F					
65	P_ROS1_230 at TOT	V	V	F	F	F	F	F	F	F	F	F	F	F	F	F	F	F	F	F	F	F	F	F	F	F					
66	P_ROS2_230 at TOT	V	F	F	F	F	F	F	F	F	F	F	F	F	F	F	F	F	F	F	F	F	F	F	F	F					
67	P_TOT_230 en RIO	F	F	F	F	F	F	F	F	F	F	F	F	F	F	F	F	F	F	F	F	F	F	F	F	F					
73	P_RIO1_230 en TOT	F	F	F	F	F	F	F	F	F	F	F	F	F	F	F	F	F	F	F	F	F	F	F	F	F					
75	P_MOL_230 en TOT	F	F	F	F	F	F	F	F	F	F	F	F	F	F	F	F	F	F	F	F	F	F	F	F	F					
76	P_TOT_230 en MOL	F	F	F	F	F	F	F	F	F	F	F	F	F	F	F	F	F	F	F	F	F	F	F	F	F					

(*) Obtenido de los reportes del módulo SS del programa CAPE

ESQUEMAS DE PROTECCION

- I PROTECCION_LT_230
- II PRIMARIA_230_POTT
- III SECUNDARIA_DISTANCIA

transmisión de la señal de disparo al otro extremo. Al no haber ningún problema con la transmisión de la señal y considerando que esto tomaría un tiempo despreciable, se energiza el relé de disparo (No 94 ANSI) inmediatamente en el extremo receptor y con ello hace operar los correspondientes disyuntores despejando la falla en 4,5 Ciclos.

Con respecto a la protección por zonas:

En la subestación Santa Rosa la protección por zonas si funciona.

Las unidades de distancia para fallas a tierra de la protección por zonas (zona 1 y zona 3) que se encuentran en esta subestación, alcanzan la falla y operan cerrando contactos respectivos en 1,5 Ciclos. La unidad de primera zona energiza el relé de disparo (No 94 ANSI) y hace operar el disyuntor respectivo despejando la falla de manera simultánea con la protección piloto en 4,5 Ciclos. La unidad de tercera zona acciona los temporizadores para las unidades de segunda y tercera zonas, pero porque la falla es despejada muy rápido los temporizadores se restablecen junto a la unidad de tercera zona.

En el extremo Totoras de la línea, la protección de distancia por zonas no funciona.

La unidad de distancia para la primera zona no detecta la falla al estar ésta fuera de su alcance. La tercera zona, en cambio, si alcanza la falla y cierran sus contactos en 1,5 Ciclos y acciona los temporizadores de la segunda y tercera zonas. Pero, porque la falla es despejada muy rápido por la protección piloto, la unidad se restablece al igual que los temporizadores y su efecto queda anulado.

En el segundo circuito de la línea Santa Rosa – Totoras:

Con respecto a la protección piloto:

La unidad de distancia para fallas a tierra de la protección “piloto” de la línea en la subestación Santa Rosa detecta la falla, ya que su alcance se lo permite y se transmite la señal de disparo hacia el extremo remoto de la línea, la subestación Totoras. En cambio, la unidad de distancia en Santa Rosa no alcanza la falla, por cuestiones de direccionalidad, entonces no existe transmisión de señal de disparo hacia el extremo Totoras. Con ello, ninguno de los relés de disparo en los extremos de la línea opera porque no se cumplió con las condiciones para ello.

Con respecto a la protección por zonas:

La protección por zonas no actúa en la subestación Totoras aunque la unidad de tercera zona alcanza la falla y cierra los contactos de los temporizadores pero ambos se restablecen a lo que la falla es despejada, su efecto queda anulado.

En las líneas Santo Domingo – Santa Rosa circuitos uno y dos:

Con respecto a la protección Piloto:

No funciona la protección “piloto” porque las unidades de distancia en la subestación Santa Rosa no detectan la falla por razones de direccionalidad.

Con respecto a la protección por zonas:

La protección por zonas no funciona en la subestación Santo Domingo aunque las unidades de distancia de tercera zona alcanzan la falla, pero se restablecen al igual que los temporizadores con el despeje rápido de la falla. En cambio, del extremo de Santa Rosa, los relés de distancia no alcanzan la falla por cuestiones de direccionalidad.

4.2.6.2. Análisis de Alcance de Unidades de Distancia.

Protección piloto de la línea Santo Domingo – Santa Rosa, Circ. 1:

En la Fig. 4.25, se observa que para la simulación de la contingencia, el relé ubicado en Santo Domingo (DOM_ROS1) detectó la falla en un punto marcado con una “X” dentro de sus respectivas características, y en consecuencia operó cerrando sus contactos y activando la transmisión de la señal de disparo.

Con la tabla 4.24, se comprobó que la impedancia de la falla estuvo dentro del alcance de la unidad de distancia para fallas a tierra del relé, en la subestación Santo Domingo, y operó en 1,5 ciclos.

Tabla 4.24. Alcances e impedancia “vista” por los relés de la protección primaria piloto, caso VI. (*)

Impedancia de la Línea		S/E	Nombre Asignado del Relé	Unidad de Distancia	Alcance para Fallas a Tierra		Impedancia “Vista”		T. Op. (Ciclos)
Ohm. Prim.	Angulo (Grados)				Ohm. Prim.	Angulo (Grados)	Ohms. Prim.	Angulo (Grados)	
38.739	83.1	Santo Domingo	DOM_ROS1	Zona 1	58.78	83.1	50.73	- 47.07	1.5
		Santa Rosa	ROS_DOM1	Zona 1	58.78	83.1	27.70	- 1.93	Inf.

(*) Obtenido del reporte escrito del módulo CG del programa CAPE.

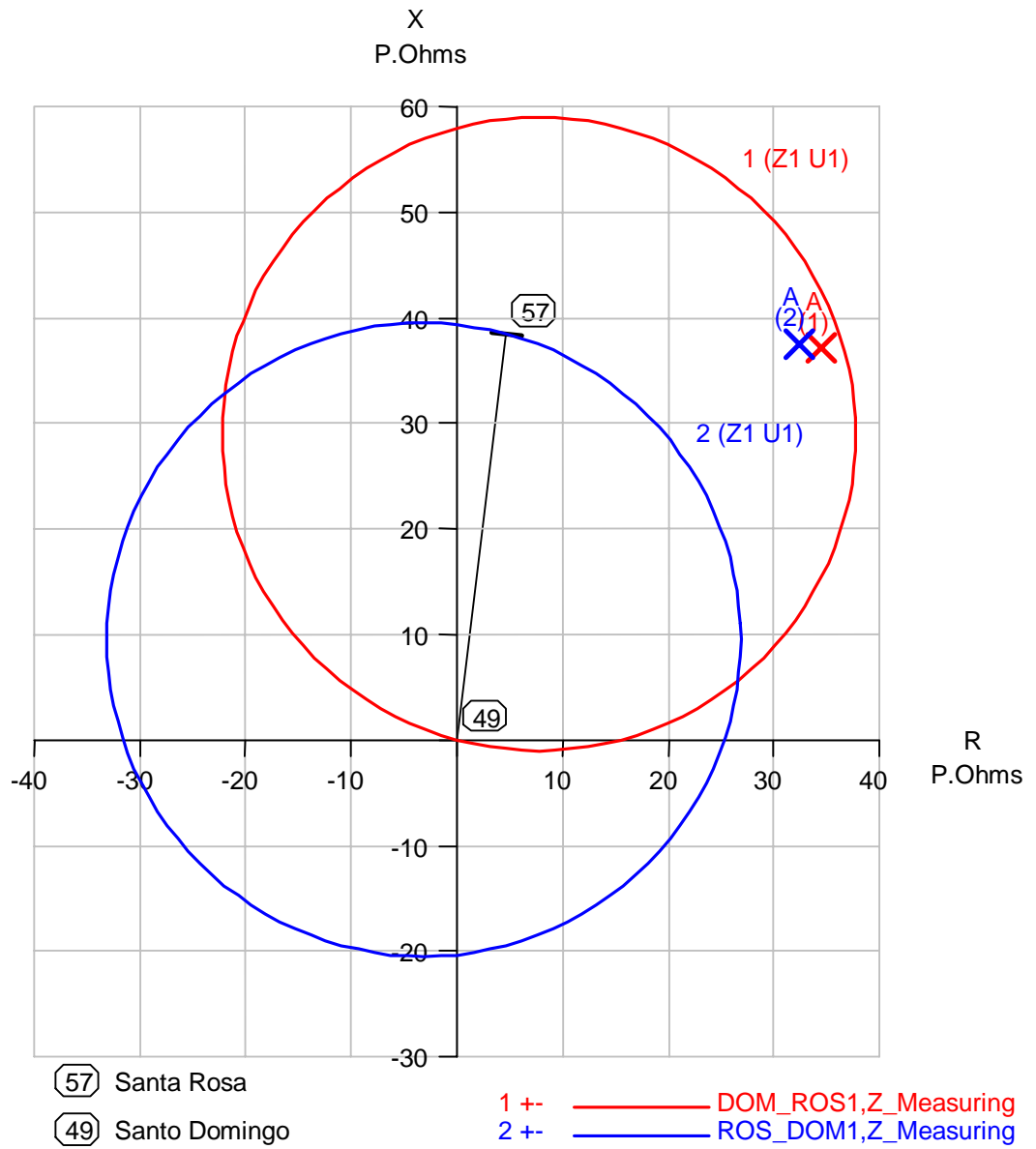


Fig. 4.25. Caso VI, característica R-X del relé de la protección de distancia "Piloto" para fallas a tierra. Línea Santo Domingo - Santa Rosa Circuito 1.

Protección por zonas de la línea Santo Domingo – Santa Rosa, Circ. 1:

Se tienen los gráficos R-X de los relés de la protección “por zonas” de la línea de transmisión Santo Domingo – Santa Rosa circuito 1 (Figs 4.26. y 4.27.). En la tabla 4.25, se muestra que el relé S_DOM_ROS1_G en Santo Domingo detectó la falla en su unidad de distancia de tierra de tercera zona, ello representó un punto dentro de la zona de operación de las características R-X (Fig. 4.26).

En cambio, en el relé S_ROS_DOM1_G en Santa Rosa, la falla “escapó” el alcance de las unidades de distancia para fallas a tierra (Fig. 4.27.) por cuestiones de direccionalidad, pues la falla está ubicada por detrás del sentido de operación de dicho relé.

Tabla 4.25. Alcances e impedancia “vista” por los relés de la protección primaria por zonas, caso VI. (*)

Impedancia de la Línea		S/E	Nombre Asignado del Relé	Unidad de Distancia	Alcance para Fallas a Tierra		Impedancia “Vista”		T. Op. (Ciclos)
Ohm. Prim.	Angulo (Grados)				Ohm. Prim.	Angulo (Grados)	Ohm. Prim.	Angulo (Grados)	
38.739	83.1	Santo Domingo	S_DOM_ROS1_G	Zona 1	31.40	83,1	50.72	47.07	Inf.
				Zona 2	45.29	83,1			Inf.
				Zona 3	66.43	83,1			49.5
		Santa Rosa	S_ROS_DOM1_G	Zona 1	35.82	83,1	26.69	178.07	Inf.
				Zona 2	58.04	83,1			Inf.
				Zona 3	132.66	83,1			Inf.

(*) Obtenido del reporte escrito del módulo CG del programa CAPE.

Con esto se puede concluir con respecto al desempeño de los relés en la línea Santo Domingo – Santa Rosa circuito uno, que la protección “piloto” primaria no opera y se comprobó que no esta diseñada para dar algún tipo de protección para fallas en líneas adyacentes a la línea fallada. La protección primaria “por zonas” podría funcionar solamente del lado de

Santo Domingo, como protección de respaldo remoto para este caso, siempre y cuando las protecciones de la línea fallada y de la barra Santo Rosa 230 KV no operen, lo cual sería poco probable.

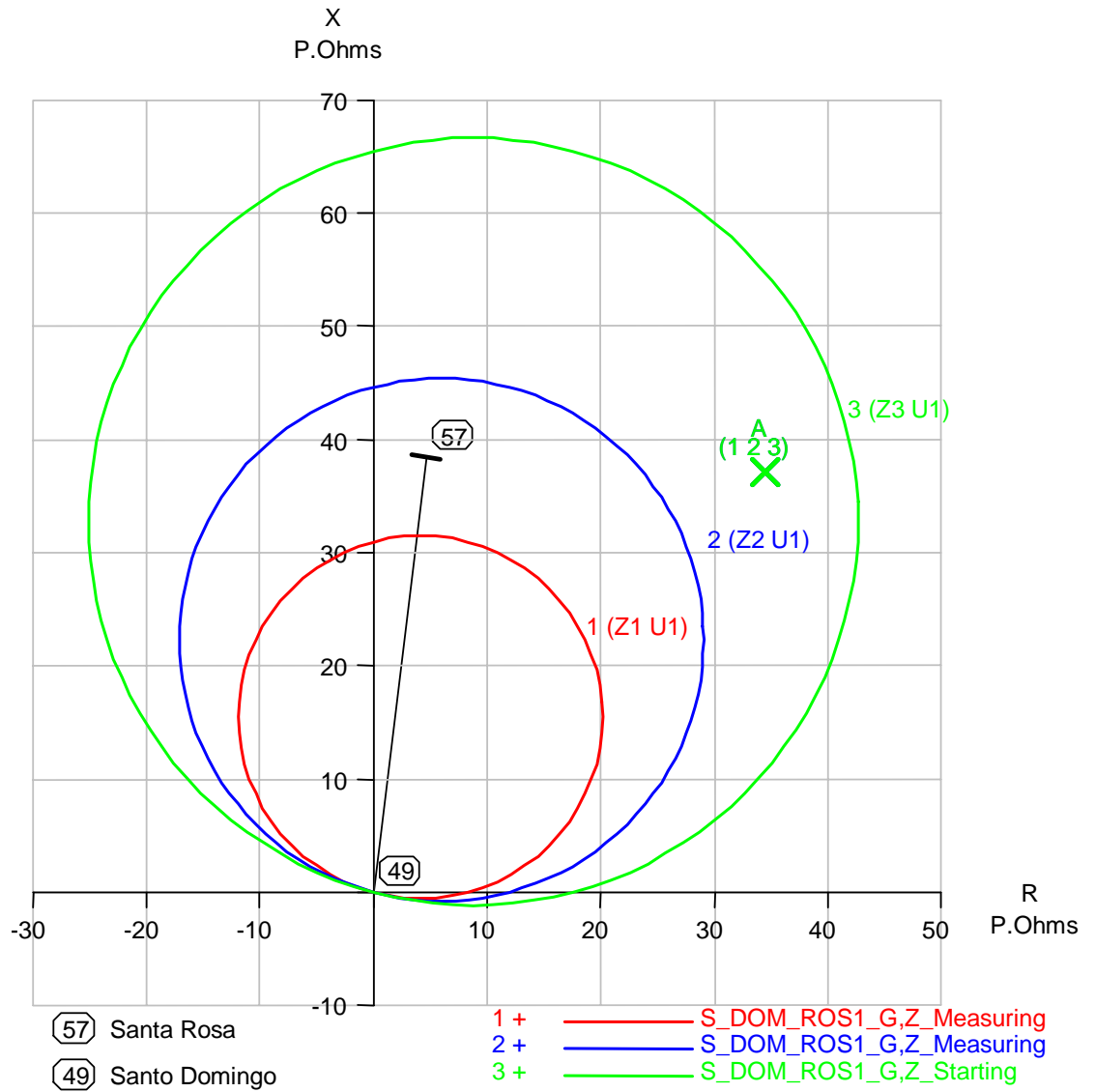


Fig. 4.26. Caso IV, característica R-X del relé de la protección de distancia “por zonas” para fallas a tierra. Subestación Santo Domingo.

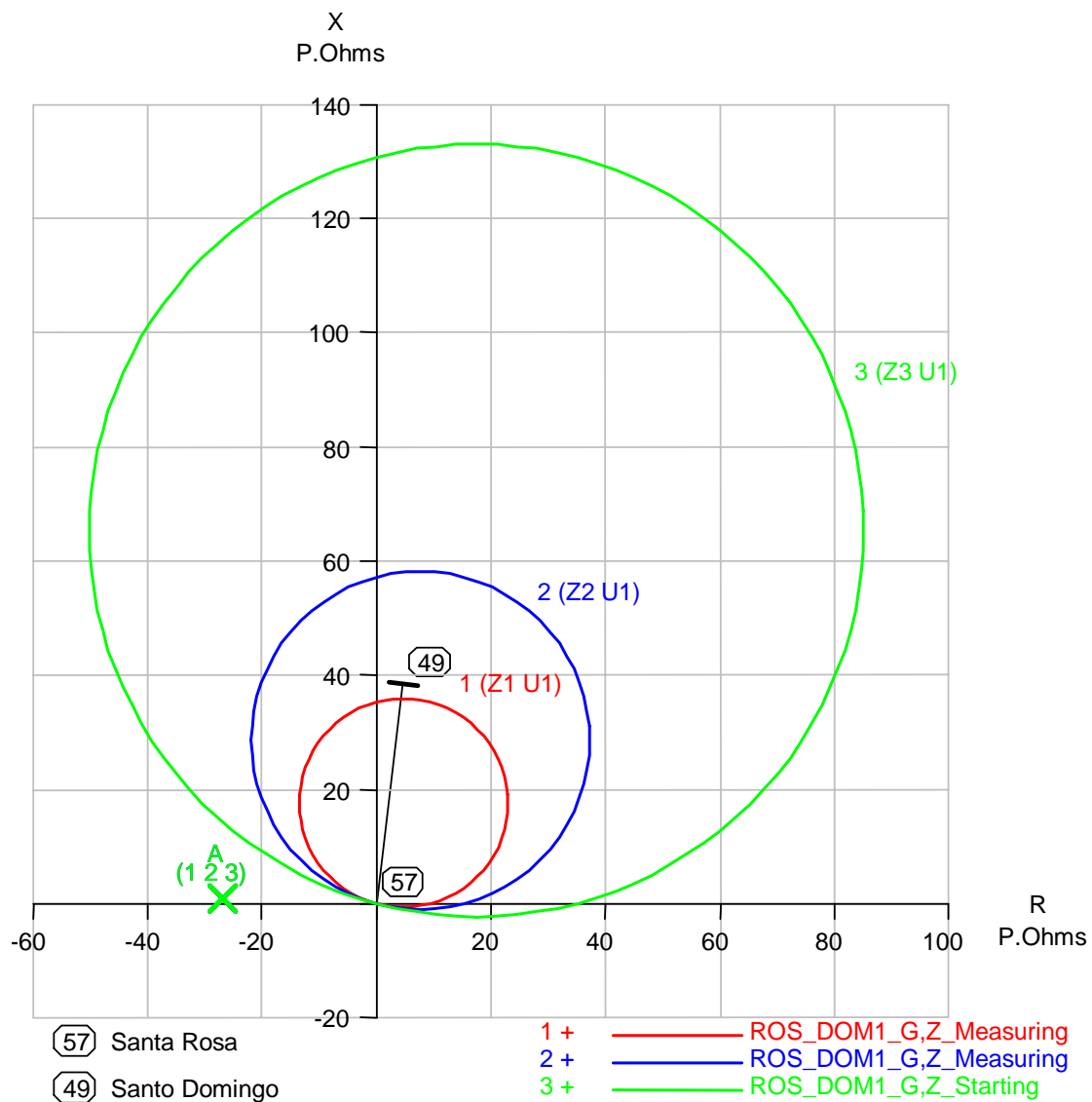


Fig. 4.27. Caso VI, característica R-X del relé de la protección de distancia “por zonas” para fallas a tierra. Subestación Santa Rosa.

CAPITULO 5

SIMULACION Y ANALISIS DEL SISTEMA DE PROTECCIÓN DE LINEAS DE LA UNIDAD DE TRANSMISION NORTE (UTN) A NIVEL DE 138 KV.

5.1. Introducción.

Este capítulo es dedicado al estudio del comportamiento del sistema de protección de líneas de transmisión a nivel de 138 KV de la Unidad de Transmisión Norte (UTN) del Sistema Nacional de Transmisión (SNT), para lo cual primero se procedió al ingreso a la base de datos del SNT de los elementos que constituyen las diferentes zonas de protección de líneas de la UTN, como son relés, disyuntores, transformadores de corriente y transformadores de potencial. Luego se seleccionó las líneas en las cuales se realizó el estudio siendo escogidas las líneas Ambato – Totoras porque tiene un tipo de protección distinta a las demás líneas de la zona que es la protección de sobrecorriente direccional, permite probar la coordinación con la protección de respaldo de distancia desde Pucara y la línea Vicentina – Latacunga por su ubicación ya que es una línea central dentro de la zona, para probar el esquema de protección de distancia por zonas.

Antes de realizar las simulaciones se estableció condiciones de inicio y particularidades de la simulación como son utilizar las soluciones de flujo de potencia y reactancias subtransientes de los generadores y sistemas equivalentes para el calculo de cortocircuito, la profundidad para el área de

simulación, el tipo de reporte de cada paso de simulación. Las simulaciones comprenden solo protecciones de líneas y se asume que los demás tipos de protecciones están fuera de servicio.

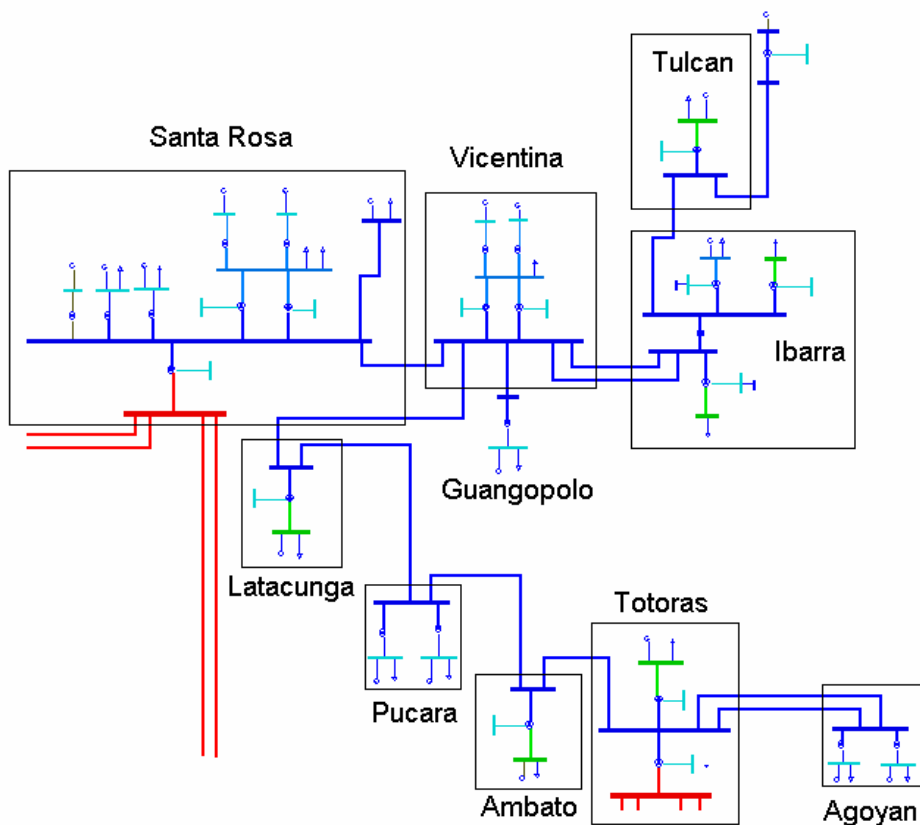


Fig. 5.1. Área de estudio

En lo que respecta al código de lógica de contactos en este estudio se utilizan dos expresiones distintas “SOBRECORRIENTE_DIRECCIONAL_138KV” y “SECUNDARIA_DISTANCIA”.

En las líneas que usan el esquema de protección de distancia por zonas se usó como código de lógica de contactos la expresión “SECUNDARIA_DISTANCIA” que corresponde a la siguiente lógica:

PP_ZN1 or (PP_ZN2 and PP_ZN2T) or (PP_ZN3 and PP_ZN3T) or PG_ZN1
or (PG_ZN2 and PG_ZN2T) or (PG_ZN3 and PG_ZN3T)

Donde:

PP_ZN1: Unidad de distancia de fase de la protección secundaria, zona 1.

PP_ZN2: Unidad de distancia de fase de la protección secundaria, zona 2.

PP_ZN2T: Temporizador de la unidad de distancia de fase de la protección secundaria, zona 2.

PP_ZN3: Unidad de distancia de fase de la protección secundaria, zona 3.

PP_ZN3T: Temporizador de la unidad de distancia de fase de la protección secundaria, zona 3.

PG_ZN1: Unidad de distancia de tierra de la protección secundaria, zona 1.

PG_ZN2: Unidad de distancia de tierra de la protección secundaria, zona 2.

PG_ZN2T: Temporizador de la unidad de distancia de tierra de la protección secundaria, zona 2.

PG_ZN3: Unidad de distancia de tierra de la protección secundaria, zona 3.

PG_ZN3T: Temporizador de la unidad de distancia de tierra de la protección secundaria, zona 3.

Es decir disparara el disyuntor si se operan los contactos de zona 1 o los contactos de la zona 2 y 3 estos últimos con sus respectivos elementos de retardo de tiempo como ya fue explicado en la sección 3.2.3.

El código de lógica de contactos "SOBRECORRIENTE_DIRECCIONAL_138KV" se describe en la sección 5.2.

5.2. Estudio de la Protección de Sobrecorriente de la Línea de Transmisión Ambato – Totoras para Fallas de Cortocircuito.

Se escogió la línea Ambato – Totoras para realizar el estudio de la protección de sobrecorriente con las condiciones de carga y generación ya establecidas en el flujo de potencia de la sección 2.4.

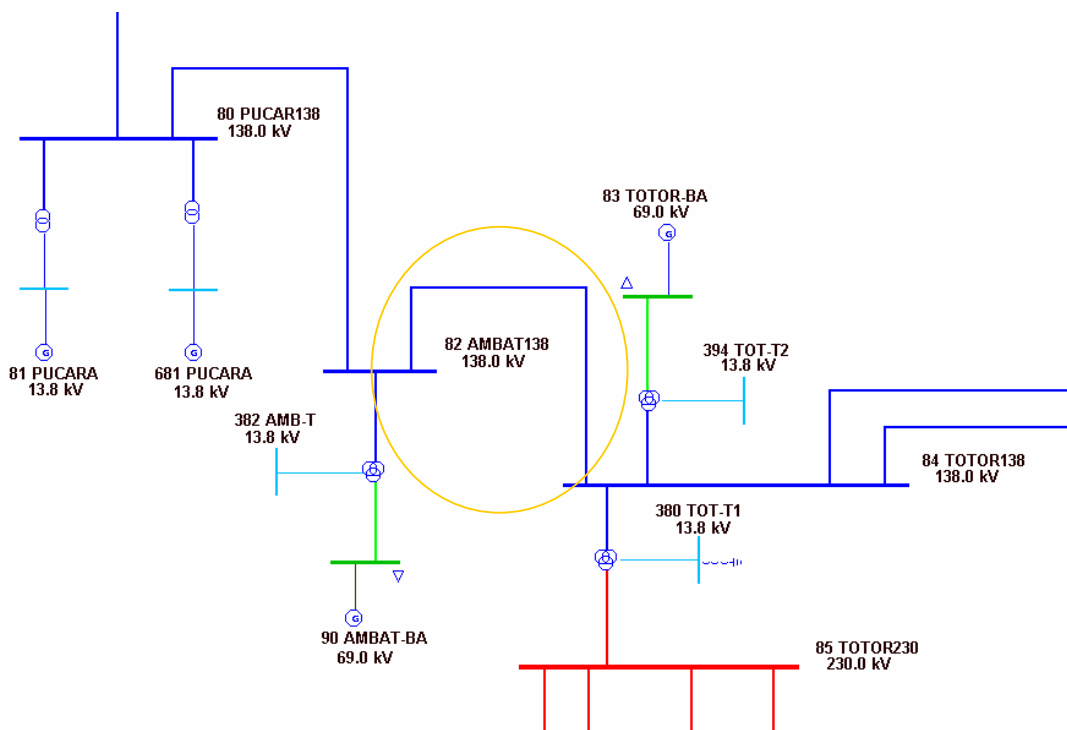


Fig. 5.2. Línea de Transmisión Ambato – Totoras y área de influencia.

Ambos extremos de la línea están protegidos con el mismo esquema, en el cual la protección de fase y de tierra están dadas por relés tipo CDD descritos en la sección 3.3.2, este tipo de relé consta de tres elementos; un instantáneo de sobrecorriente, uno de sobrecorriente de tiempo inverso y un direccional que controla a los dos primeros, es decir para que cualquiera de los elementos de sobrecorriente pueda actuar debe haberlo hecho primero el direccional.

La protección primaria de la línea Ambato – Totoras presenta dos esquemas de protección. Posee una protección de tipo piloto, considerada como protección “Primaria”, por medio de unidades de sobrecorriente instantánea que dan protección al 100% de la línea Ambato – Totoras. Para que se produzca el disparo de un disyuntor en la línea, la unidad direccional debe actuar, la magnitud de la corriente debe ser lo suficientemente elevada para producir la operación de las unidades instantáneas y a su vez se debe recibir una señal de disparo desde el otro extremo de la línea, la señal piloto de disparo se envía cuando operan la unidades de sobrecorriente instantáneas. Las unidades de sobrecorriente de tiempo inverso corresponden a la protección denominada “Secundaria”, no emplean piloto pero proveen protección de respaldo remoto para fallas fuera de la línea. En la figura 5.3 se muestra en un diagrama tiempo-distancia la característica de operación de los relés de un lado de la línea.

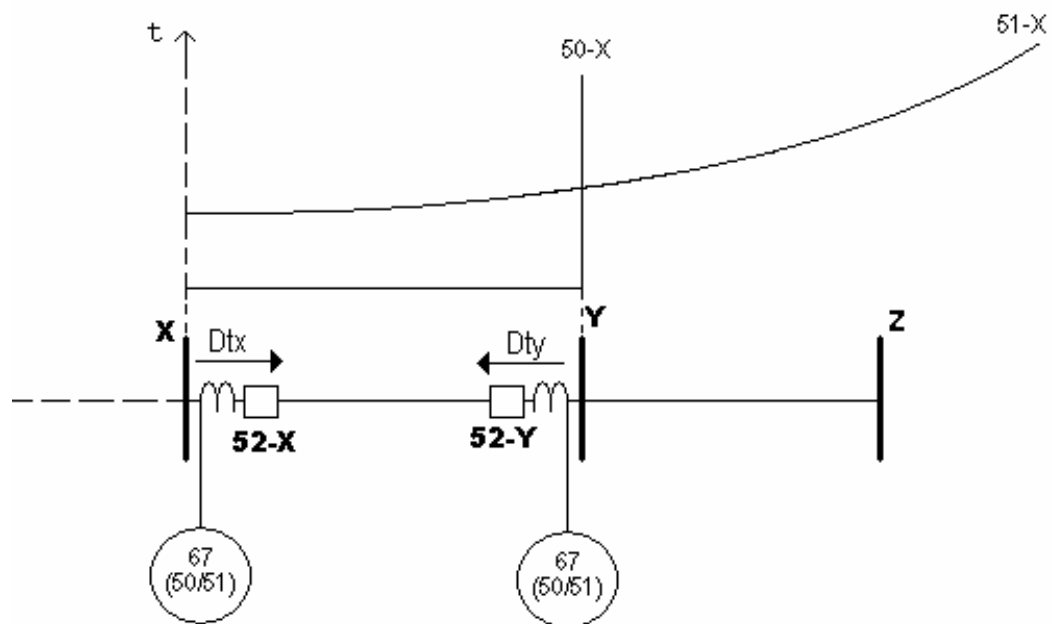


Fig. 5.3. Esquema de protección direccional de sobrecorriente para un extremo de línea.

D_{tx} y D_{ty} son las direcciones de disparo de las unidades direccionales (67) para las subestaciones X y Y respectivamente. Las unidades instantáneas de la subestación X son representadas por el término 50-X y las de tiempo inverso por el término 51-X.

El esquema de la protección piloto es la mostrada en la figura 5.4.

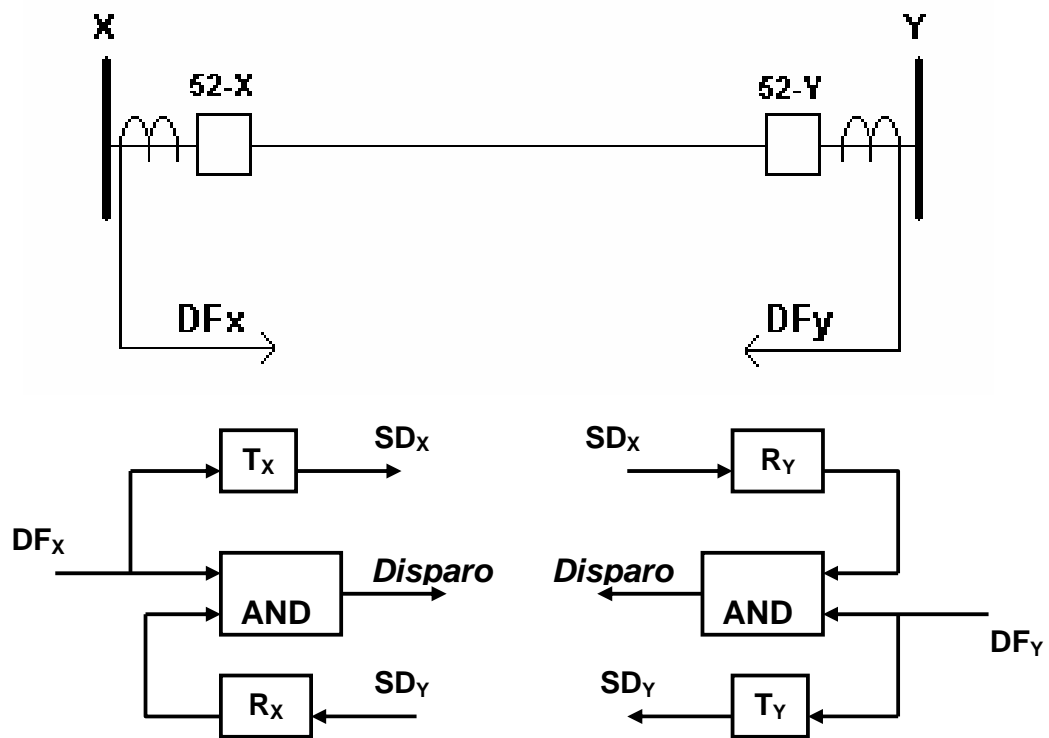


Fig. 5.4. Esquema de protección piloto de sobrecorriente instantánea.

Donde:

DF_x y DF_y : Son unidades de sobrecorriente instantáneas (detectoras de fallas en la línea), ubicadas en las subestaciones X y Y, respectivamente.

SD_x y SD_y : Son señales de disparo transmitidas desde las subestaciones X y Y, respectivamente.

T_X y T_Y : Son unidades transmisoras de señales de disparo, en las subestaciones X y Y, respectivamente.

R_X y R_Y : Son unidades receptoras de señales de disparo, en las subestaciones X y Y, respectivamente.

Para implementar este esquema de protección en nuestra base de datos, se ingresaron en las LZOPs de los extremos de cada línea, los siguientes elementos:

- Unidades direccionales de sobrecorriente monofásicas de característica instantánea y de tiempo inverso para protección contra fallas de fases (PHA, PHB, PHC) y contra fallas a tierra (GND).
- Elementos auxiliares para ejecutar la función de transmisor, nombrados "TRANSMITTER_PHA", "TRANSMITTER_PHB", "TRANSMITTER_PHC" y "TRANSMITTER_GND". Operan con la supervisión de la unidad instantánea correspondiente a la fase respectiva o la protección de tierra de la misma LZOP.
- Elementos auxiliares para ejecutar la función de receptor, codificados como RCVR_PHA, RCVR_PHB, RCVR_PHC y RCVR_GND, que están bajo la supervisión del elemento "TRANSMITTER" respectivo del otro extremo de la línea.

En esta línea se utilizó como código de lógica de contactos la expresión "SOBRECORRIENTE_DIRECCIONAL_138KV", la que se describe en la siguiente tabla:

Tabla 5.1. Códigos de Lógica de Contactos Utilizados.

Nombre	Código de Lógica de Contactos
PRIMARIA_SOBRECORRIENTE	((DIR_GND_IOC and RCVR_GND) or (DIR_PHA_IOC and RCVR_PHA) or (DIR_PHB_IOC and RCVR_PHB) or (DIR_PHC_IOC and RCVR_PHC))
SECUNDARIA_SOBRECORRIENTE	(DIR_GND_TOC or DIR_PHA_TOC or DIR_PHB_TOC or DIR_PHC_TOC)
SOBRECORRIENTE _DIRECCIONAL_138KV	(PRIMARIA_SOBRECORRIENTE or SECUNDARIA _ SOBRECORRIENTE)

Donde:

DIR_GND_IOC: Elemento de sobrecorriente instantáneo de tierra.

DIR_GND_TOC: Elemento de sobrecorriente de tiempo inverso de tierra.

DIR_PHA_IOC: Elemento de sobrecorriente instantáneo para la fase A.

DIR_PHA_TOC: Elemento de sobrecorriente de tiempo inverso para fase A.

DIR_PHB_IOC: Elemento de sobrecorriente instantáneo para la fase B.

DIR_PHB_TOC: Elemento de sobrecorriente de tiempo inverso para fase B.

DIR_PHC_IOC: Elemento de sobrecorriente instantáneo para la fase C.

DIR_PHC_TOC: Elemento de sobrecorriente de tiempo inverso para fase C.

RCVR_GND: Unidad auxiliar de la protección (piloto), actúa cuando recibe la señal de disparo del extremo remoto de la línea por fallas de tierra.

RCVR_PHA: Unidad auxiliar de la protección (piloto), actúa cuando recibe la señal de disparo del extremo remoto de la línea por fallas en la fase A.

- RCVR_PHB: Unidad auxiliar de la protección (piloto), actúa cuando recibe la señal de disparo del extremo remoto de la línea por fallas en la fase B.
- RCVR_PHC: Unidad auxiliar de la protección (piloto), actúa cuando recibe la señal de disparo del extremo remoto de la línea por fallas en la fase C.

5.2.1 Determinación de los tipos de falla que produce los valores mínimo y máximo de corriente de cortocircuito en la línea de estudio.

En esta sección se determinan las fallas que producen los valores máximo y mínimo de corrientes en los extremos de la línea Ambato – Totoras para una condición de operación del sistema con demanda máxima en época lluviosa ya que las simulaciones de cortocircuito emplean la solución de flujo de potencia establecido en el capítulo 2 como condiciones iniciales.

Las fallas aplicadas fueron una fase a tierra, dos fases a tierra, fase a fase y trifásica, aplicadas en ambos extremos de la línea Ambato – Totoras. En CAPE las fallas aplicadas al principio de las líneas se las denomina “Close-in”. La línea es de un sólo circuito y tiene una longitud de 7Km., con una impedancia de $3.7 @ 72.31$ Ohmios.

La línea presentó al momento de aplicar las fallas un flujo de potencia activa desde Totoras hacia Ambato de 47.22 MW y un flujo de potencia reactiva desde Ambato hacia Totoras de 8.19 MVAR, dando un flujo de corriente de 197.86 A desde Totoras hacia Ambato.

La tabla 5.2 muestra los resultados de las simulaciones de cortocircuito en CAPE.

Tabla 5.2. Resultados de cortocircuitos en la línea Ambato – Totoras.

Extremo de Línea	Corriente Máxima		Corriente Mínima	
	Ubicación y tipo de falla	Magnitud (A)	Ubicación y tipo de falla	Magnitud (A)
Ambato	Close-in SLG en Ambato	2887.97	Close-in TPH en Totoras	1373.07
Totoras	Close-in SLG en Totoras	6822.99	Close-in TPH en Ambato	3665.07

SLG: Falla de una fase a tierra, TPH: Falla trifásica.

La tabla anterior nos indica que:

- La máxima corriente vista desde el lado de Ambato la produce una falla de una fase a tierra ubicada al principio de la línea en la Subestación Ambato.
- La máxima corriente vista desde Totoras la causa una falla de una fase a tierra situada al comienzo de la línea en la Subestación Totoras
- La mínima corriente vista desde Ambato la produce una falla trifásica ubicada al principio de la línea en la Subestación Totoras.
- La mínima corriente vista desde Totoras la causa una falla trifásica situada al comienzo de la línea en la Subestación Ambato.

5.2.2 Simulación y análisis de la protección.

La protección de la línea Ambato - Totoras es analizada ante las fallas determinadas en la sección 5.2.1 y también ante una falla de dos fases a tierra ya que comprende tanto fallas con corriente de cortocircuito entre fases y fallas con corrientes a tierra. La falla de dos fases a tierra es ubicada en el extremo de Totoras porque en ese punto se producen las mayores corrientes de cortocircuito para ese tipo de falla en la línea. La simulación sólo contempla protección de respaldo de la línea Ambato – Totoras para la posición de Ambato en Pucará donde se encuentran relés GCX51A para protección de fase y GCXG51 para protección de tierra. La línea Pucará – Ambato tiene una impedancia $14.28 @74.85$ Ohmios; la segunda zona de protección de la línea está ajustada al 111 % y la tercera zona al 145 % aproximadamente. La impedancia de la línea Ambato – Totoras es de $3.7 @72.31$ Ohmios.

Los resultados de las simulaciones de los módulos de SC, SS y CG se muestran en el Anexo 5.

Los relés involucrados en la simulaciones de la línea Ambato – Totoras se muestran en la tabla 5.3.

Tabla 5.3. Relés involucrados en las simulaciones en la línea Ambato – Totoras.

S/E	Nombre Asignado del relé	Tipo de Protección	Unidad de Distancia	Designación de la unidad
Pucará	PUC-AMB-PH	Fase	Zona 1	PP_ZN1
			Zona 2	PP_ZN2
			Zona 3	PP_ZN3
	PUC-AMB-G	Tierra	Zona 1	PG_ZN1
			Zona 2	PG_ZN2
			Zona 3	PG_ZN3
Ambato	AMB-TOT-PHA	Fase A	-	-
	AMB-TOT-PHB	Fase B	-	-
	AMB-TOT-PHC	Fase C	-	-
	AMB-TOT-GND	Tierra	-	-
Totoras	TOT-AMB-PHA	Fase A	-	-
	TOT-AMB-PHB	Fase B	-	-
	TOT-AMB-PHC	Fase C	-	-
	TOT-AMB-GND	Tierra	-	-

Caso 1. Falla de una fase a tierra.

a) “Close-in” en Ambato: Esta falla es aclarada en un solo paso y el tiempo que demora en despejarse la falla es de 5.5 ciclos (91.67 mS) .

Esta falla produce la operación del elemento direccional de fase A y de tierra en un ciclo (16.677 mS), y con valores de corrientes de 2887.97A, 460.01A y 464.49 A en las fases A, B y C de la línea respectivamente y una corriente neutral de 3457.3 A en el extremo de Ambato, después

se accionan los elementos de sobrecorriente instantáneo de la fase A y de tierra, operando en 1.5 ciclos (25 mS), causando la transmisión de la señal de disparo al otro extremo de la línea. En la figura 5.5 se muestran las curvas de los relés direccionales de sobrecorriente que operaron.

En el lado de Totoras al momento de producirse la falla ya habían operado todos los elementos direccionales de fase, operando el elemento direccional de tierra en un ciclo después de ocurrida la falla. El cortocircuito produce corrientes de 4360.3 A, 458.8 A y 463.7 A en las fases y una corriente neutral de 3790.9 A, causando la operación del elemento de sobrecorriente instantáneo de fase A y el envío de la señal de disparo a los 1.5 ciclos de ocurrida la falla y después la actuación del elemento de sobrecorriente instantáneo de tierra en un ciclo. En la figura 5.6 se muestran las curvas de los relés direccionales de sobrecorriente para la fase A y de tierra.

La operación de elementos instantáneos de sobrecorriente y la existencia de una señal piloto de disparo en ambos extremos de la línea a los 2.5 ciclos, sumado al tiempo de apertura de los disyuntores de 3 ciclos (50 mS) y considerando despreciable el tiempo de transmisión de la señal de disparo, resulta en la apertura simultánea de los extremos de la línea Ambato – Totoras a los 5.5 ciclos de ocurrida la falla.

b) “Close-in” en Totoras: Esta falla produce una respuesta similar en las protecciones de la línea a la anterior. La falla es despejada en un solo paso por medio de la protección piloto en un tiempo de 5.5 ciclos por la acción de elementos instantáneos de sobrecorriente y considerando despreciable el tiempo de transmisión de la señal de disparo.

Esta falla produce la operación del elemento direccional de fase A, del de fase C y del de tierra en un ciclo (16.677 mS), y con valores de corrientes de 2222.84 A, 382.91 A y 129.28 A en las fases A, B y C de la línea respectivamente y de 1848.5 A de corriente neutral en el extremo de Ambato, operan después los elementos de sobrecorriente instantáneo de la fase A y de tierra en 1.5 ciclos (25 mS), causando la transmisión de la señal de disparo al extremo de Totoras de la línea. Se observa que en la fase C circula una corriente menor que la corriente antes de producirse la falla, pero la magnitud de la corriente en la fase A es la que produce el disparo. En la figura 5.7 se muestran las curvas del relé direccional de sobrecorriente para la fase A y del de tierra.

En el lado de Totoras ya habían operado los elementos direccionales de fase al momento de producirse el cortocircuito. En presencia de la falla actúa el elemento direccional para fallas a tierra en un ciclo y se vuelve inoperante el elemento direccional para la fase C. En este extremo de la línea se tienen corrientes de 6822.9 A, 382.9 A y 128.5 A en las fases y una corriente neutral de 7192.8 A, produciéndose la operación del elemento de sobrecorriente instantáneo de fase A y el envío de la señal de disparo en 1.5 ciclos después de ocurrida la falla, después opera el elemento de sobrecorriente instantáneo de tierra un ciclo. En la figura 5.8 se muestran las curvas de los relés direccionales de sobrecorriente para la fase A y de tierra.

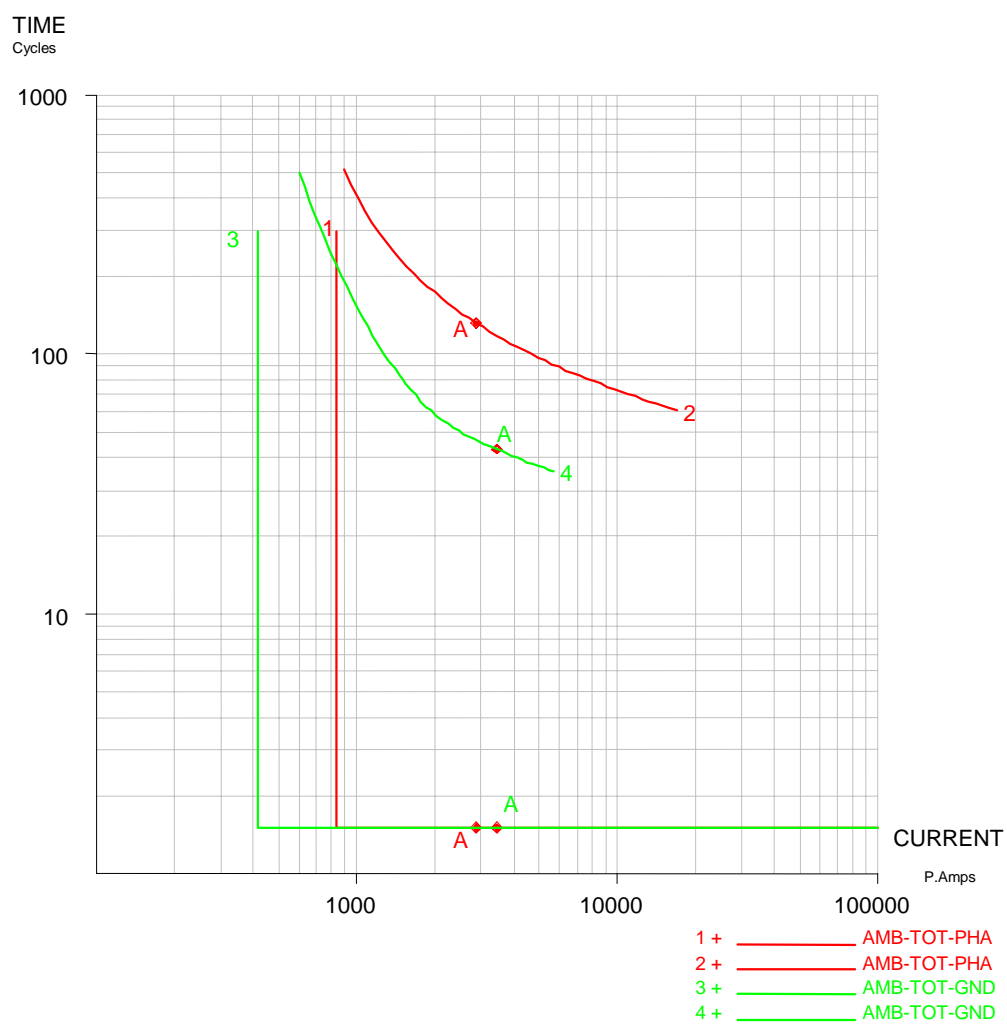


Fig. 5.5. Curvas Tiempo – Corriente de los relés para fase A y de tierra de la subestación Ambato y ubicación de la falla de una fase a tierra al principio de la línea desde Ambato.

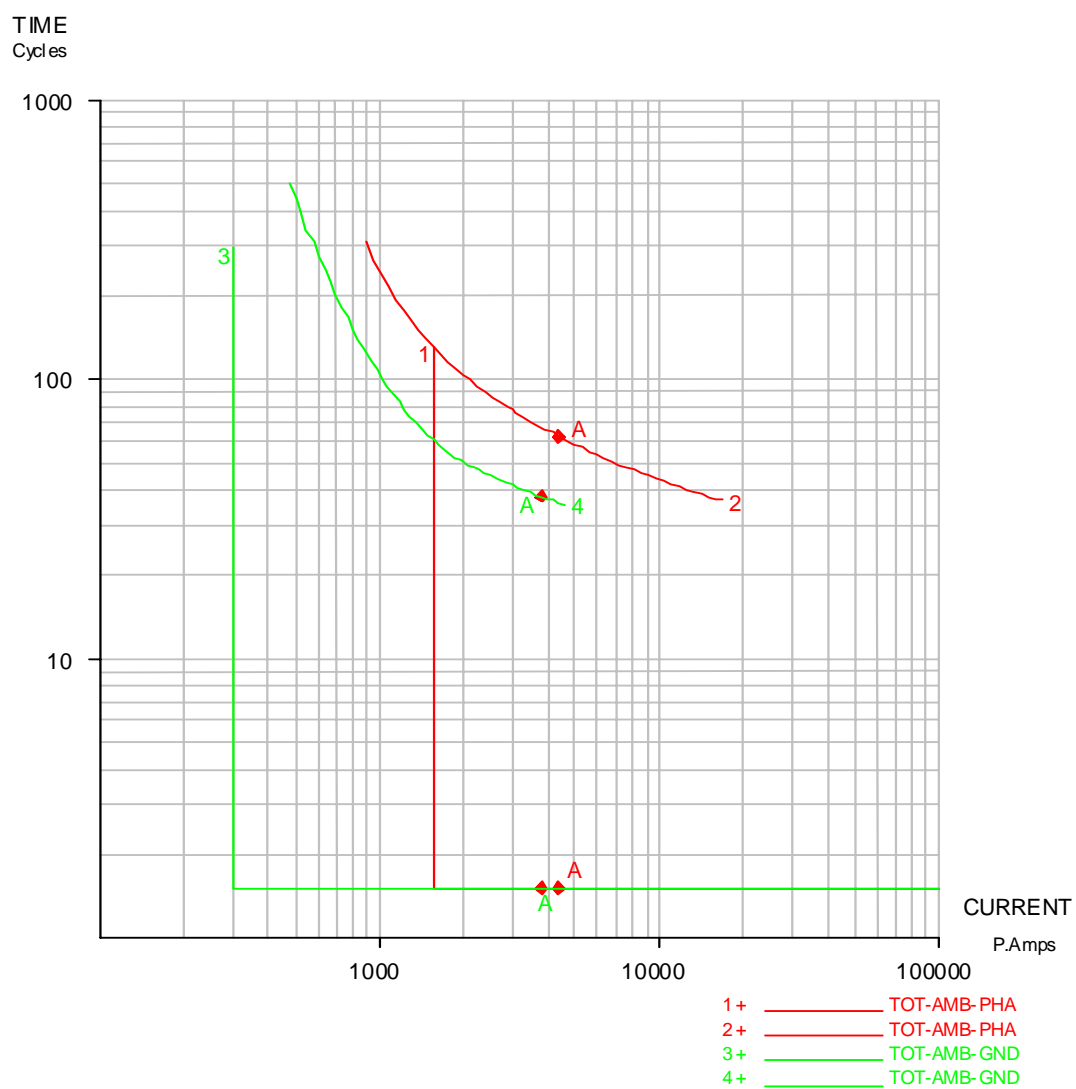


Fig. 5.6. Curvas Tiempo – Corriente de los relés para fase A y de tierra de la subestación Totoras y puntos de ubicación de la falla de una fase a tierra a principio de línea desde Ambato

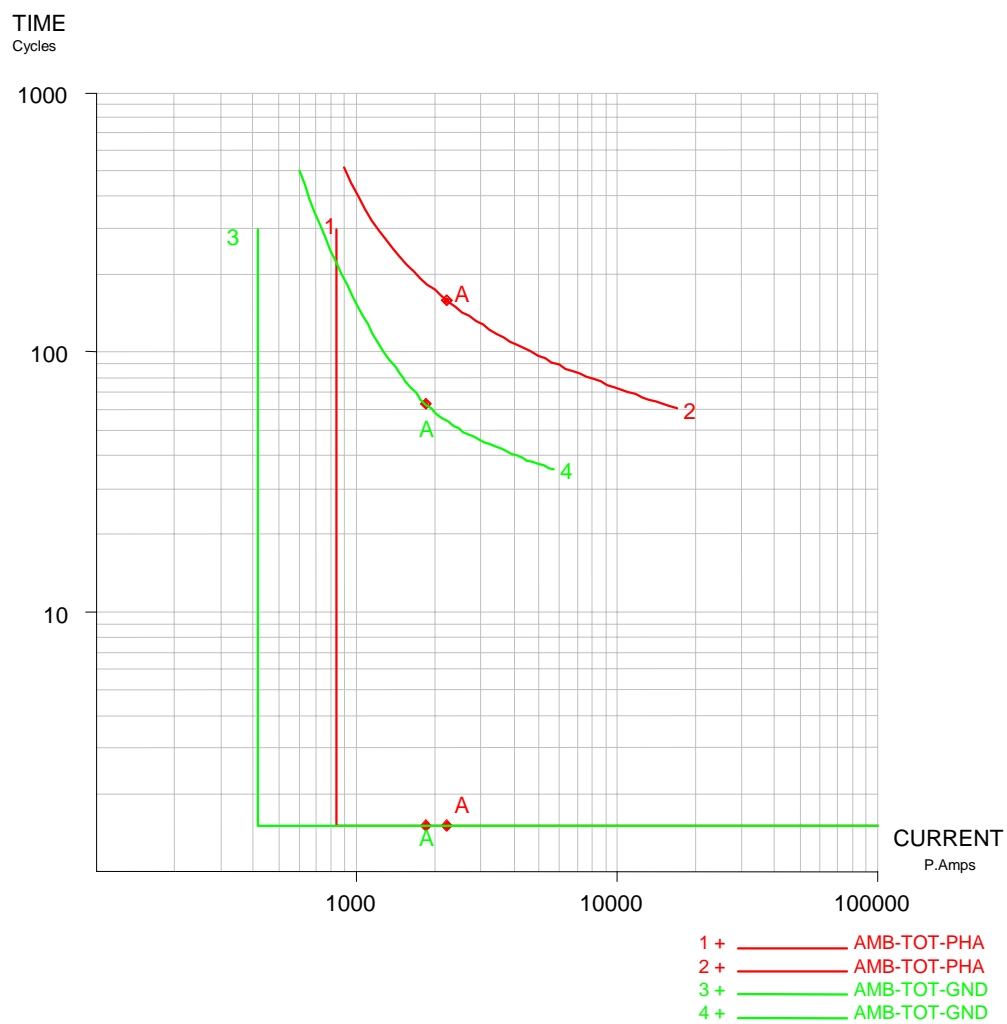


Fig. 5.7. Curvas Tiempo – Corriente de los relés para fase A y de tierra de la subestación Ambato y ubicación de una falla de una fase a tierra al principio de la línea desde Totoras.

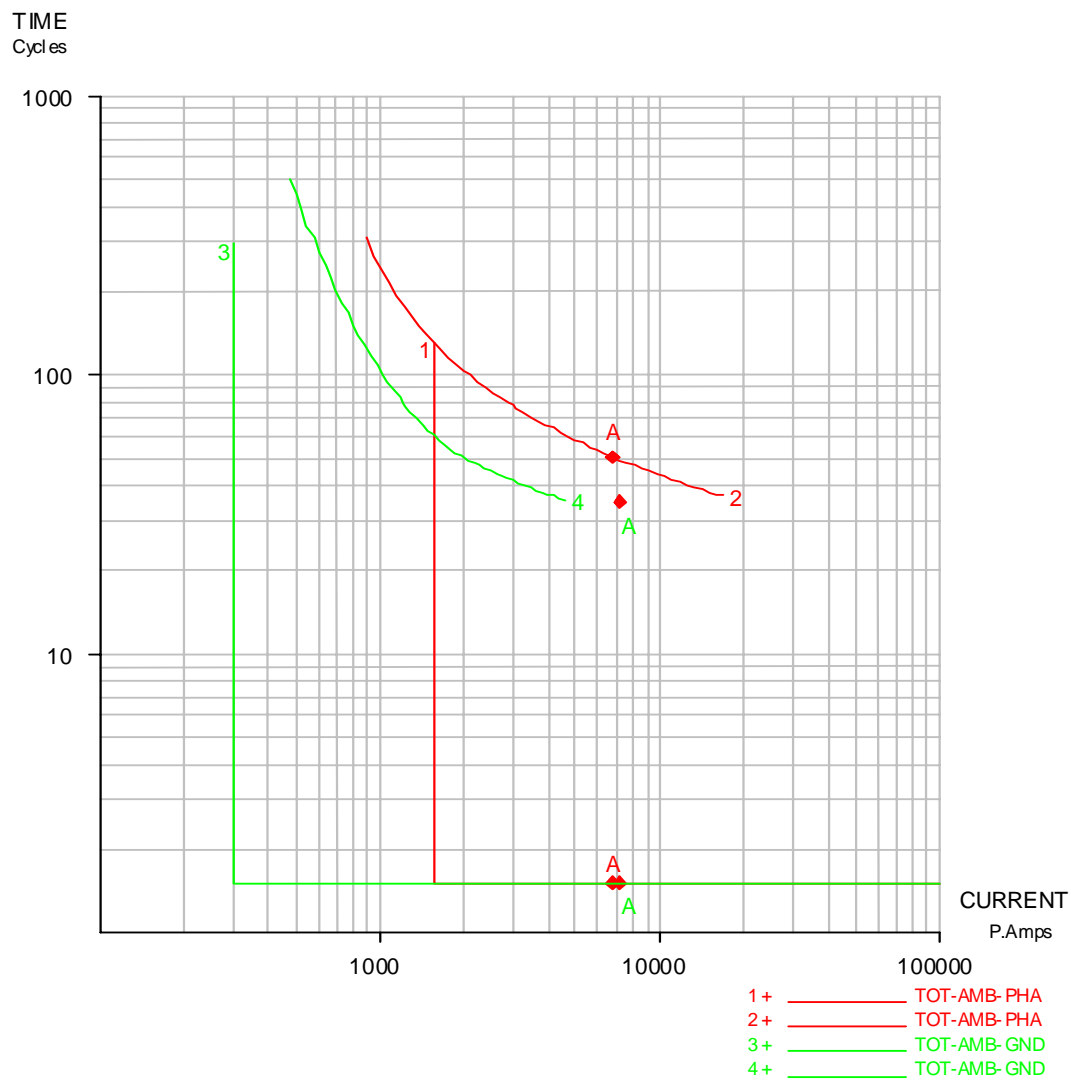


Fig. 5.8. Curvas Tiempo – Corriente de los relés para fase A de tierra de la subestación Totoras y ubicación de la falla de una fase a tierra al principio de la línea desde Totoras.

Caso 2. Falla trifásica.

a) **“Close-in” en Ambato:** En presencia de esta falla se produce el disparo de la protección de respaldo en la subestación Pucará ocasionando la apertura de la línea Pucará – Ambato desde el lado de Pucará a los 22.5 ciclos (375 mS) y luego la operación de la protección primaria desde el lado de Totoras abriendo su posición a los 70.6 ciclos.

En el lado de Ambato no opera ningún elemento de protección sólo los receptores de señal piloto, esto se debe a que el cortocircuito reduce a cero la magnitud del voltaje en la barra de la subestación, haciendo inoperante las unidades direccionales de los relés de sobrecorriente que trabajan con voltaje de polarización de 2.2 Voltios.

En Pucará ocurre la respuesta de los relés de fase y tierra denominados PUC-AMB-PH y PUC-AMB-G respectivamente. Las unidades de tercera zona, que son direccionales y de arranque para las unidades de primera y segunda zona, operan en 1.5 ciclos (25 mS), instantáneamente actúa la unidad de segunda zona del relé de tierra y después opera la segunda zona del relé de fase en un tiempo de 1.5 ciclos, viendo ambos una impedancia de 14.29 @74.84 Ohmios. Debido al retardo para la protección de segunda zona, la protección de tierra ordenará el disparo del disyuntor a los 19.5 ciclos (325 mS) de presentado el cortocircuito y la de fase a los 21 ciclos (350 mS), produciéndose la apertura de la línea Pucará – Ambato por medio del disyuntor en Pucará a los 22.5 ciclos (3 ciclos después que actuó la protección de tierra). En la figura 5.9 se muestran las características de operación de los elementos involucrados en el disparo de esta protección de respaldo.

En la subestación Totoras ya habían operado los elementos direccionales de fase, produciéndose la operación de las unidades instantáneas en un tiempo de 1.5 ciclos al pasar corrientes de 3665.07 A en este lado de la línea, esto causa el envío de la señal piloto de disparo hacia Ambato pero no existiendo señal de disparo de Ambato hacia Totoras se vuelve inoperante la protección piloto de la línea. Al no operar la protección piloto, las unidades de sobrecorriente de tiempo inverso ordenan en disparo a los 67.6 ciclos (1.126 S), abriendo el disyuntor de Totoras a los 70.6 ciclos (1.177 S). En las figura 5.10 y 5.11 se muestran las curvas de los relés de fase de esta subestación antes y después de la apertura en Pucará.

b)“Close-in” en Totoras: La ocurrencia de esta falla sólo ocasiona el disparo de la protección de respaldo remoto de Pucará a los 52.5 ciclos (825 mS).

En la subestación Ambato ocurre la respuesta de los elementos direccionales de los tres relés de fase en un ciclo, produciéndose después la operación de las unidades instantáneas en 1.5 ciclos al pasar corrientes de 1373.1 A en este lado de la línea, esto causa el envío de señales de disparo a la subestación Totoras a los 2.5 ciclos de ocurrida la falla. No existe señal piloto de disparo que llegue a Ambato, por lo que la protección de sobrecorriente instantánea no llega a operar, quedando sólo la protección de sobrecorriente de tiempo inverso que operaría en 255 ciclos (4.25 S) incluyendo el tiempo de apertura de los disyuntores. La operación de la protección de Pucará modifica las condiciones del sistema y vuelve inoperante a las unidades de sobrecorriente de tiempo inverso, inhibiéndose el disparo en la subestación de Ambato. En la figura 5.12 se muestran las curvas de los relés de fase de esta subestación para el primer paso.

En Pucará se acciona la protección de respaldo de los relés de fase y tierra de tercera zona. Las unidades actúan en 1.5 ciclos al observar una impedancia de 17.92 @73.70 Ohmios y 48 ciclos (800 mS) después debido a la acción de los temporizadores se ordena el disparo, abriendo el disyuntor de Pucará a los 52.5 ciclos (875 mS). En la figura 5.13 se muestra las características de las unidades de tercera zona de fase y tierra antes de la operación de la protección primaria.

En Totoras el cortocircuito hace inoperante a los elementos direccionales y esto inhibe la protección piloto de la línea.

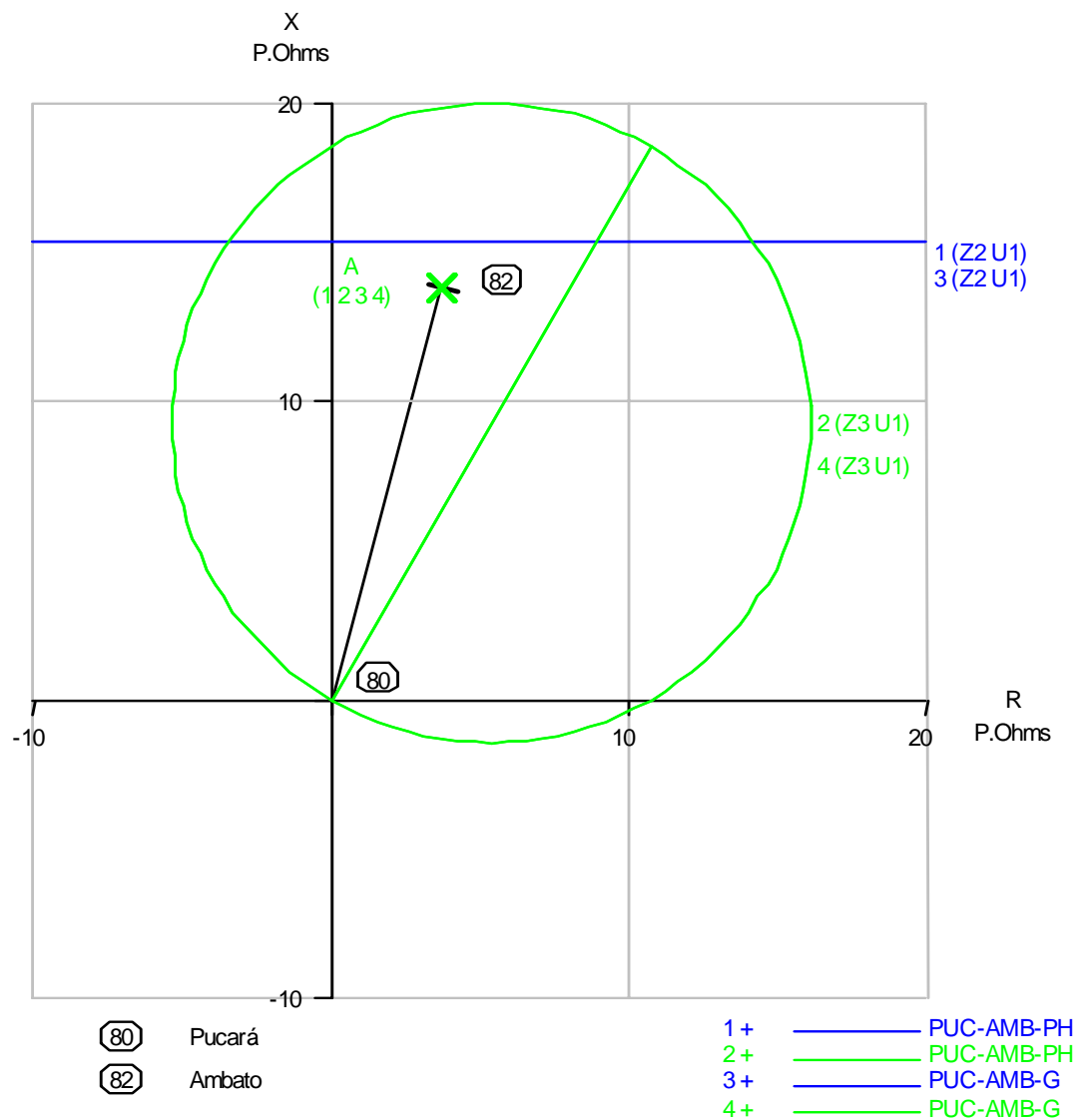


Fig. 5.9. Características R – X de los relés de fase y de tierra, zona 2 y 3 de la subestación Pucará ante falla trifásica en el extremo de Ambato de la línea.

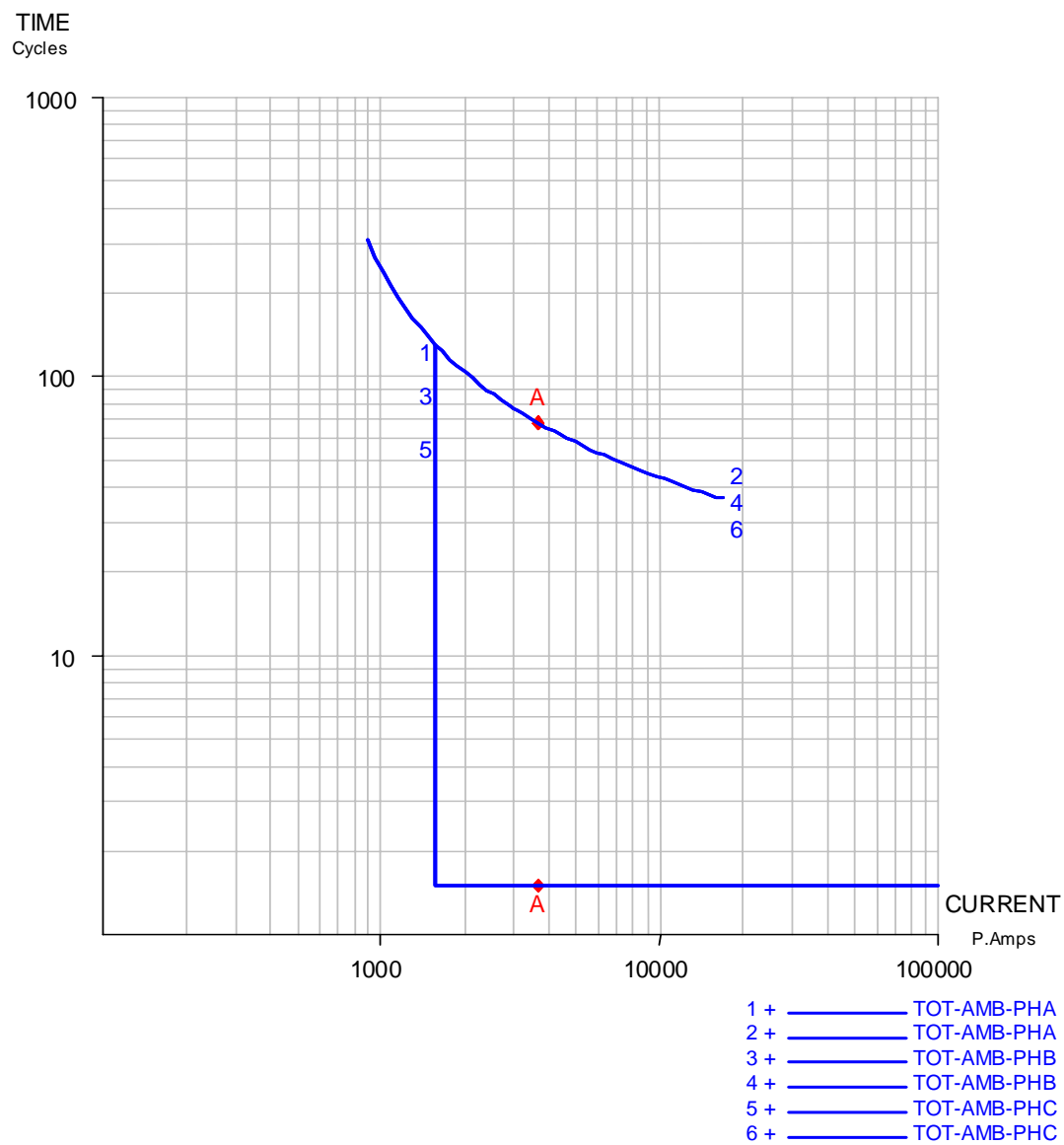


Fig. 5.10. Curvas Tiempo – Corriente de los relés para fases A, B y C en la subestación Totoras y ubicación de la falla trifásica al principio de línea en Ambato.

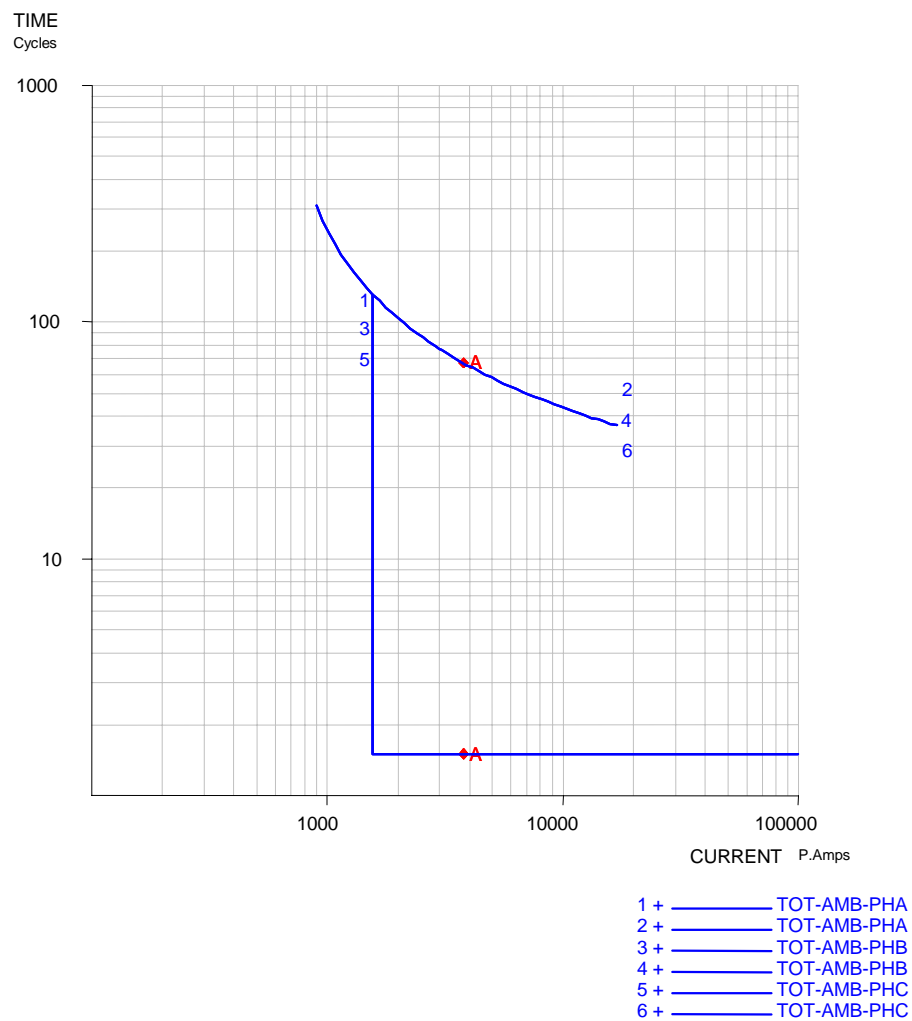


Fig. 5.11. Curvas Tiempo – Corriente de los relés para fases A, B y C en la subestación Totoras y ubicación de la falla trifásica al principio de línea en Ambato después de la apertura en Pucará.

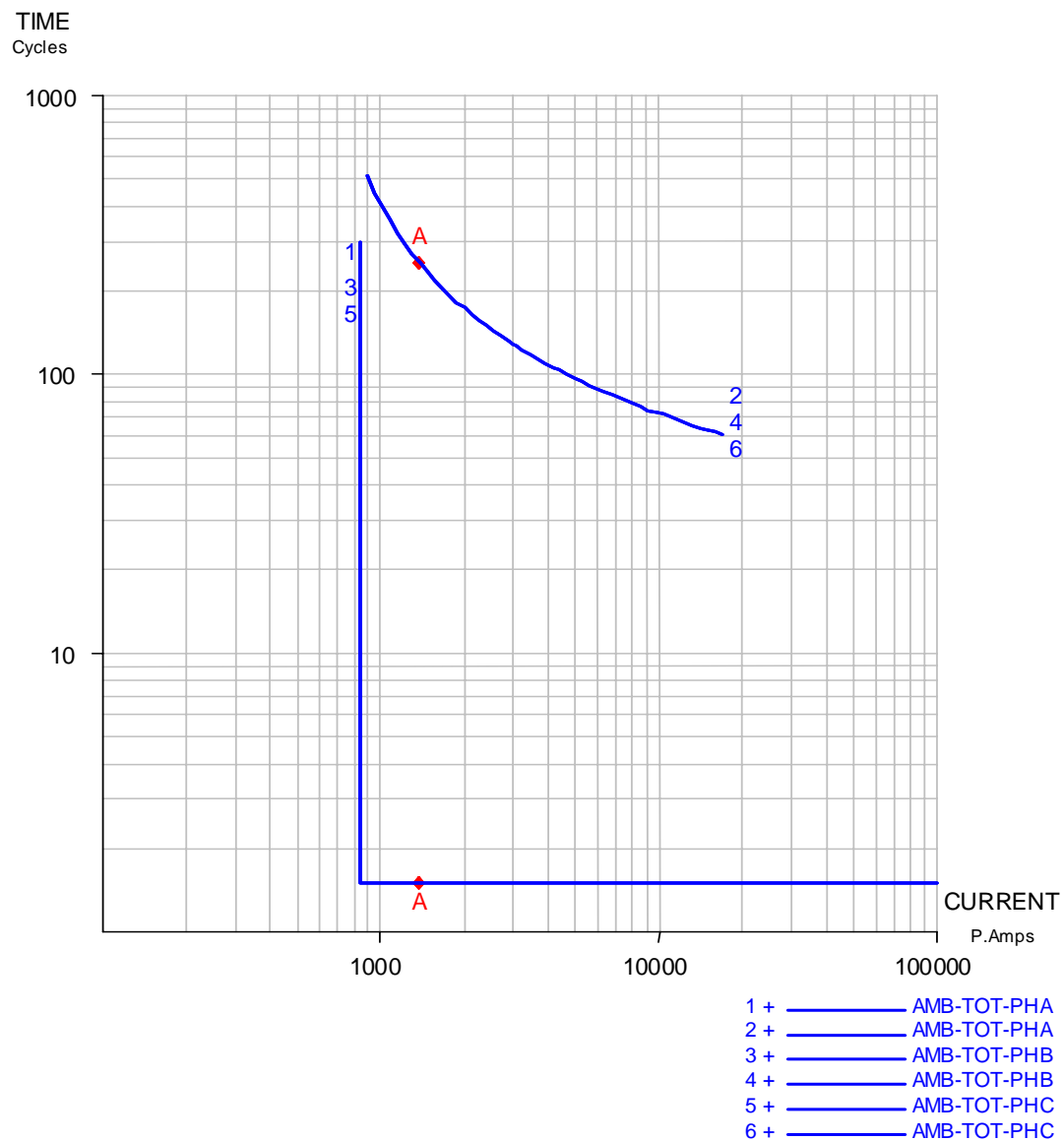


Fig. 5.12. Curvas Tiempo – Corriente de los relés de fases A, B y C de la subestación Ambato y ubicación de la falla trifásica en el extremo de Totoras.

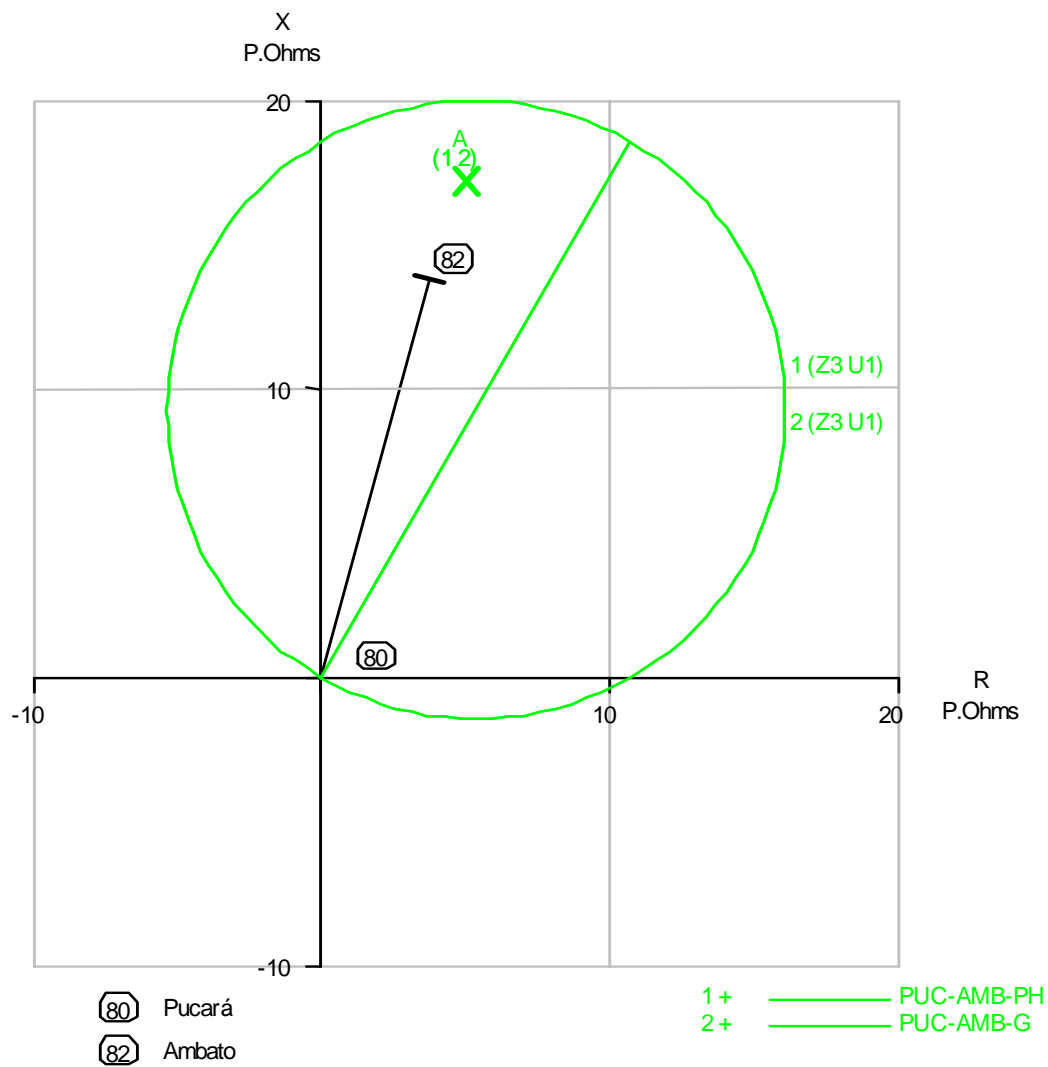


Fig. 5.13. Características R – X de los relés de fase y de tierra, zona 3 de la subestación Pucará ante una falla trifásica en el extremo de la línea en Totoras.

Caso 3. Falla de dos fases a tierra:

Esta falla fue ubicada en el extremo de Totoras de la línea, despejándose la falla por la acción simultánea de los disyuntores de la línea, considerando despreciable el tiempo de transmisión de la señal piloto, debido a la operación de la protección piloto de sobrecorriente instantánea en un lapso de 5.5 ciclos (91.67 mS).

En el lado de Ambato se produce la acción de las unidades direccionales para las fases B y C, conjuntamente con el de tierra, operando en un ciclo (16.67 mS). Después actúan los elementos de sobrecorrientes instantáneos de manera conjunta en 1.5 ciclos (25 mS), activando la señal piloto de disparo. Las corrientes al momento de producirse el cortocircuito fueron 137.63 A, 1715.20 A y 1789.29 A para las fases A, B y C respectivamente, y 1288.9 A de corriente neutral. Las curvas de los relés direccionales de sobrecorriente para las fases B y C son iguales y se muestran en la figura 5.14 con la curva del relé para protección de tierra.

En el lado de Totoras al momento de producirse el cortocircuito ya habían actuado los relés direccionales de fase. Con la falla se hace inoperante la unidad direccional para la fase A y empieza a operar la unidad direccional de tierra, actuando en un ciclo. Inmediatamente después de ocurrida la falla operan de forma simultánea los elementos de sobrecorriente instantáneos para la fase B y C en 1.5 ciclos, enviando señales de disparo hacia Ambato. Los valores de las corrientes de fase B, C y neutral son 5231.2 A, 5512.8 A y 5015.1 A respectivamente. En la figura 5.15 se muestran las curvas características de los relés que operaron en este lado de la línea.

La presencia de esta falla produce la operación de la tercera zona del relé PUC-AMB-PH en Pucará. La tercera zona actúa en 1.5 ciclos (25 mS) al ver una impedancia de 18.81 @73.97 Ohmios primarios, iniciando la operación del temporizador que está ajustado para producir el disparo de la línea Pucará - Ambato en el lado de Pucará después de 48 ciclos (800 mS), pero no llega a abrir la posición de Pucará ya que primero actúa la protección primaria de Ambato. La figura 5.16 muestra la característica de la tercera zona del relé y la impedancia vista por la misma.

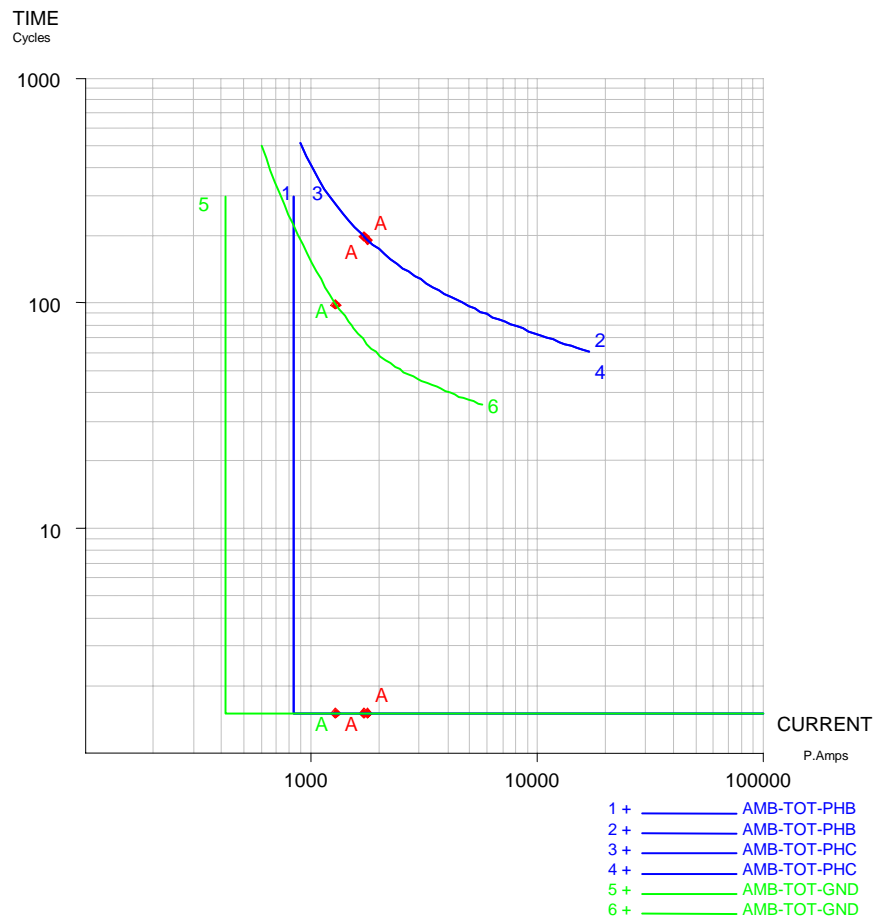


Fig. 5.14. Curvas Tiempo – Corriente de los relés de fase B, C y de tierra de la subestación Ambato y ubicación de una falla de dos fases a tierra al principio de línea en Totoras.

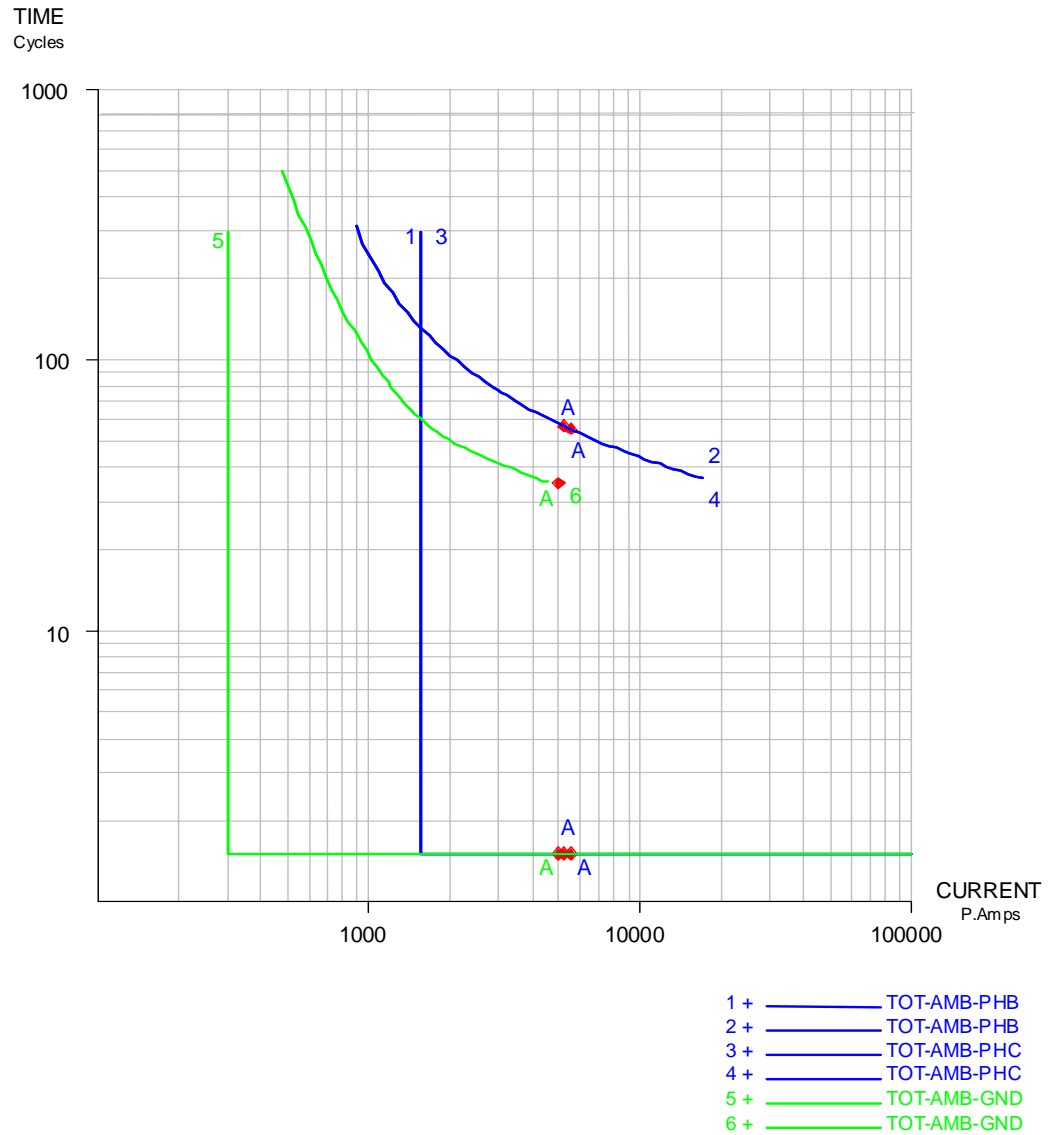


Fig. 5.15. Curvas Tiempo – Corriente de los relés de fase B, C y de tierra de la subestación Totoras y ubicación de una falla de dos fases a tierra al principio de línea en Totoras.

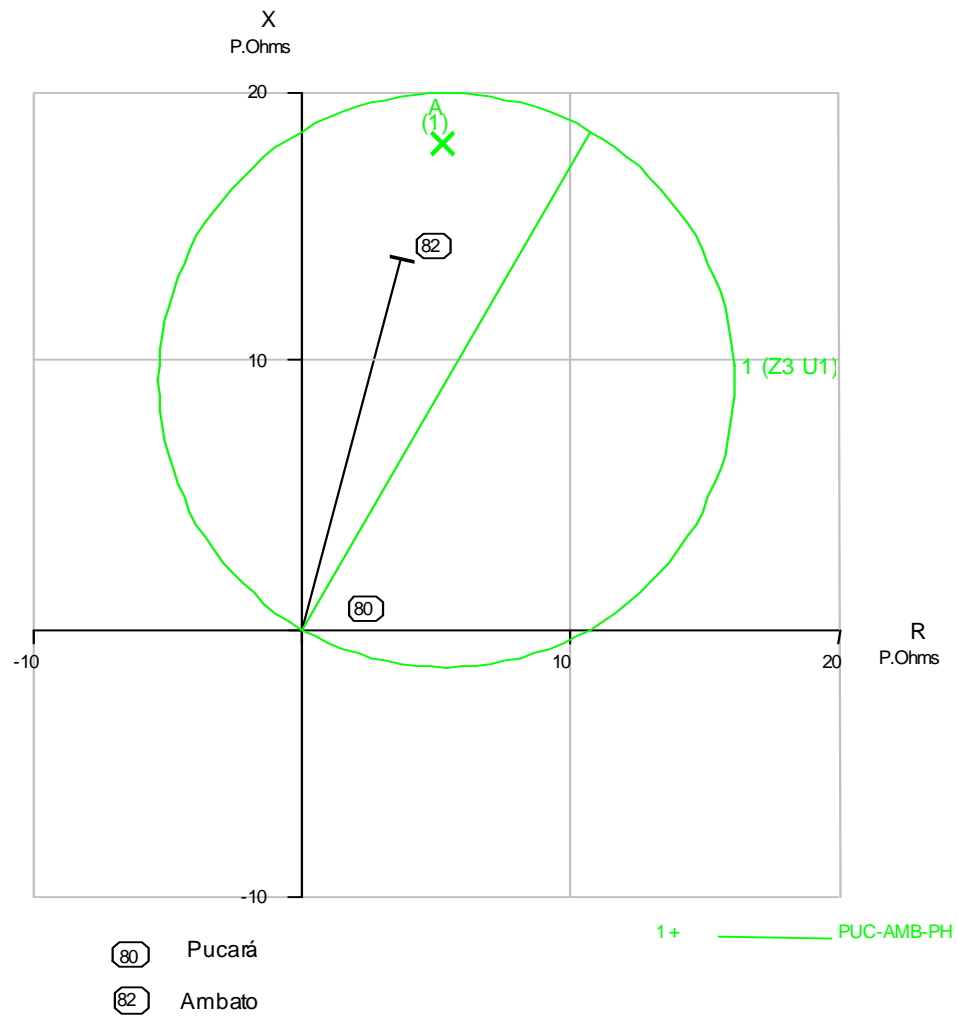


Fig. 5.16. Característica R – X del relé de tierra de la subestación Pucará ante una falla de dos fases a tierra en el extremo de Totoras.

5.3. Estudio de la Protección de Distancia de la Línea Vicentina – Latacunga ante Fallas de una Línea a Tierra con Distintas Impedancias de Falla.

Esta parte del estudio se dedica al análisis del esquema de protección de distancia por zonas en líneas de la UTN a nivel de 138 KV. Para lo cual se seleccionó la línea Vicentina – Latacunga por ser una línea central y que esta unida con varias líneas de la zona de estudio que podrían brindarle protección de respaldo. La línea de estudio se muestra en la figura 5.17.

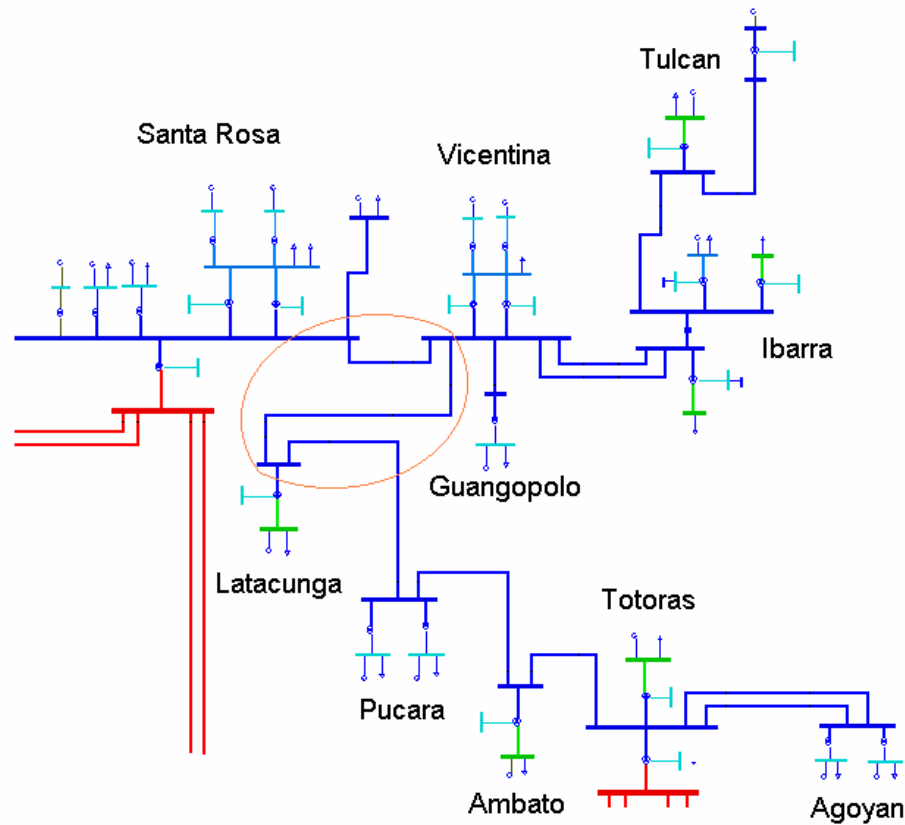


Fig. 5.17. Línea de Transmisión Vicentina – Latacunga y área de influencia.

La línea Vicentina – Latacunga es de un solo circuito, tiene una extensión de 74 Km con una impedancia de $38.122 @ 74.83 \text{ deg}$ Ohmios primarios. La línea presentó al momento de las simulaciones un flujo de 73.96 MW desde Latacunga hacia Vicentina y 11.46 MVAR desde Vicentina hacia Latacunga, a través de ella circula una corriente de 311.78 A la cual produce unas pérdidas de 2.94 MW y 6.37 MVAR.

Los relés usados para la protección en esta línea son: para la protección de fase GCY51 y para la protección de tierra el GCXG53 los cuales ya han sido descritos en la sección 3.3.2.

En lo que respecta a la simulación se ensayaron fallas en diferentes posiciones; 10, 30, 70 y 90 % de la línea desde Vicentina por considerar estas como valores límites zonas, las fallas simuladas son fallas de una fase a tierra con impedancias de falla de 5, 15 y 40 Ohmios para examinar el comportamiento de las protecciones frente a estas fallas que estadísticamente son comunes en esta zona del SNT y que ocasionan problemas por las altas resistencia de falla. Los valores de impedancia de falla se justifican en el anexo 4 “Cálculo de Resistencias de Cortocircuito”.

Para el estudio se definieron las fallas como:

SLG_5_OHMS: Falla de una fase a tierra con impedancia de falla 5 Ohms.

SLG_15_OHMS: Falla de una fase a tierra con impedancia de falla 15 Ohms.

SLG_40_OHMS: Falla de una fase a tierra con impedancia de falla 40 Ohms.

Lo que se muestra a continuación es el análisis de cada una de las fallas. Los resultados de las simulaciones de los módulos de SC, SS y CG se muestran en el Anexo 5 con mayores detalles.

5.3.1 Análisis de Falla al 10 % de la Línea con Impedancia de Falla de 5, 15, 40 Ohmios.

SLG_5_OHMS: Esta falla es despejada en dos pasos, el tiempo total para aclarar la falla es de 6 ciclos (100 mS).

El primer paso dura 4.5 ciclos (75 mS) y solo actúa el disyuntor del lado de la subestación Vicentina. El elemento responsable del disparo es el de fase de primera zona PP_ZN1 el cual ve una impedancia de falla de 23.85 @97.55 Ohmios primarios, su tiempo de operación es de 1.5 ciclos (25 mS) y manda a operar el disyuntor de su posición el cual toma 3ciclos (50 mS) para abrir, en este proceso también ven la falla las unidades para protección de tierra de primera zona PG_ZN1 tanto de la subestación Vicentina como de Latacunga el primero ve una impedancia de 5.75 @41.70 Ohmios primarios y el segundo 37.58 @51.63Ohmios primarios, el relé del tipo GCXG53 que ya fue detallado en la sección 3.2.2 esta constituido por dos unidades de reactancia para primera y segunda zona cuyo tiempo de operación es de 1.5 ciclos y por una unidad tipo mho para la tercera zona que actúa como elemento direccional y supervisor de los dos anteriores, es decir el elemento de tercera zona ve la falla y luego de 1.5 ciclos da permiso para que actué el elemento de primera zona al cual le toma 1.5 ciclos mandar la orden de disparo, en total este proceso dura 3 ciclos para mandar a actuar al disyuntor de su posición pero esta orden no alcanza a cumplirse en este primer paso de simulación.

En el segundo paso las condiciones cambian puesto que ya a sido abierta la posición del lado de Vicentina, los elementos de tierra de primera zona de ambas subestaciones ya no ven la falla pero estos ya habían dado señal de disparo en el paso anterior pero los disyuntores no alcanzaron a despejar la falla en el caso del disyuntor de Vicentina ya estaba abierto y en el caso del disyuntor de Latacunga continuo con su proceso de apertura el cual le toma

3 ciclos de los cuales 1.5 ciclos corresponden al primer paso y 1.5 ciclos mas al segundo paso, es decir la falla es aclarada en 6 ciclos (100mS).

Los elementos que siguen viendo la falla en el segundo paso son los de tierra de segunda y tercera zona de la subestación Latacunga, la unidad de segunda zona ve la falla como una impedancia de $34.81 @ 71.28$ Ohmios primarios y da señal de disparo pero esta no se cumple ya que esta señal es enviada al disyuntor solo si el timer relacionado con este relé PG_ZN2T también da permiso para dicho disparo, pero la acción del disyuntor ocurre antes de que el timer de tierra de segunda zona cierre contactos debido a su retardo de tiempo de 18 ciclos (300 mS), en caso de que la primera zona hubiese fallado por algún motivo, la orden de disparo sería dada por el timer de tierra de segunda zona en 21 ciclos produciéndose el disparo en 24 ciclos tiempo en el cual se despejaría la falla.

En los gráficos de coordinación se muestra como en el primer paso ven la falla tanto los relés de fase y tierra de primera zona de la subestación Vicentina como el relé de tierra de primera zona de la subestación Latacunga, figuras 5.18 y 5.19 respectivamente. Mientras que en el segundo paso una vez abierto el disyuntor de la subestación Vicentina ya ningún relé de primera zona puede ver la falla y si lo hace la unidad de tierra de segunda zona de la subestación Latacunga, figura 5.20. Los detalles de ajustes y operación de los elementos responsables del despeje se muestran en la tabla 5.4.

Tabla 5.4. Alcance e impedancia vista por los relés de la protección primaria por zonas ante falla SLG_5_OHMS a 10% de la línea desde Vicentina.

Impedancia de la Línea		S/E	Nombre Asignado del Relé	Unidad de Distancia	Alcance para Fallas a Tierra		Impedancia "Vista" Paso 1		T. Op. (Ciclos)
Ohm. Prim.	Angulo (Grados)				Ohm. Prim.	Angulo (Grados)	Ohm. Prim.	Angulo (Grados)	
38.122	74.83	Vicentina	VIC-MUL-PH	Zona 1	31.99	74.83	23.85	97.55	1.5
		Latacunga	MUL-VIC-G	Zona 1	33.07		37.58	51.63	3
				Zona 3	58				49.5

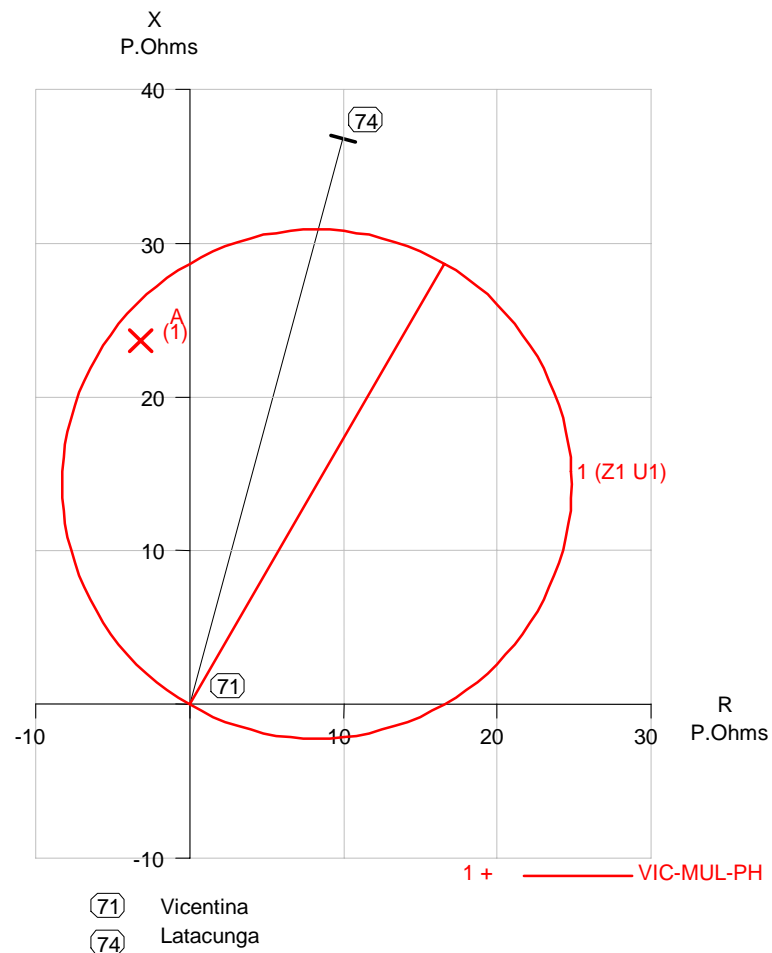


Fig. 5.18. Característica R-X del elemento de protección de fase zona 1, ante falla SLG_5_OHMS a 10% de la línea desde Vicentina. Subestación Vicentina. Primer paso.

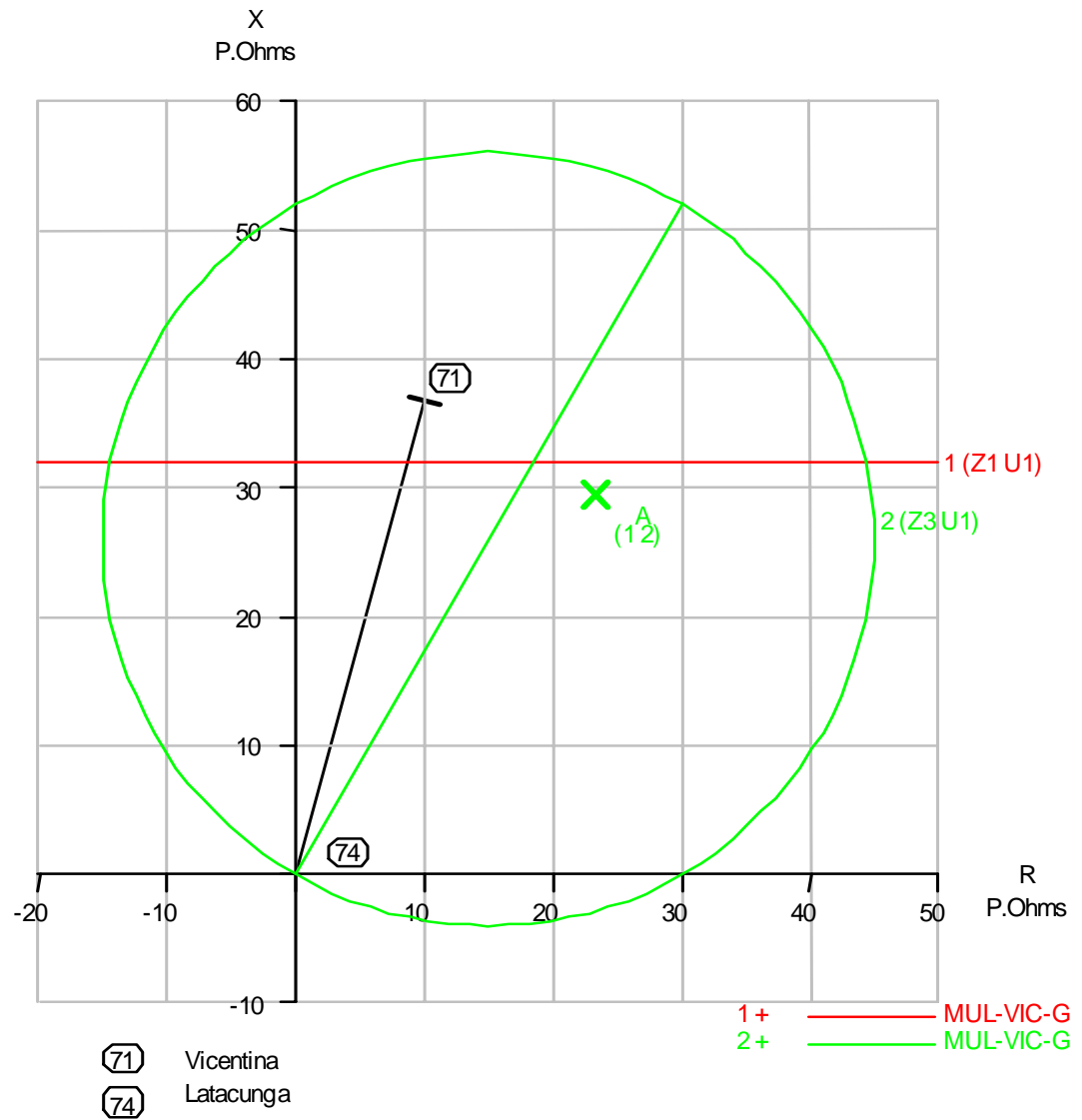


Fig. 5.19. Característica R-X de los elementos de protección para tierra zona 1 y 3 ante falla SLG_5_OHMS a 10% de la línea desde Vicentina. Subestación Latacunga. Primer paso.

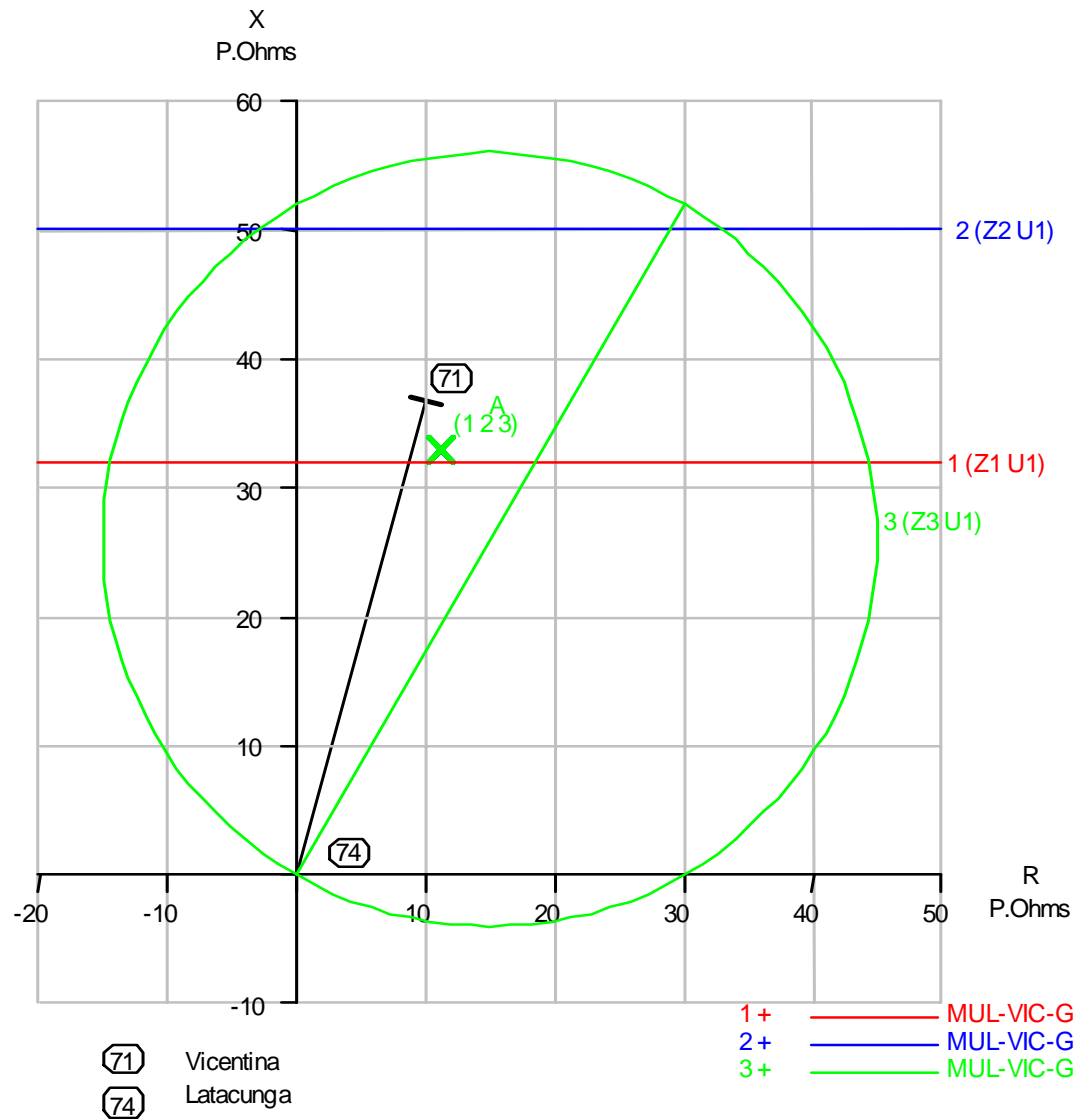


Fig. 5.20. Característica R-X de los elementos de protección para tierra zona 1, 2 y 3 ante falla SLG_5_OHMS a 10% de la línea desde Vicentina. Subestación Latacunga. Segundo paso.

SLG_15_OHMS: Esta falla es aclarada en dos pasos, el tiempo para el despeje de la falla es de 30 ciclos (500 mS).

El primer paso tiene una duración de 6 ciclos (100mS) y corresponde a la apertura del disyuntor del lado de la subestación Vicentina, por orden del elemento de tierra de primera zona PG_ZN1 quien ve la falla como una impedancia de 12.07 @20.59 Ohmios primarios, el elemento de tierra mho de tercera zona PG_ZN3 da el permiso direccional como elemento supervisor en 1.5 ciclos para que PG_ZN1 de la orden de disparo 1.5 ciclos después, el disyuntor opera en 3 ciclos. Ninguno de los relés de la subestación Latacunga ven la falla dentro de sus zonas de operación.

En el segundo paso se produce la apertura del disyuntor de la subestación Latacunga por orden del elemento de tierra de segunda zona PG_ZN2 en 1.5 ciclos una vez que recibe el permiso direccional del PG_ZN3. Una vez producido el disparo en Vicentina los relés PG_ZN2 y PG_ZN3 de la subestación Latacunga pueden ver la falla dentro de sus zonas de operación con un valor de 36.96 @63.06 Ohmios primarios, el relé PG_ZN2 hace que opere el timer de segunda zona PG_ZN2T el cual tiene un retardo de tiempo de 18 ciclos (300 mS) luego de este tiempo PG_ZN2T cierra contactos y da la señal para que el disyuntor de la posición Latacunga de la línea fallada opere en 3 ciclos. Todo este proceso de apertura dura 24 ciclos (400 mS) que sumados a los 6 ciclos del primer paso da el tiempo total de aclaración de la falla 30 ciclos (500 mS).

En la figura 5.21 se muestra para que valores de impedancia operan los elementos del relé de protección para tierra de la subestación Vicentina en el primer paso y en la figura. 5.22 se muestra la simulación en la subestación Latacunga en el segundo paso. Los detalles de ajustes y operación de los elementos responsables del despeje se muestran en la tabla 5.5.

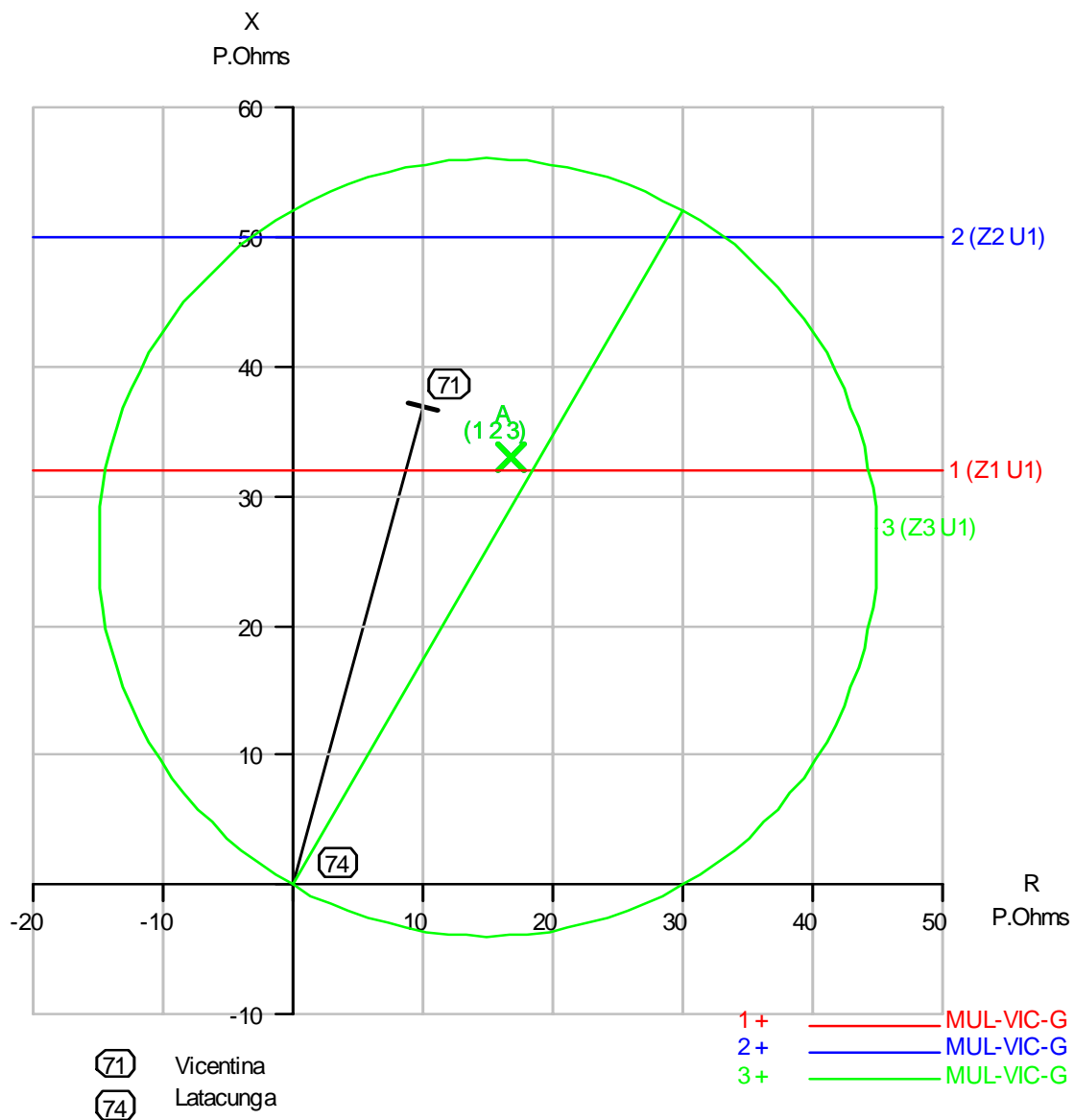


Fig. 5.22. Característica R-X de los elementos de protección para tierra zona 1, 2 y 3 ante falla SLG_15_OHMS a 10% de la línea desde Vicentina. Subestación Latacunga. Segundo paso.

SLG_40_OHMS: En esta falla el proceso para el despeje es el mismo que el de la falla SLG_15_OHMS en esta posición la diferencia son los valores que ven los relés La falla es despejada en 30 ciclos es decir (500 mS) en dos pasos sucesivos.

En el primer paso se produce la apertura del disyuntor de la subestación Vicentina por acción del elemento de tierra de primera zona el cual operó por una impedancia de 31.14 @10.74 Ohmios primarios, el proceso dura 6 ciclos. En el segundo paso opera el disyuntor de la subestación Latacunga por acción del elemento de tierra de segunda zona PG_ZN2 y su respectivo timer PG_ZN2T la falla es vista como una impedancia de 44.93 @46.95 Ohmios primarios, el proceso de apertura de esta posición es 24 ciclos (400 mS).

En la figura 5.23 se muestra las características de los relés de la subestación Vicentina en el diagrama R-X y la representación de la falla en el primer paso y en la figura 5.24 se muestra la simulación en la subestación Latacunga en el segundo paso. Los detalles de ajustes y operación de los elementos responsables del despeje se muestran en la tabla 5.6.

Tabla 5.6. Alcance e impedancia vista por los relés de la protección primaria por zonas ante falla SLG_40_OHMS a 10% de la línea desde Vicentina.

Impedancia de la Línea		S/E	Nombre Asignado del Relé	Unidad de Distancia	Alcance para Fallas a Tierra		Impedancia "Vista"		T. Op. (Ciclos)
Ohm. Prim.	Angulo (Grados)				Ohm. Prim.	Angulo (Grados)	Ohm. Prim.	Angulo (Grados)	
Paso 1									
38.122	74.83	Vicentina	VIC-MUL-G	Zona 1	33.07	74.83	31.14	10.74	3
				Zona 3	58				49.5
Paso 2									
38.122	74.83	Latacunga	MUL-VIC-G	Zona 1	33.07	74.83	44.93	46.95	Inf.
				Zona 2	51.58				21
				Zona 3	58				49.5

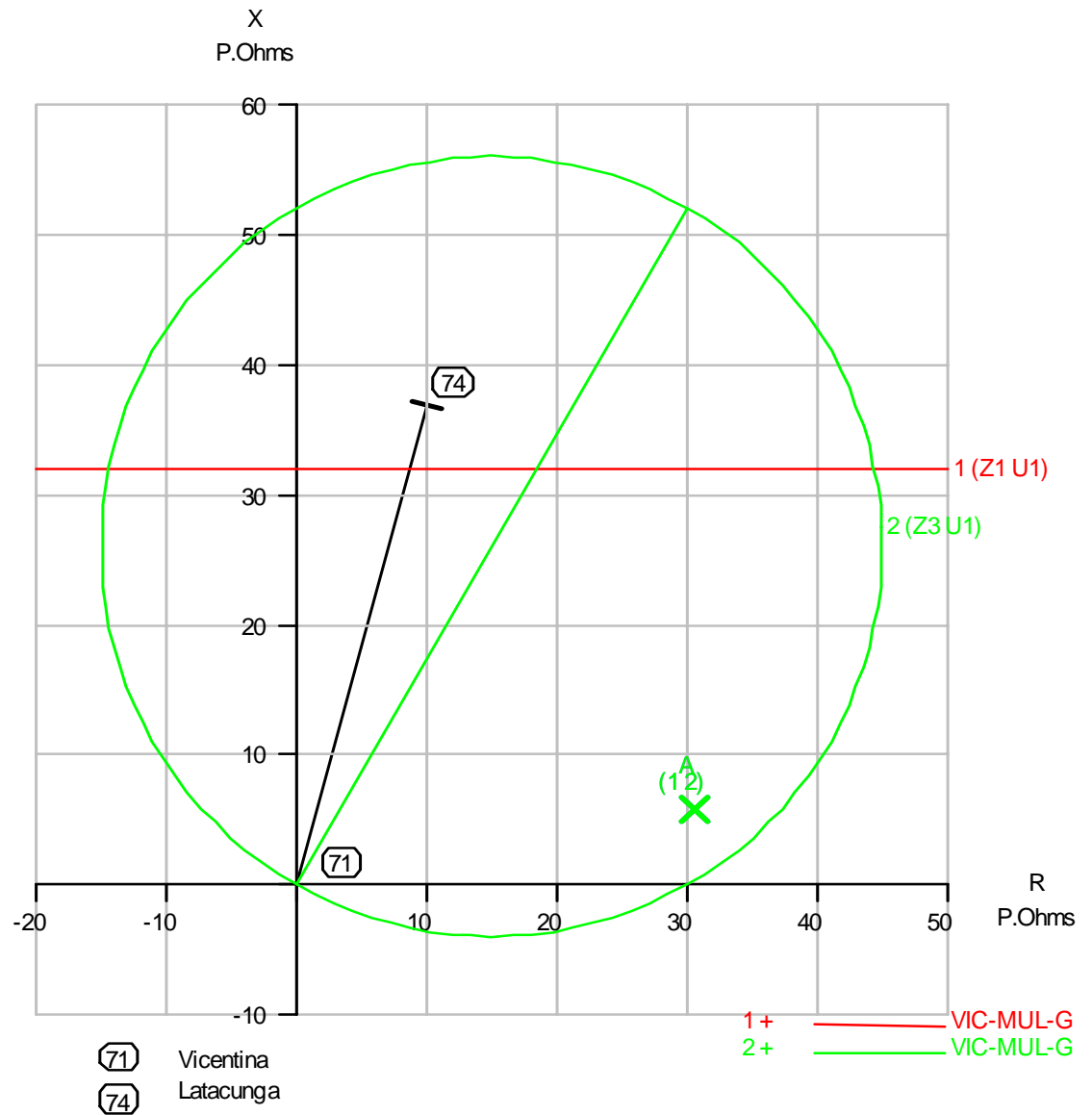


Fig. 5.23. Característica R-X de los elementos de protección para tierra zona 1 y 3 ante falla SLG_40_OHMS a 10% de la línea desde Vicentina. Subestación Vicentina. Primer paso.

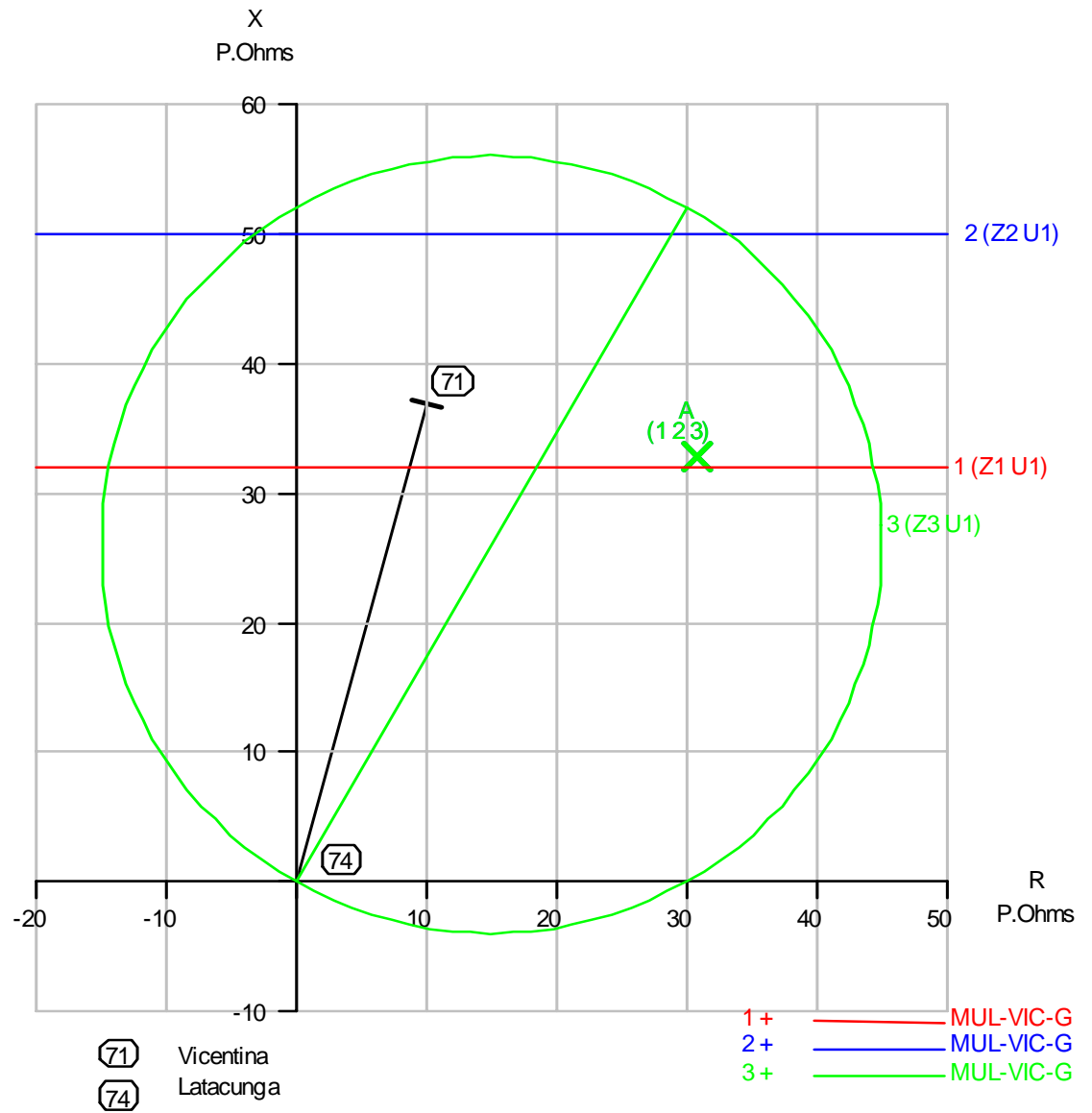


Fig. 5.24. Característica R-X de los elementos de protección para tierra zona 1, 2 y 3 ante falla SLG_40_OHMS a 10% de la línea desde Vicentina. Subestación Latacunga. Segundo paso.

5.3.2 Análisis de falla al 30 % de la línea con impedancia de falla de 5, 15, 40 Ohmios.

SLG_5_OHMS: Esta falla es aclarada en un solo paso cuya duración es de 6 ciclos (100 mS).

El disyuntor del lado de la subestación Vicentina opera por acción del relé de tierra de primera zona PG_ZN1 el cual primero recibe el permiso direccional de su supervisor el elemento tipo mho de tierra de tercera zona este proceso dura 3 ciclos (50 mS) que sumados al tiempo de operación del disyuntor dan el tiempo total de apertura de la posición. En el otro lado de la línea, es decir en la subestación Latacunga el proceso es el mismo por lo que ocurre un disparo simultaneo en ambos extremos y la falla es despejada en 6 ciclos.

La diferencia en la operación de las protecciones en ambas subestaciones son los valores de impedancia que hacen operar a los relés, el elemento PG_ZN1 de la subestación Vicentina opera al ver una impedancia de 13.22 @58.81 Ohmios primarios mientras que el relé PG_ZN1 de Latacunga ve una impedancia de 28.32 @58.29 Ohmios primarios, ambos valores caen dentro de sus zonas de operación como se muestra en los gráficos de coordinación, figuras 5.25 y 5.26. Los detalles de ajustes y operación de los elementos responsables del despeje se muestran en la tabla 5.7.

Tabla 5.7. Alcance e impedancia vista por los relés de la protección primaria por zonas ante falla SLG_5_OHMS a 30% de la línea desde Vicentina.

Impedancia de la Línea		S/E	Nombre Asignado del Relé	Unidad de Distancia	Alcance para Fallas a Tierra		Impedancia "Vista" Paso1		T. Op. (Ciclos)
Ohm. Prim.	Angulo (Grados)				Ohm. Prim.	Angulo (Grados)	Ohm. Prim.	Angulo (Grados)	
38.122	74.83	Vicentina	VIC-MUL-G	Zona 1	33.07	74.83	13.22	58.81	3
				Zona 3	58				49.5
		Latacunga	MUL-VIC-G	Zona 1	33.07	74.83	28.32	58.29	3
				Zona 3	58				49.5

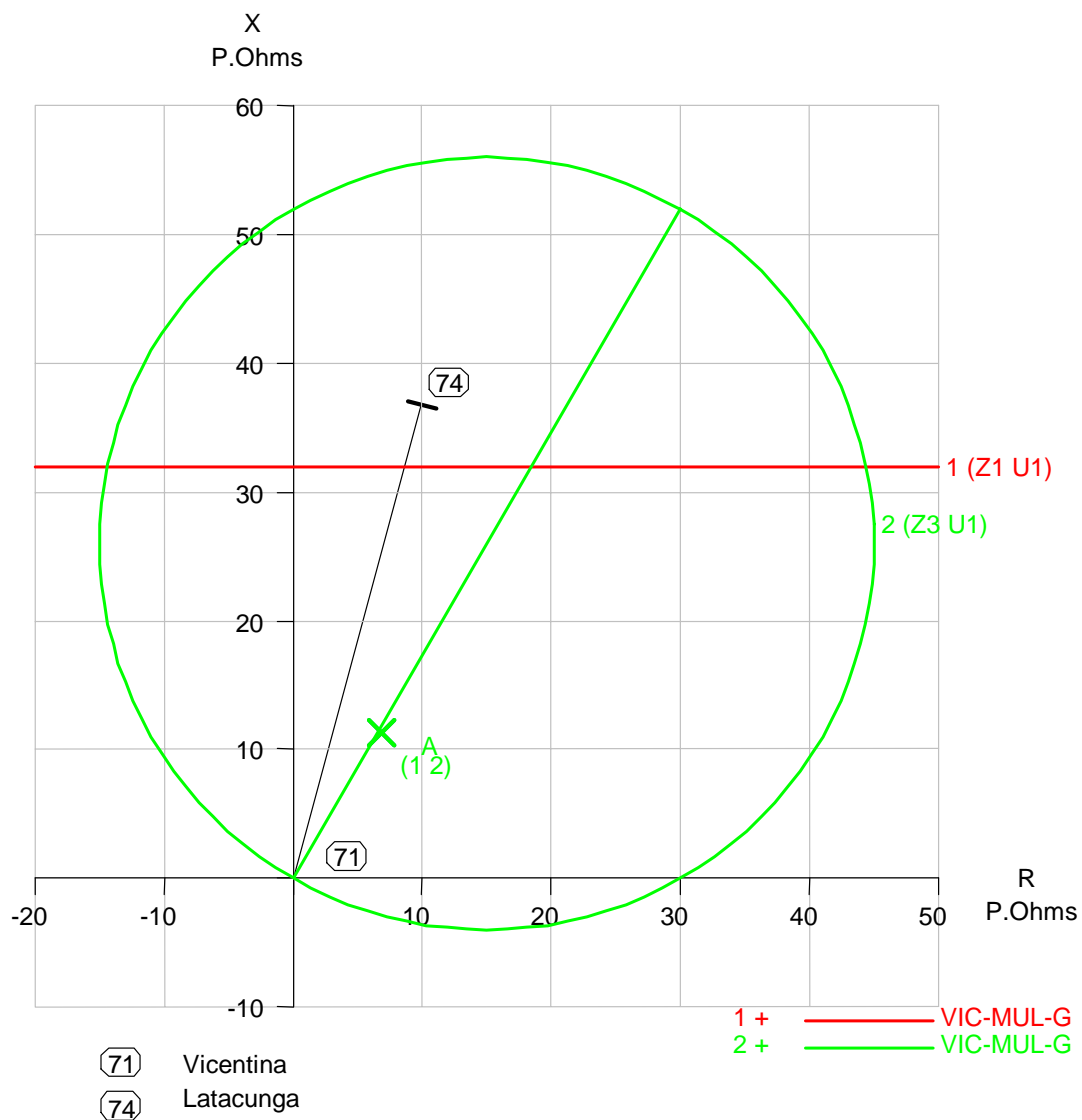


Fig. 5.25. Característica R-X de los elementos de protección para tierra zona 1 y 3 ante falla SLG_5_OHMS a 30% de la línea desde Vicentina. Subestación Vicentina. Primer paso.

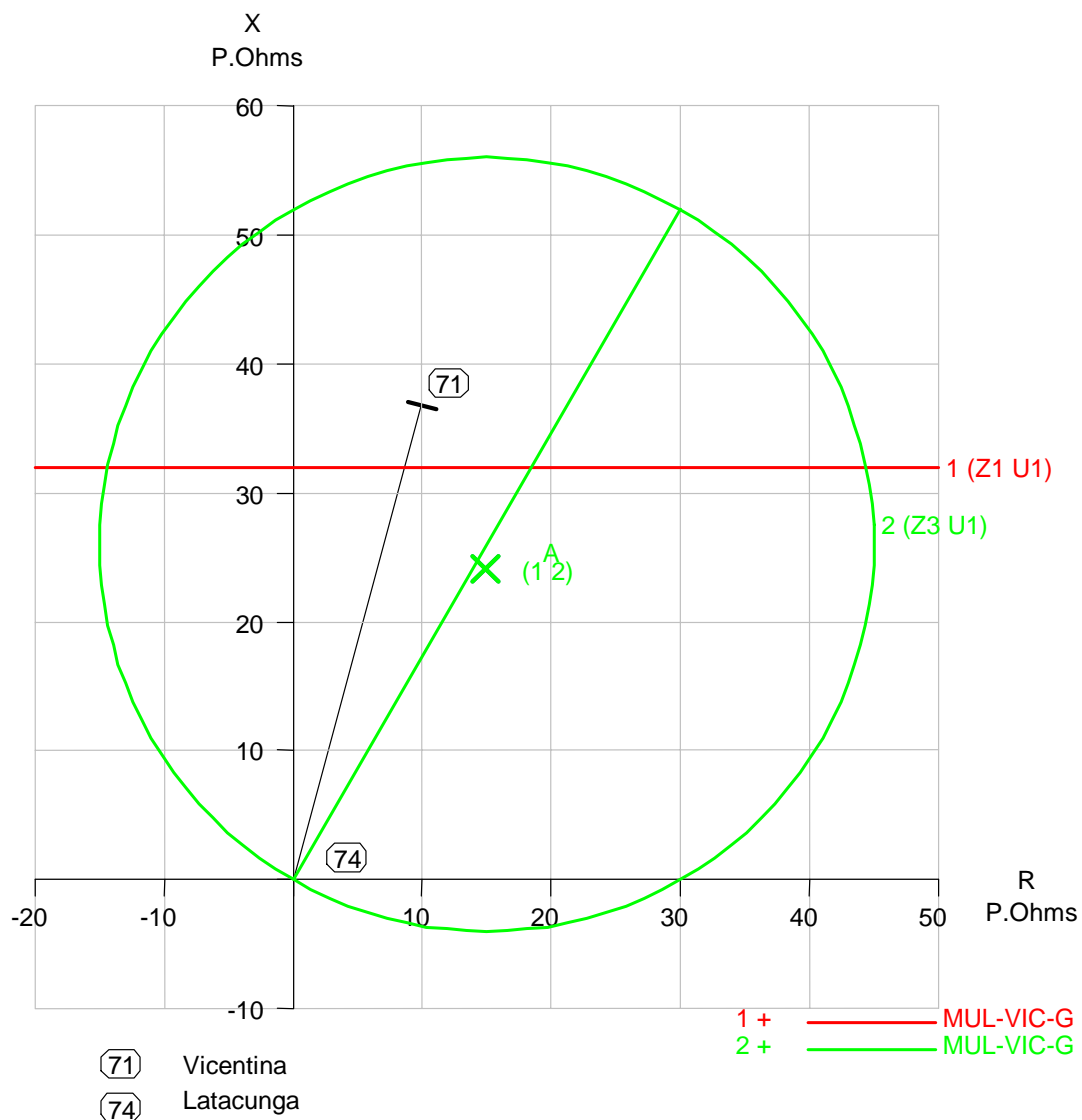


Fig. 5.26. Característica R-X de los elementos de protección para tierra zona 1 y 3 ante falla SLG_5_OHMS a 30% de la línea desde Vicentina. Subestación Latacunga. Primer paso.

SLG_15_OHMS: El proceso de despeje de esta falla es similar al de la falla SLG_5_OHMS la falla es despejada en 6 ciclos (100 mS) la diferencia son los valores de operación.

El disyuntor del lado de la subestación Vicentina opera por acción del elemento de tierra de primera zona PG_ZN1 el cual primero recibe el permiso direccional de su supervisor el elemento tipo mho de tierra de tercera zona este proceso dura 3 ciclos (50 mS) que sumados al tiempo de operación del disyuntor dan el tiempo total de apertura de la posición. En el otro lado de la línea, es decir en la subestación Latacunga el proceso es el mismo por lo que ocurre un disparo simultaneo en ambos extremos y la falla es despejada en 6 ciclos.

La diferencia en la operación de las protecciones en ambas subestaciones son los valores de impedancia que hacen operar a los relés, el relé PG_ZN1 de la subestación Vicentina opera al ver una impedancia de 19.57 @38.35 Ohmios primarios mientras que el relé PG_ZN1 de Latacunga ve una impedancia de 36.80 @35.24 Ohmios primarios, ambos valores caen dentro de sus zonas de operación como se muestra en los gráficos de coordinación figuras 5.27 y 5.28. Los detalles de ajustes y operación de los elementos responsables del despeje se muestran en la tabla 5.8.

Tabla 5.8. Alcance e impedancia vista por los relés de la protección primaria por zonas ante falla SLG_15_OHMS a 30% de la línea desde Vicentina.

Impedancia de la Línea		S/E	Nombre Asignado del Relé	Unidad de Distancia	Alcance para Fallas a Tierra		Impedancia "Vista" Paso1		T. Op. (Ciclos)
Ohm. Prim.	Angulo (Grados)				Ohm. Prim.	Angulo (Grados)	Ohm. Prim.	Angulo (Grados)	
38.122	74.83	Vicentina	VIC-MUL-G	Zona 1	33.07	74.83	19.57	38.35	3
				Zona 3	58				49.5
		Latacunga	MUL-VIC-G	Zona 1	33.07	74.83	36.8	35.24	3
				Zona 3	58				49.5

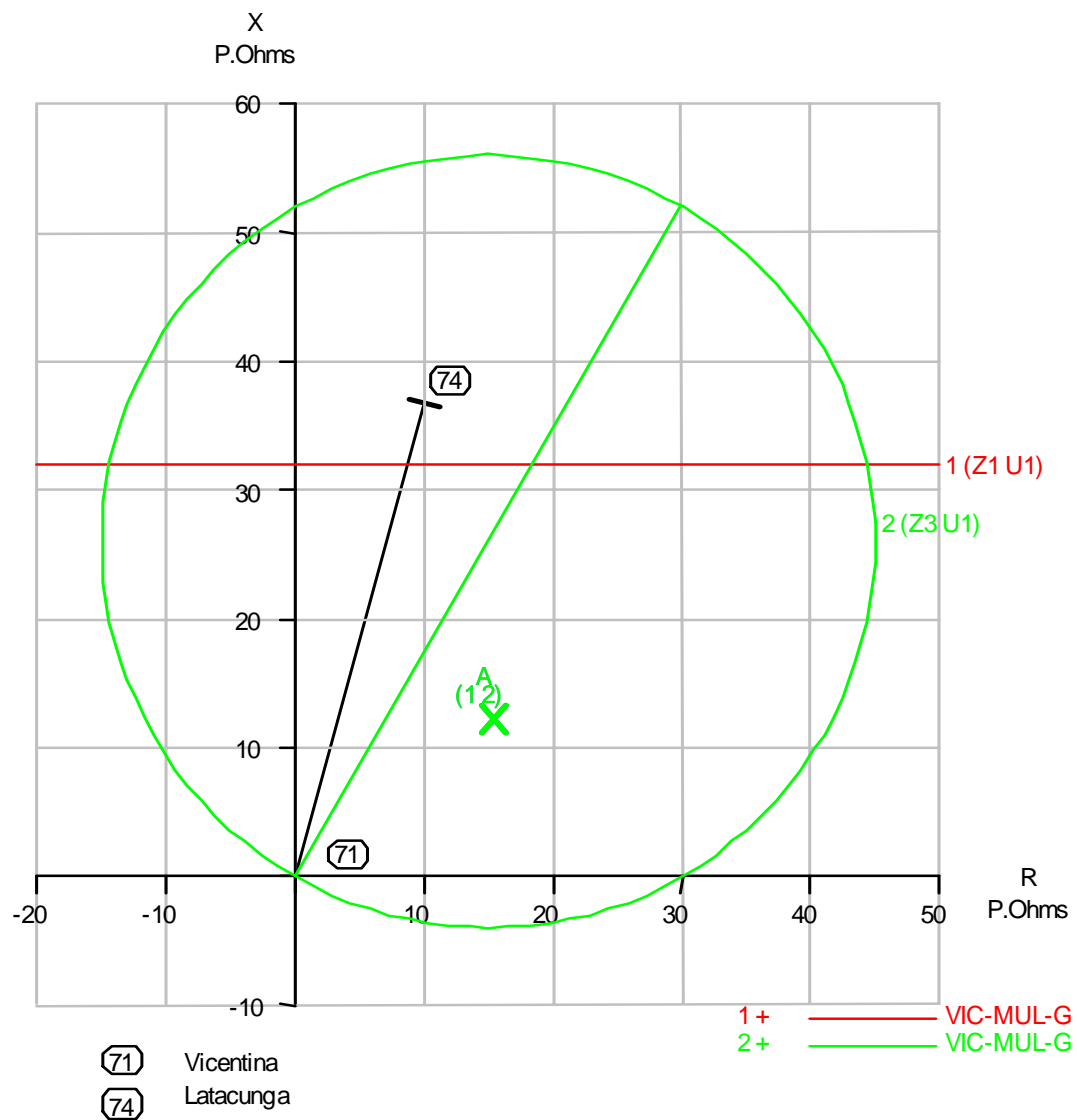


Fig. 5.27. Característica R-X de los elementos de protección para tierra zona 1 y 3 ante falla SLG_15_OHMS a 30% de la línea desde Vicentina. Subestación Vicentina. Primer paso.

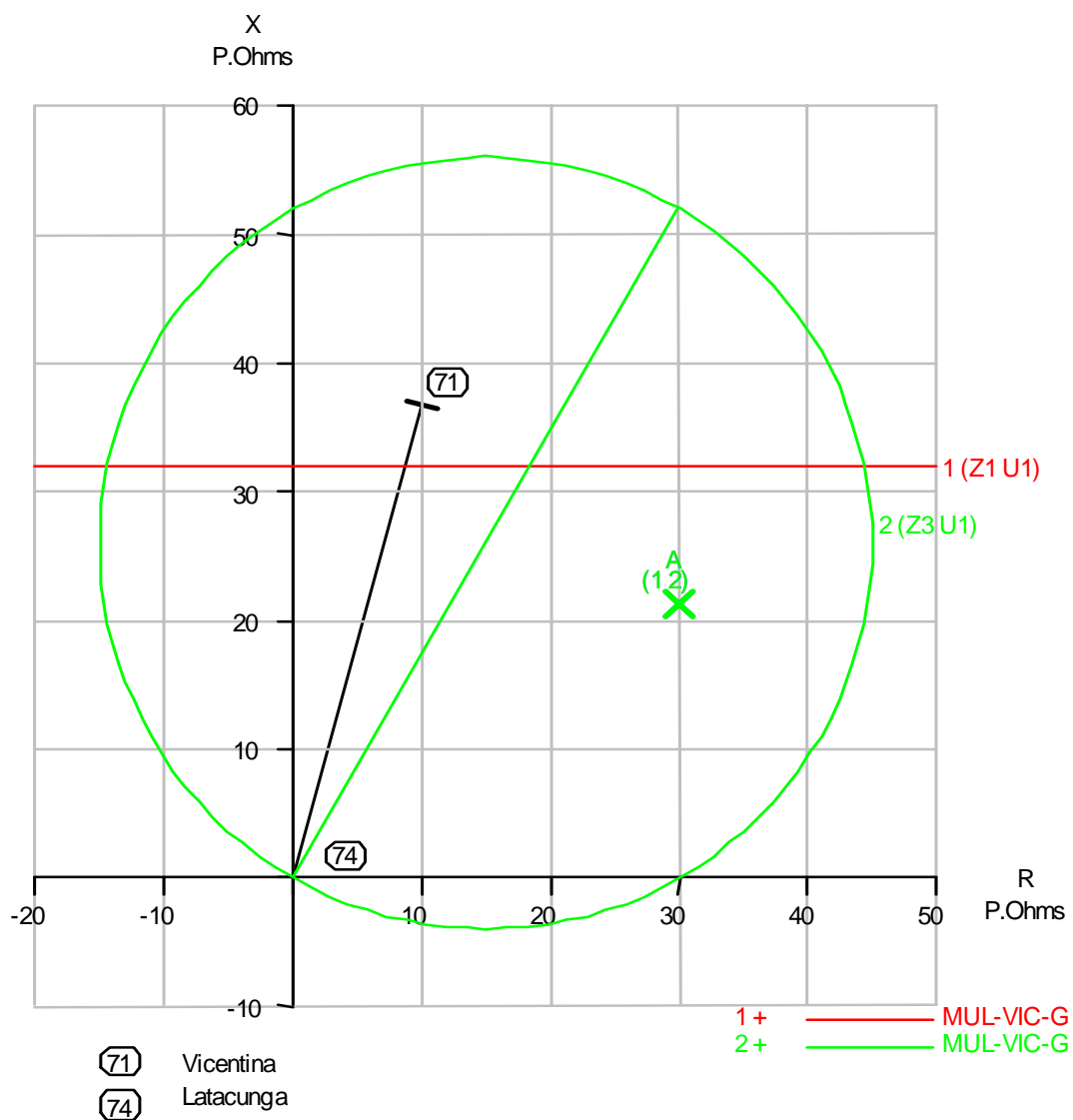


Fig. 5.28. Característica R-X de los elementos de protección para tierra zona 1 y 3 ante falla SLG_15_OHMS a 30% de la línea desde Vicentina. Subestación Latacunga. Primer paso.

SLG_40_OHMS: El tiempo total que toma el sistema de protección para eliminar la falla es de 12 ciclos (200 mS), este proceso se lo realiza en dos pasos.

En el primer paso se produce la apertura del disyuntor de la subestación Vicentina, primero opera el elemento de tierra de zona 3 el cual da el permiso direccional luego de 1.5 ciclos al elemento PG_ZN1 que es de protección de tierra para la primera zona el cual da la orden de disparo al disyuntor en 1.5 ciclos puesto que este ve la falla dentro de su zona de operación como una impedancia de 42.06 @21.09 Ohmios primarios, el disyuntor abre sus contactos luego de 3 ciclos de recibir la orden. Por lo que el tiempo de duración de este paso es de 6 ciclos (100 mS). En este paso ninguno de los relés de la subestación Latacunga ve la falla dentro de su zona de operación esta es representada como una impedancia de valor 62.56 @14.39 Ohmios primarios.

Una vez producida la apertura del disyuntor en la subestación Vicentina las condiciones de falla cambian y los relés de la subestación Latacunga ven la falla en zonas de operación cumpliendo el mismo procedimiento del primer paso, la unidad PG_ZN1 de la subestación Latacunga ve una impedancia de 38.41 @41.58 Ohmios primarios y manda a disparar el disyuntor de su posición este proceso dura al igual que el primer paso 6 ciclos (100 mS). Por lo que la falla es despejada totalmente en 12 ciclos.

En las figuras. 5.29 y 5.30 se muestran las impedancias que ven los relés de ambas subestaciones para el primer paso y en la figura. 5.31 se muestra para que valor operan los relés de la subestación Latacunga en el segundo paso. Los detalles de ajustes y operación de los elementos responsables del despeje se muestran en la tabla 5.9.

Tabla 5.9. Alcance e impedancia vista por los relés de la protección primaria por zonas ante falla SLG_40_OHMS a 30% de la línea desde Vicentina.

Impedancia de la Línea		S/E	Nombre Asignado del Relé	Unidad de Distancia	Alcance para Fallas a Tierra		Impedancia "Vista" Paso1		T. Op. (Ciclos)
Ohm. Prim.	Angulo (Grados)				Ohm. Prim.	Angulo (Grados)	Ohm. Prim.	Angulo (Grados)	
Paso 1									
38.122	74.83	Vicentina	VIC-MUL-G	Zona 1	33.07	74.83	42.06	21.09	3
				Zona 3	58				49.5
Paso 2									
38.122	74.83	Latacunga	MUL-VIC-G	Zona 1	33.07	74.83	38.41	41.58	3
				Zona 3	58				49.5

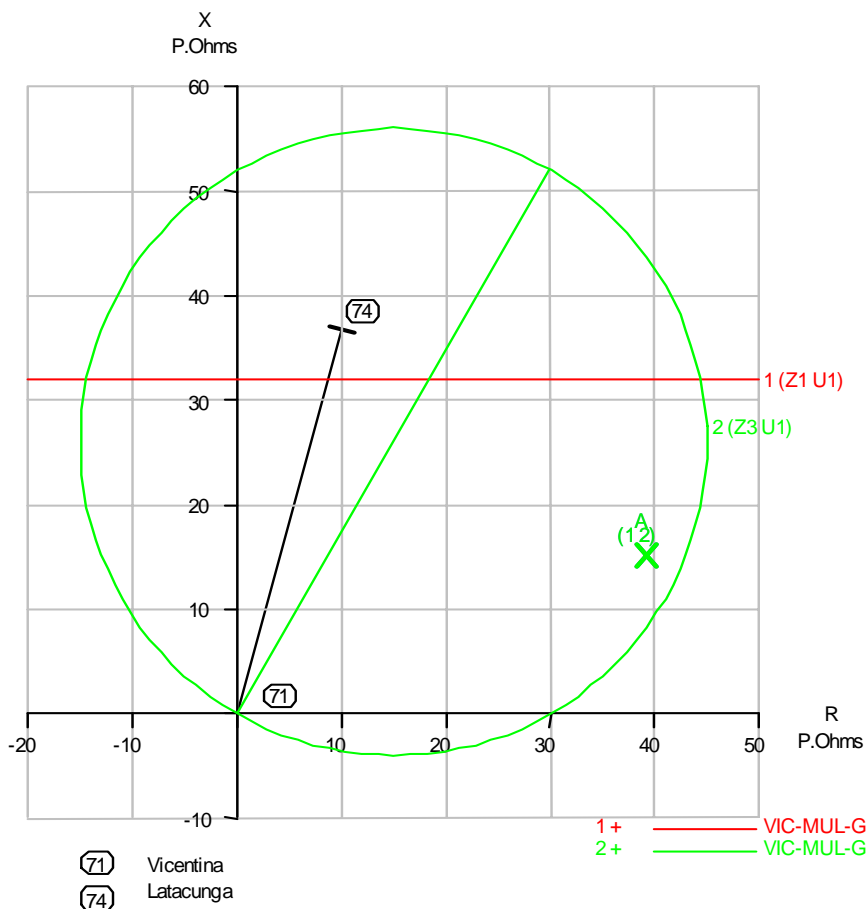


Fig. 5.29. Característica R-X de los elementos de protección para tierra zona 1 y 3 ante falla SLG_40_OHMS a 30% de la línea desde Vicentina. Subestación Vicentina. Primer paso.

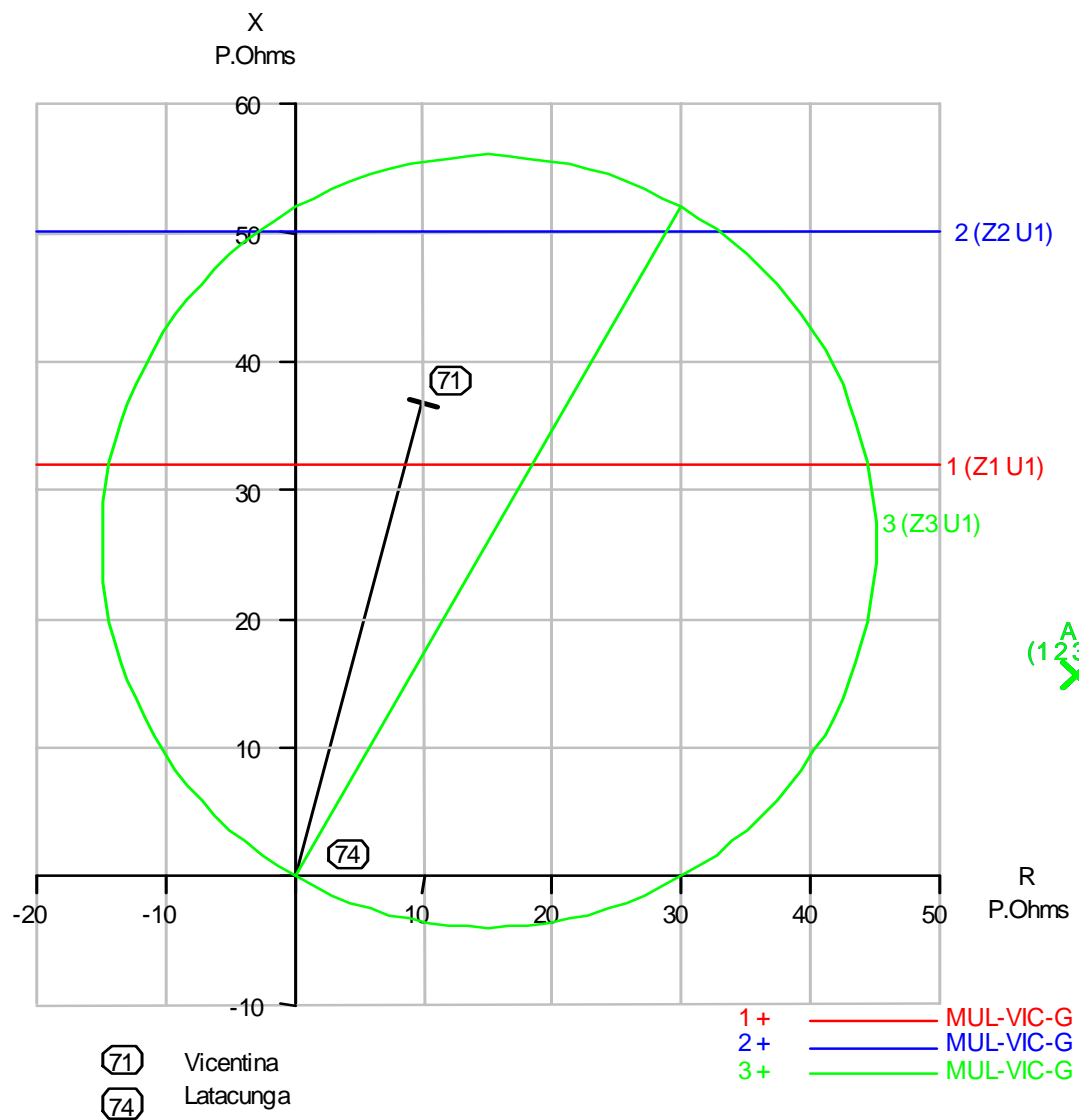


Fig. 5.30. Característica R-X de los elementos de protección para tierra zona 1, 2 y 3 ante falla SLG_40_OHMS a 30% de la línea desde Vicentina. Subestación Latacunga. Primer paso.

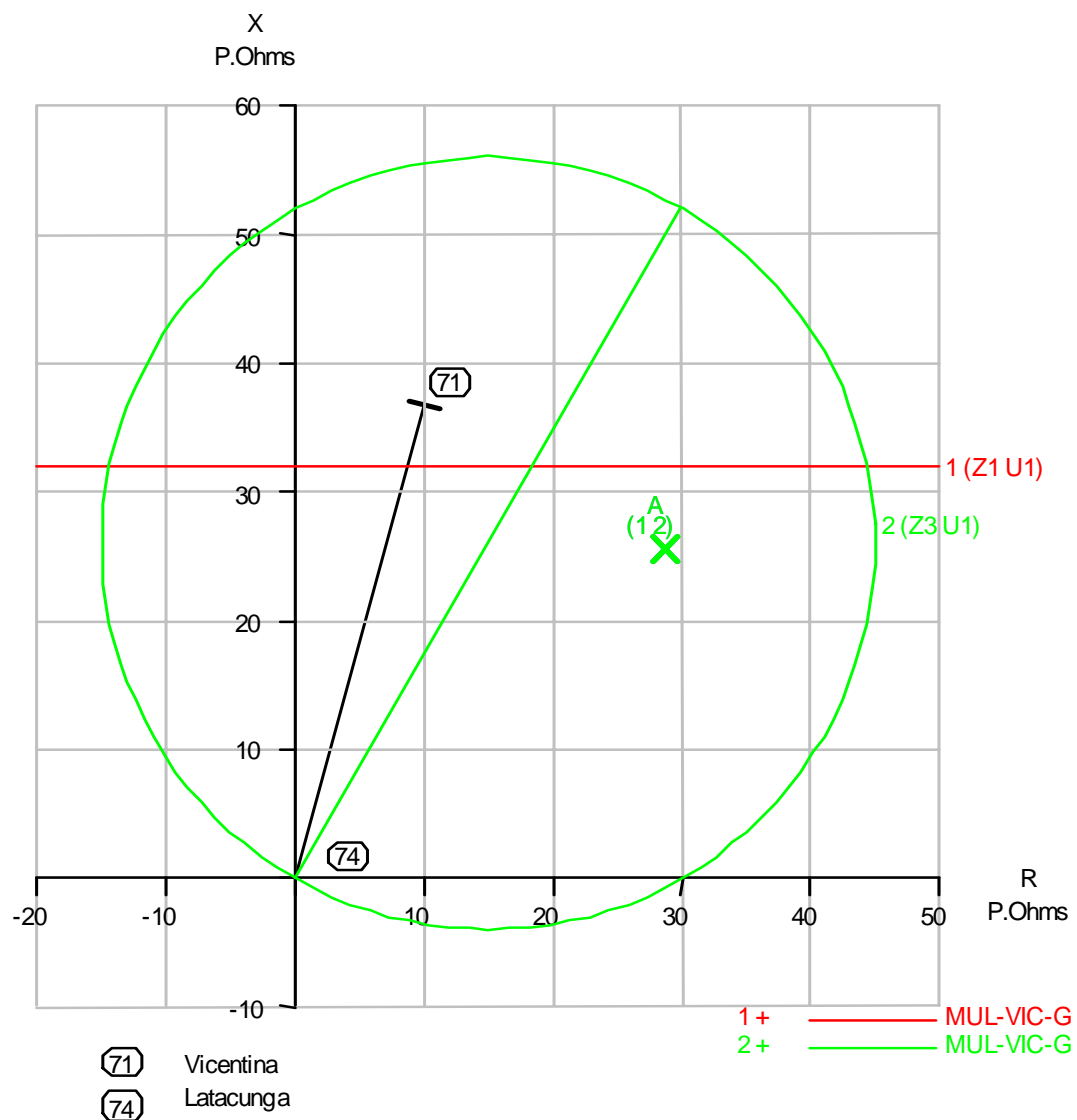


Fig. 5.31. Característica R-X de los elementos de protección para tierra zona 1 y 3 ante falla SLG_5_OHMS a 30% de la línea desde Vicentina. Subestación Latacunga. Segundo paso.

5.3.3 Análisis de falla al 70 % de la línea con impedancia de falla de 5, 15, 40 Ohmios.

SLG_5_OHMS: Esta falla es despejada en 6 ciclos (100 mS) en un solo paso en el cual se produce un disparo simultáneo de los disyuntores de la línea.

Los disyuntores operan por orden de los elementos de protección de tierra de primera zona PG_ZN1 de su respectiva subestación, el elemento PG_ZN1 de Vicentina opera al ver una impedancia de 29.97 @63.33Ohmios primarios y el PG_ZN1 de Latacunga ve una impedancia de 12.74@55.14 Ohmios primarios, como se muestra en las figuras 5.32 y 5.33 respectivamente. Los detalles de ajustes y operación de los elementos responsables del despeje se muestran en la tabla 5.10.

Tabla 5.10. Alcance e impedancia vista por los relés de la protección primaria por zonas ante falla SLG_5_OHMS a 70% de la línea desde Vicentina.

Impedancia de la Línea		S/E	Nombre Asignado del Relé	Unidad de Distancia	Alcance para Fallas a Tierra		Impedancia "Vista" Paso1		T. Op. (Ciclos)
Ohm. Prim.	Angulo (Grados)				Ohm. Prim.	Angulo (Grados)	Ohm. Prim.	Angulo (Grados)	
38.122	74.83	Latacunga	MUL-VIC-G	Zona 1	33.07	74.83	12.74	55.14	3
				Zona 3	58				49.5
		Vicentina	VIC-MUL-G	Zona 1	33.07	74.83	29.97	63.33	3
				Zona 3	58				49.5

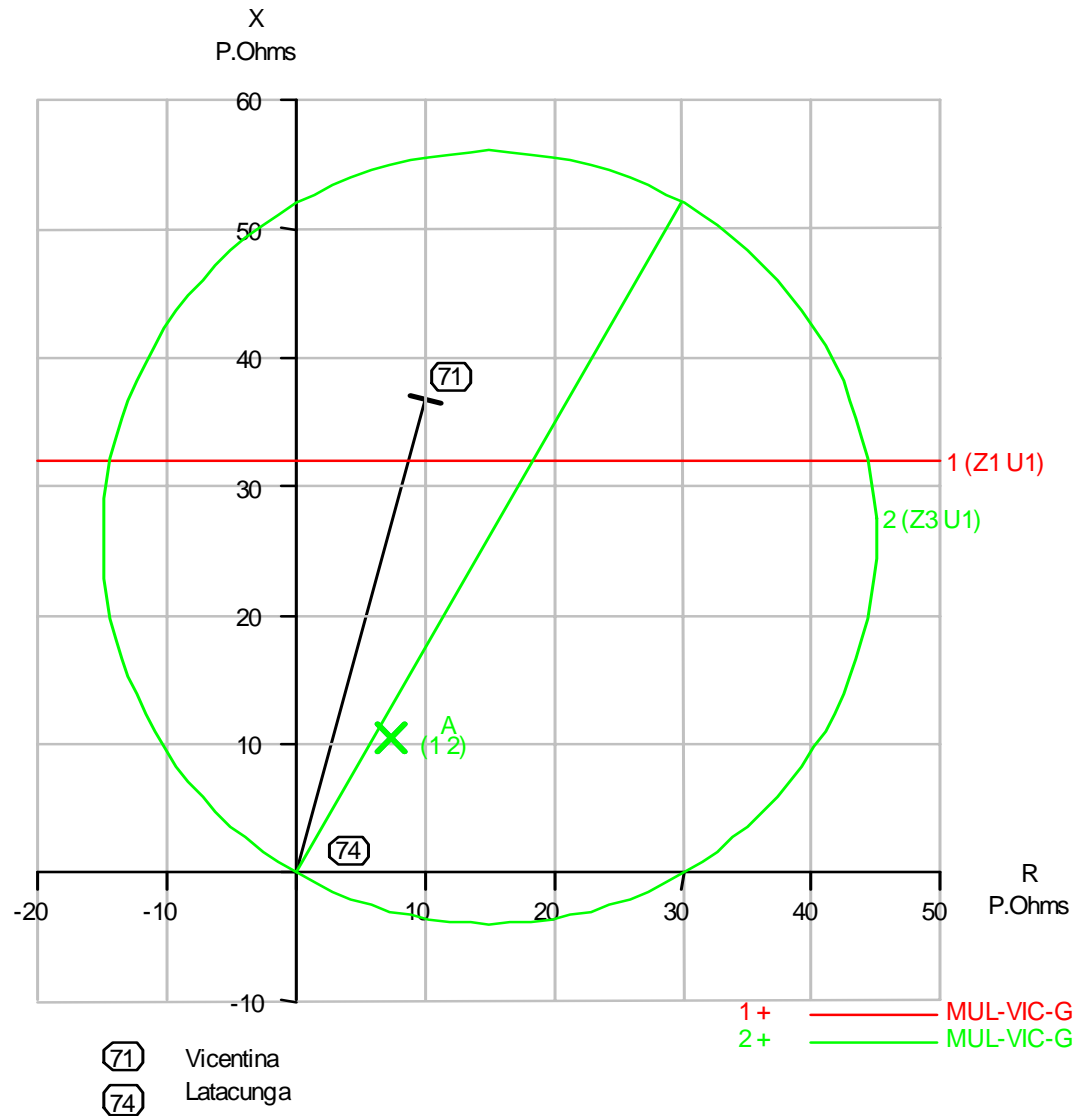


Fig. 5.32. Característica R-X de los elementos de protección para tierra zona 1 y 3 ante falla SLG_5_OHMS a 70% de la línea desde Vicentina. Subestación Latacunga. Primer paso.

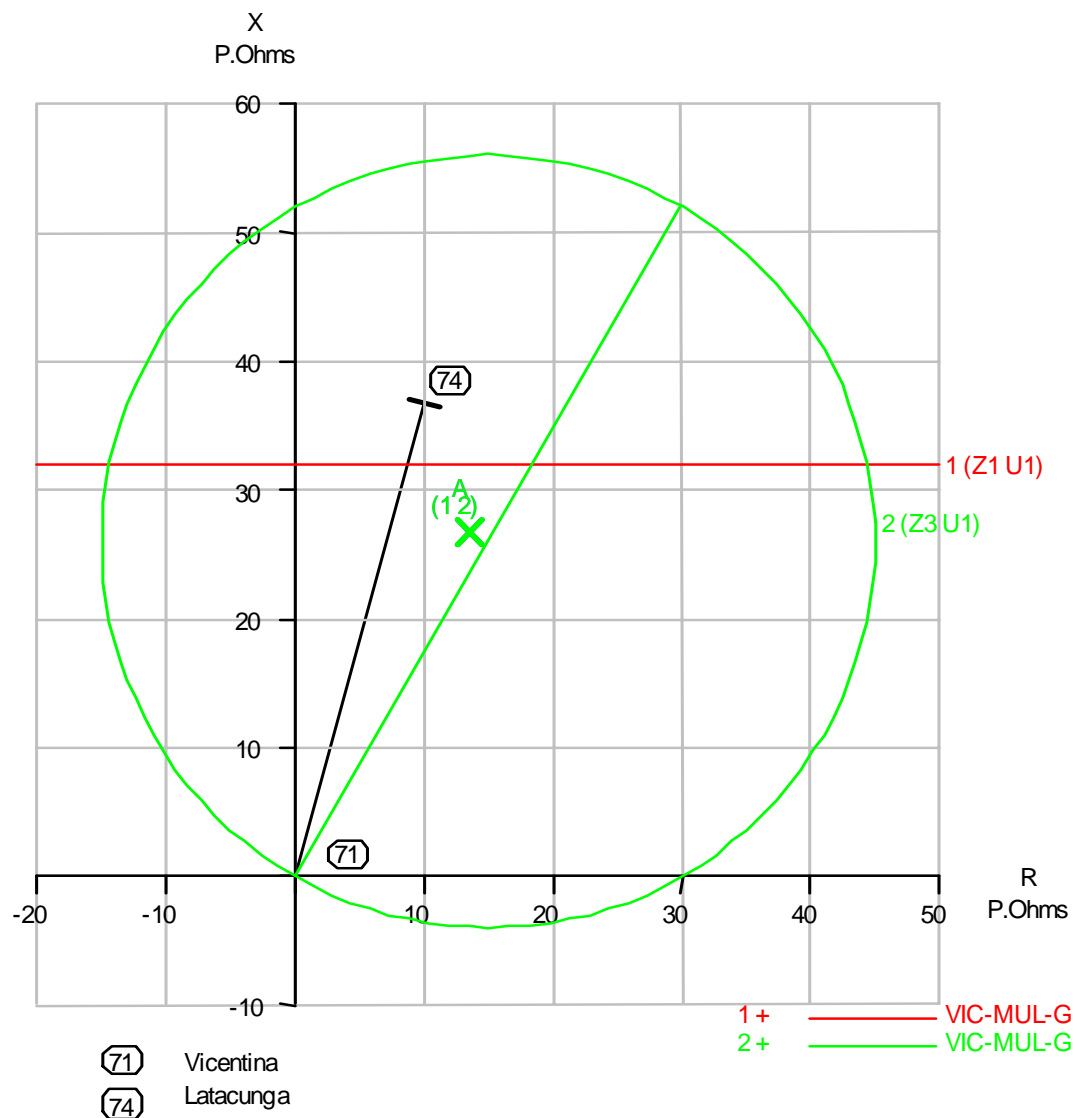


Fig. 5.33. Característica R-X de los elementos de protección para tierra zona 1 y 3 ante falla SLG_5_OHMS a 70% de la línea desde Vicentina. Subestación Vicentina. Primer paso.

SLG_15_OHMS: El sistema de protección despeja esta falla en 6 ciclos (100 mS) a través de un disparo simultaneo de los disyuntores de la línea.

Los disyuntores operan por orden de los elementos de protección de tierra de primera zona PG_ZN1 de su respectiva subestación, el elemento PG_ZN1 de Vicentina opera al ver una impedancia de 41.01 @46.35 Ohmios primarios y el PG_ZN1 de Latacunga ve una impedancia de 18.46@30.87 Ohmios primarios, como se muestra en las figuras 5.34 y 5.35 respectivamente. Los detalles de ajustes y operación de los elementos responsables del despeje se muestran en la tabla 5.11.

Tabla 5.11. Alcance e impedancia vista por los relés de la protección primaria por zonas ante falla SLG_15_OHMS a 70% de la línea desde Vicentina.

Impedancia de la Línea		S/E	Nombre Asignado del Relé	Unidad de Distancia	Alcance para Fallas a Tierra		Impedancia "Vista" Paso1		T. Op. (Ciclos)
Ohm. Prim.	Angulo (Grados)				Ohm. Prim.	Angulo (Grados)	Ohm. Prim.	Angulo (Grados)	
38.122	74.83	Latacunga	MUL-VIC-G	Zona 1	33.07	74.83	18.46	30,87	3
				Zona 3	58				49.5
		Vicentina	VIC-MUL-G	Zona 1	33.07	74.83	41,01	46,35	3
				Zona 3	58				49.5

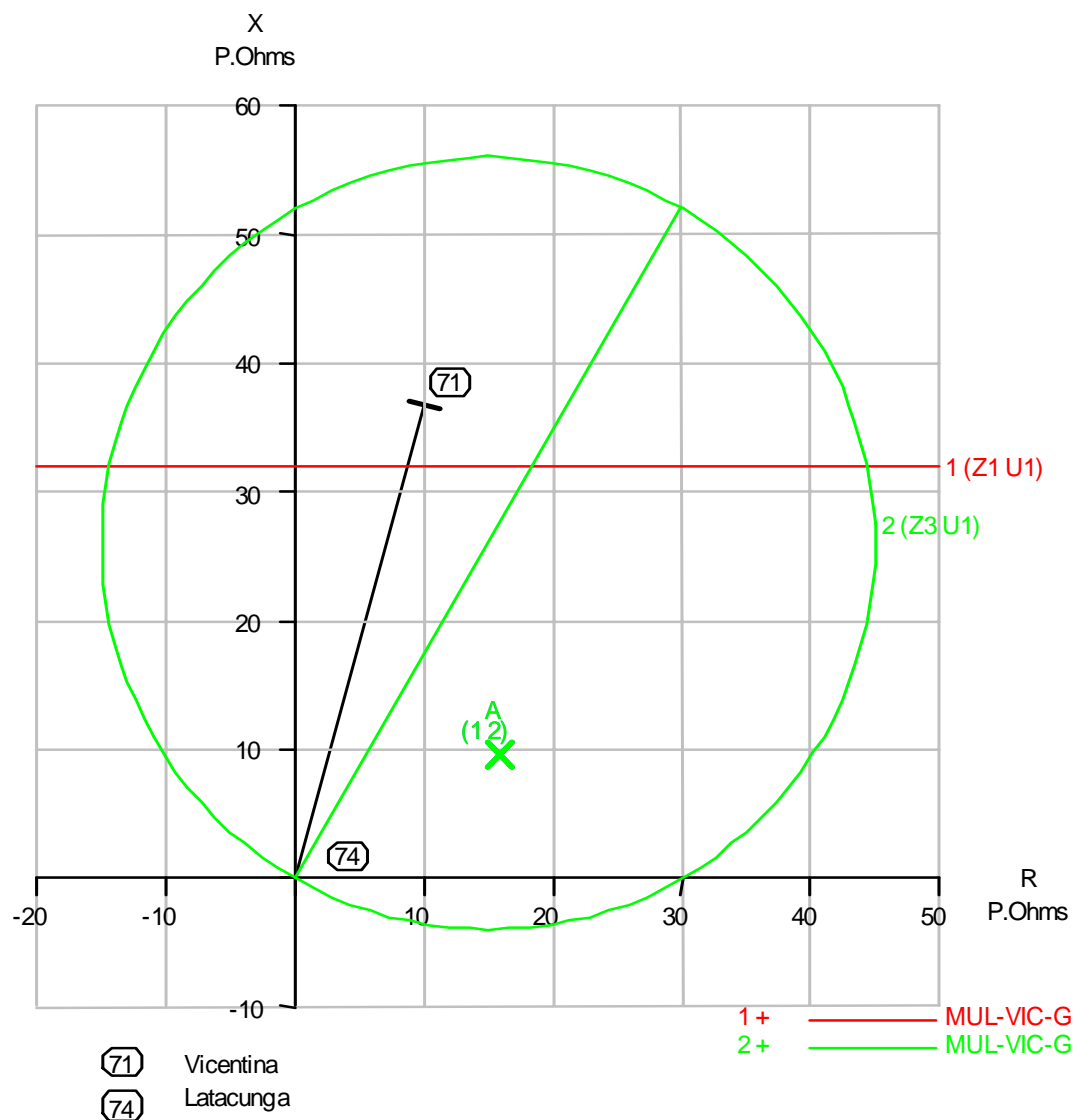


Fig. 5.34. Característica R-X de los elementos de protección para tierra zona 1 y 3 ante falla SLG_15_OHMS a 70% de la línea desde Vicentina. Subestación Latacunga. Primer paso.

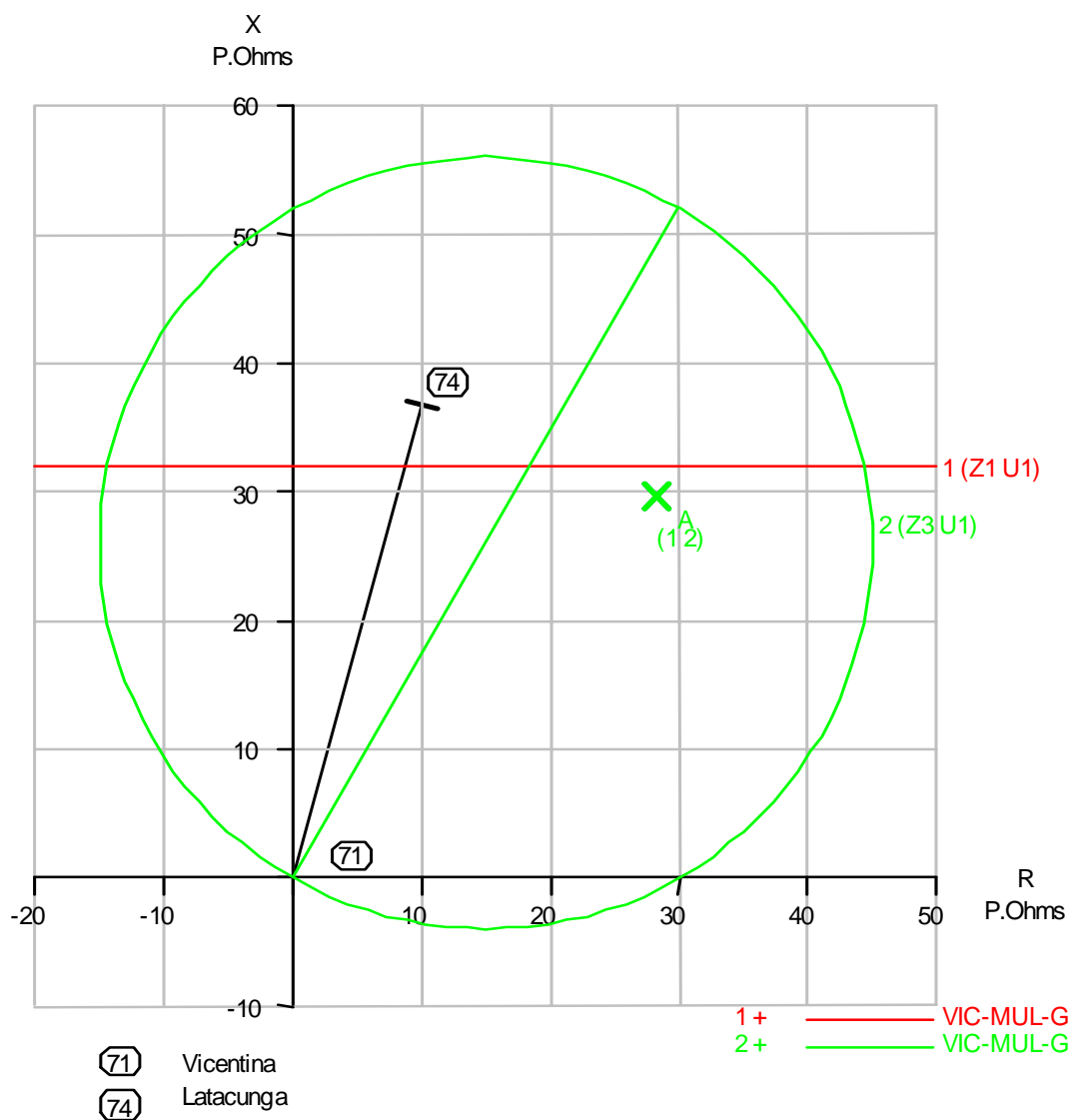


Fig. 5.35. Característica R-X de los elementos de protección para tierra zona 1 y 3 ante falla SLG_15_OHMS a 70% de la línea desde Vicentina. Subestación Vicentina. Primer paso.

SLG_40_OHMS: El tiempo total que toma el sistema de protección para eliminar la falla es de 12 ciclos (200 mS), este proceso se lo realiza en dos pasos.

En el primer paso se produce la apertura del disyuntor de la subestación Latacunga, primero opera el elemento de tierra de zona 3 el cual da el permiso direccional luego de 1.5 ciclos al elemento PG_ZN1 que es de protección de tierra para la primera zona el cual da la orden de disparo al disyuntor en 1.5 ciclos puesto que este ve la falla dentro de su zona de operación como una impedancia de 35.58 @11.82 Ohmios primarios, el disyuntor abre sus contactos luego de 3 ciclos de recibir la orden. Por lo que el tiempo de duración de este paso es de 6 ciclos (100 mS). En este paso ninguno de los relés de la subestación Vicentina ve la falla dentro de su zona de operación 84.21 @29.18 Ohmios primarios.

Una vez producida la apertura del disyuntor en la subestación Latacunga las condiciones de falla cambian y los relés de la subestación Vicentina ven la falla en zonas de operación cumpliendo el mismo procedimiento del primer paso, el elemento PG_ZN1 de la subestación Vicentina ve una impedancia de 38.42 @41.56 Ohmios primarios y manda a disparar el disyuntor de su posición este proceso dura al igual que el primer paso 6 ciclos (100 mS). Por lo que la falla es despejada totalmente en 12 ciclos.

En la figura 5.36 las curvas de los relés de la subestación Latacunga y la representación de la falla para el primer paso y en la figura 5.37 se muestra para que valor operan el relé de la subestación Vicentina en el segundo paso. Los detalles de ajustes y operación de los elementos responsables del despeje se muestran en la tabla 5.12.

Tabla 5.12. Alcance e impedancia vista por los relés de la protección primaria por zonas ante falla SLG_40_OHMS a 70% de la línea desde Vicentina.

Impedancia de la Línea		S/E	Nombre Asignado del Relé	Unidad de Distancia	Alcance para Fallas a Tierra		Impedancia "Vista" Paso1		T. Op. (Ciclos)
Ohm. Prim.	Angulo (Grados)				Ohm. Prim.	Angulo (Grados)	Ohm. Prim.	Angulo (Grados)	
Paso 1									
38.122	74.83	Latacunga	MUL-VIC-G	Zona 1	33.07	74.83	35.58	11.82	3
				Zona 3	58				49.5
Paso 2									
38.122	74.83	Vicentina	VIC-MUL-G	Zona 1	33.07	74.83	38.42	41.56	3
				Zona 3	58				49.5

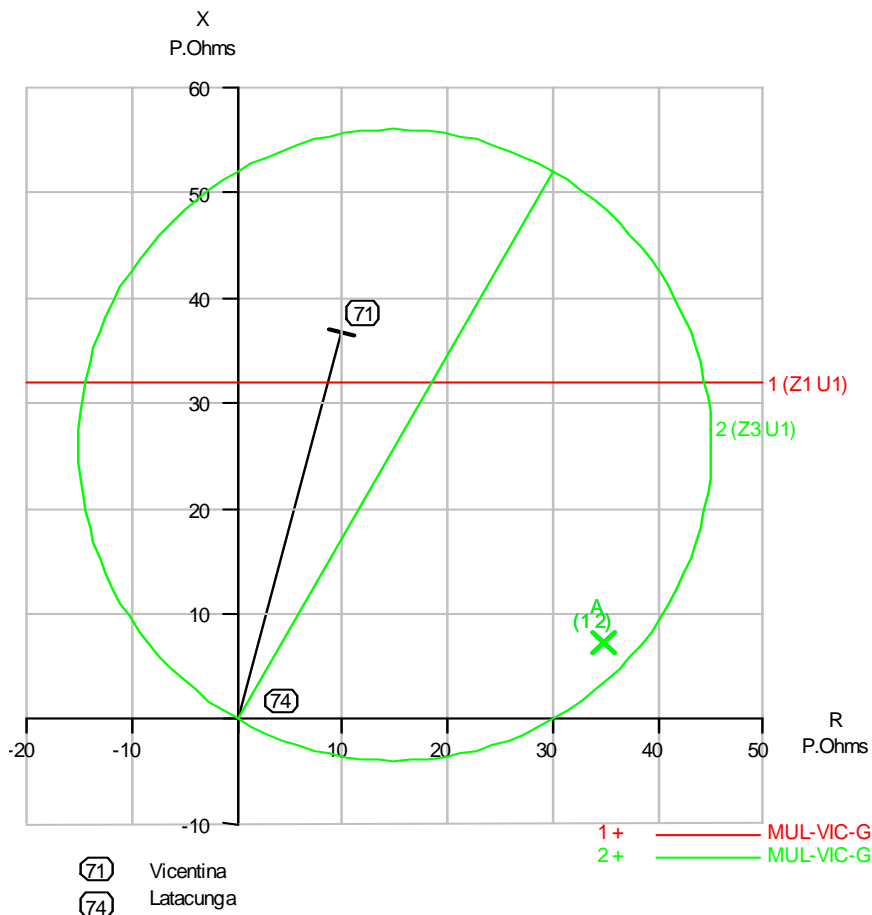


Fig. 5.36. Característica R-X de los elementos de protección para tierra zona 1 y 3 ante falla SLG_40_OHMS a 70% de la línea desde Vicentina. Subestación Latacunga. Primer paso.

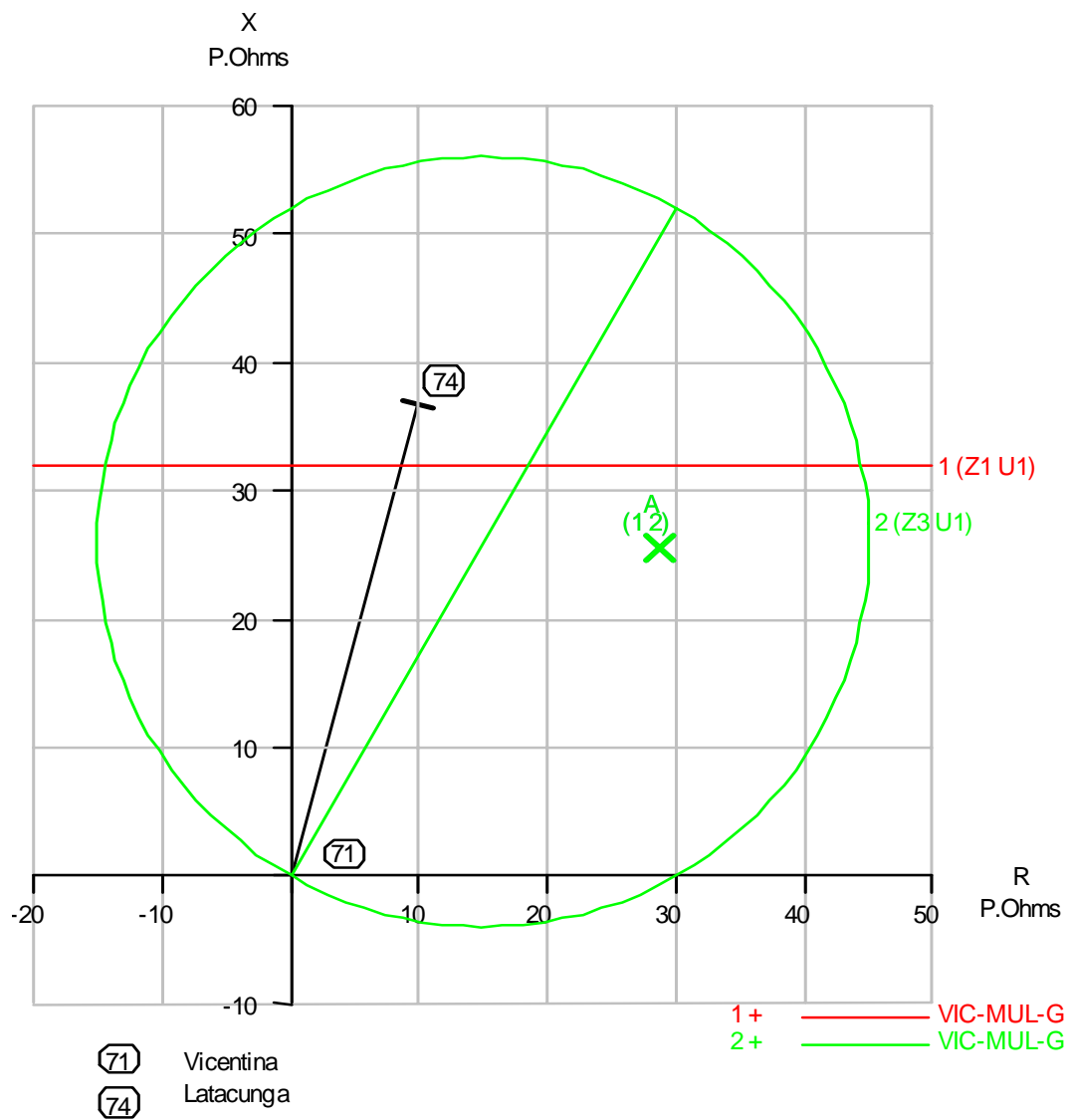


Fig. 5.37. Característica R-X de los elementos de protección para tierra zona 1 y 3 ante falla SLG_40_OHMS a 70% de la línea desde Vicentina. Subestación Vicentina. Segundo paso.

5.3.4 Análisis de falla al 90 % de la línea con impedancia de falla de 5, 15, 40 Ohmios.

SLG_5_OHMS: El despeje de esta falla se produce en dos pasos continuos y el tiempo total de aclaración es de 24 ciclos (400 mS).

En el primer disyuntor en abrir es el de la subestación Latacunga lo hace luego de transcurrir 6 ciclos (100 mS) desde el inicio de la falla, recibe la orden de disparo del elemento de protección de tierra PG_ZN1 el cual inicia su operación 1.5 ciclos después del inicio de la falla una vez que recibe el permiso direccional del elemento PG_ZN3, PG_ZN1 ve la falla como una impedancia de 5.70@36.02 Ohmios primarios y manda a disparar el disyuntor 3 ciclos luego del inicio de la falla. Al mismo tiempo la protección de protección de tierra segunda zona PG_ZN2 de la subestación vicentina ve la falla como una impedancia de 40.25 @61.80 Ohmios primarios que se encuentra dentro de su zona de operación, el elemento PG_ZN3 da la el permiso direccional en 1.5 ciclos y el elemento PG_ZN2 toma otros 1.5 ciclos en cerrar contactos, una vez producido esto inicia el conteo el timer PG_ZN2T relacionado con la zona 2 este tiene un retardo de tiempo de 18 ciclos (300 mS) y la orden de apertura del disyuntor no se alcanza a producir en el primer paso.

En el segundo paso el timer PG_ZN2T continua su operación y manda a disparar el disyuntor que controla luego de 24 ciclos (400 mS) luego del inicio de la falla, y corresponde a 1.5 ciclo de operación de PG_ZN3 mas 1.5 ciclos de PG_ZN2 y 18 ciclos de PG_ZN2T.

Las impedancias que ven los relés de la subestación Latacunga y Vicentina para mandar a disparar los disyuntores se muestran en las características R-X de las figuras 5.38 y 5.39 respectivamente. Los detalles de ajustes y operación de los elementos responsables del despeje se muestran en la tabla 5.13.

Tabla 5.13. Alcance e impedancia vista por los relés de la protección primaria por zonas ante falla SLG_5_OHMS a 90% de la línea desde Vicentina.

Impedancia de la Línea		S/E	Nombre Asignado del Relé	Unidad de Distancia	Alcance para Fallas a Tierra		Impedancia "Vista"		T. Op. (Ciclos)
Ohm. Prim.	Angulo (Grados)				Ohm. Prim.	Angulo (Grados)	Ohm. Prim.	Angulo (Grados)	
38.122	74.83	Latacunga	MUL-VIC-G	Zona 1	33.07	74.83	5.7	36.02	3
				Zona 3	58				49.5
		Vicentina	VIC-MUL-G	Zona 1	33.07	74.83	40.25	61.8	Inf.
				Zona 2	51.58				21
				Zona 3	58				49.5

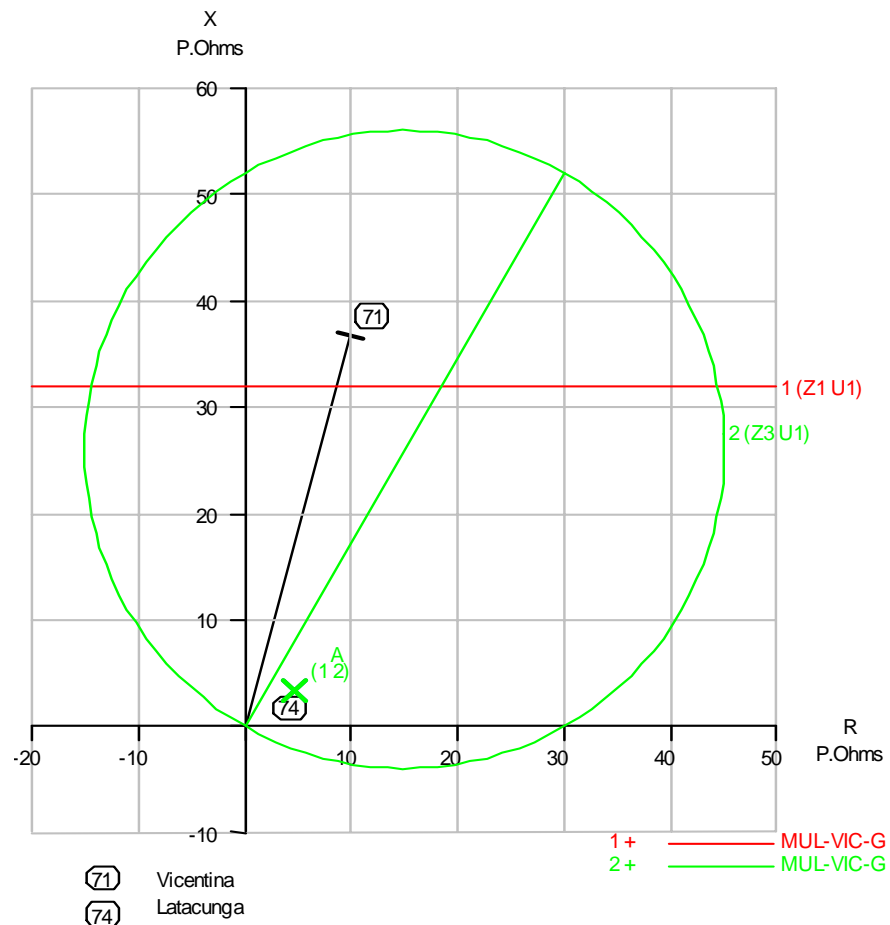


Fig. 5.38. Característica R-X de los elementos de protección para tierra zona 1 y 3 ante falla SLG_5_OHMS a 90% de la línea desde Vicentina. Subestación Latacunga. Primer paso.

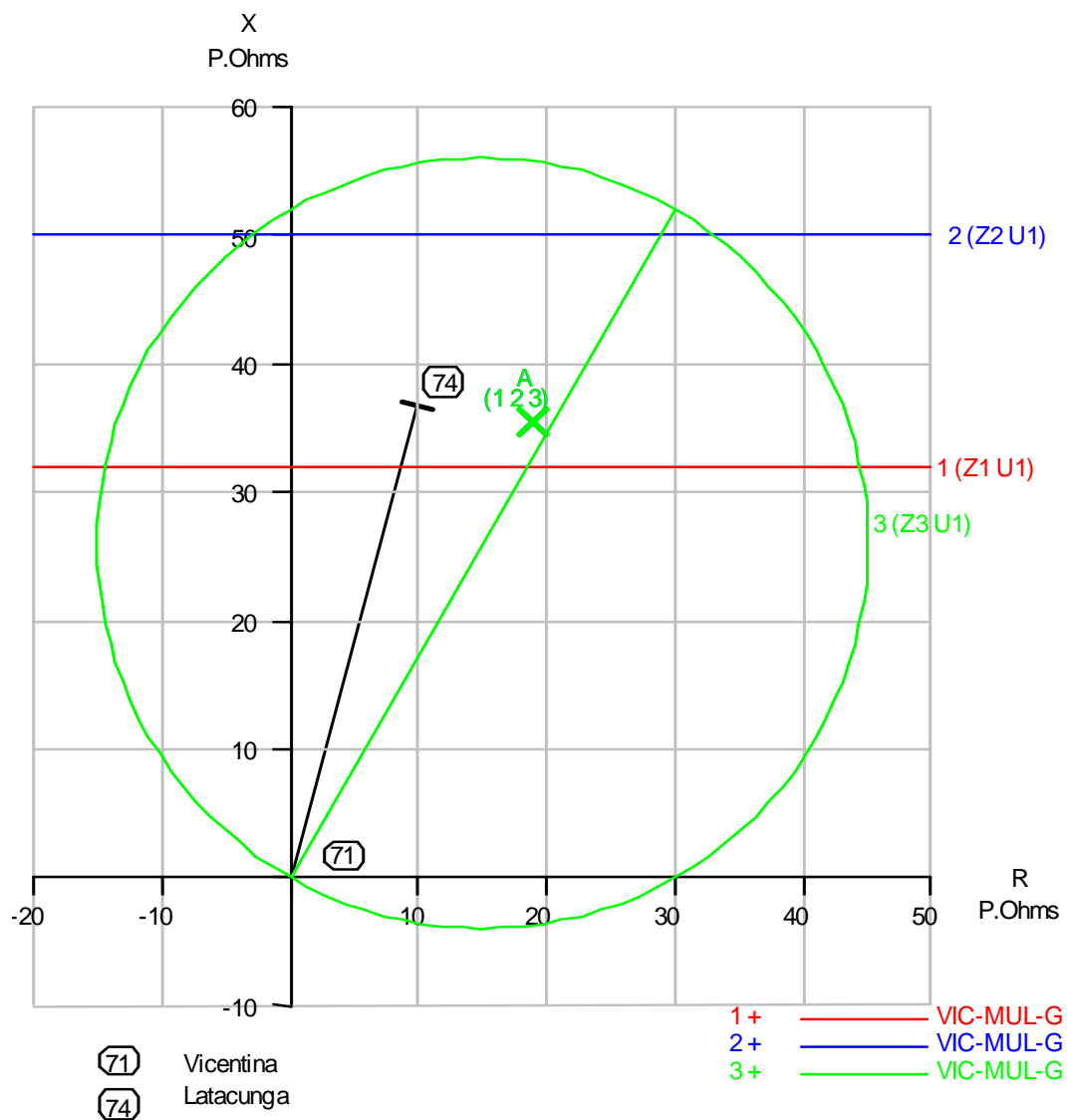


Fig. 5.39. Característica R-X de los elementos de protección para tierra zona 1, 2 y 3 ante falla SLG_5_OHMS a 90% de la línea desde Vicentina. Subestación Vicentina. Primer paso. Disparo se produce en paso dos.

SLG_15_OHMS: La falla se aclara en dos pasos que toman 30 ciclos (500 mS). El primer elemento en actuar es el PG_ZN3 de la subestación Latacunga que en 1.5 ciclos da el permiso direccional al elemento PG_ZN1 de protección de tierra de primera zona que en 1.5 ciclos mas da la orden de apertura al disyuntor el cual tiene un tiempo de operación de 3 ciclos, es decir la operación de la protección en esta subestación demora 6 ciclos a partir del inicio de la falla, los relés de tierra ven la falla como una impedancia de 11.99 @13.35 Ohmios primarios. Ninguno de los relés de la subestación Vicentina operan en este paso 59.75 @ 44.63 Ohmios primarios.

Una vez producida la apertura del disyuntor de la subestación Latacunga las condiciones de la falla cambian, esta es vista como una impedancia de 36.97 @63.05 Ohmios primarios por los elementos de protección de tierra de la subestación Vicentina y cae en la zona de operación de la unidad de segunda zona PG_ZN2 esta zona manda a disparar el disyuntor en 24 ciclos (400 mS).

En las figuras 5.40 y 5.41 se muestran el comportamiento de los relés de Latacunga y Vicentina respectivamente para el primer paso y en la figura 5.42 los relés que operan en la subestación Vicentina en el segundo paso. Los detalles de ajustes y operación de los elementos responsables del despeje se muestran en la tabla 5.14.

Tabla 5.14. Alcance e impedancia vista por los relés de la protección primaria por zonas ante falla SLG_15_OHMS a 90% de la línea desde Vicentina.

Impedancia de la Línea		S/E	Nombre Asignado del Relé	Unidad de Distancia	Alcance para Fallas a Tierra		Impedancia "Vista"		T. Op. (Ciclos)
Ohm. Prim.	Angulo (Grados)				Ohm. Prim.	Angulo (Grados)	Ohm. Prim.	Angulo (Grados)	
Paso 1									
38.122	74.83	Latacunga	MUL-VIC-G	Zona 1	33.07	74.83	11.99	13.35	3
				Zona 3	58				49.5
Paso 2									
38.122	74.83	Vicentina	VIC-MUL-G	Zona 1	33.07	74.83	36.97	63.05	Inf.
				Zona 2	51.58				21
				Zona 3	58				49.5

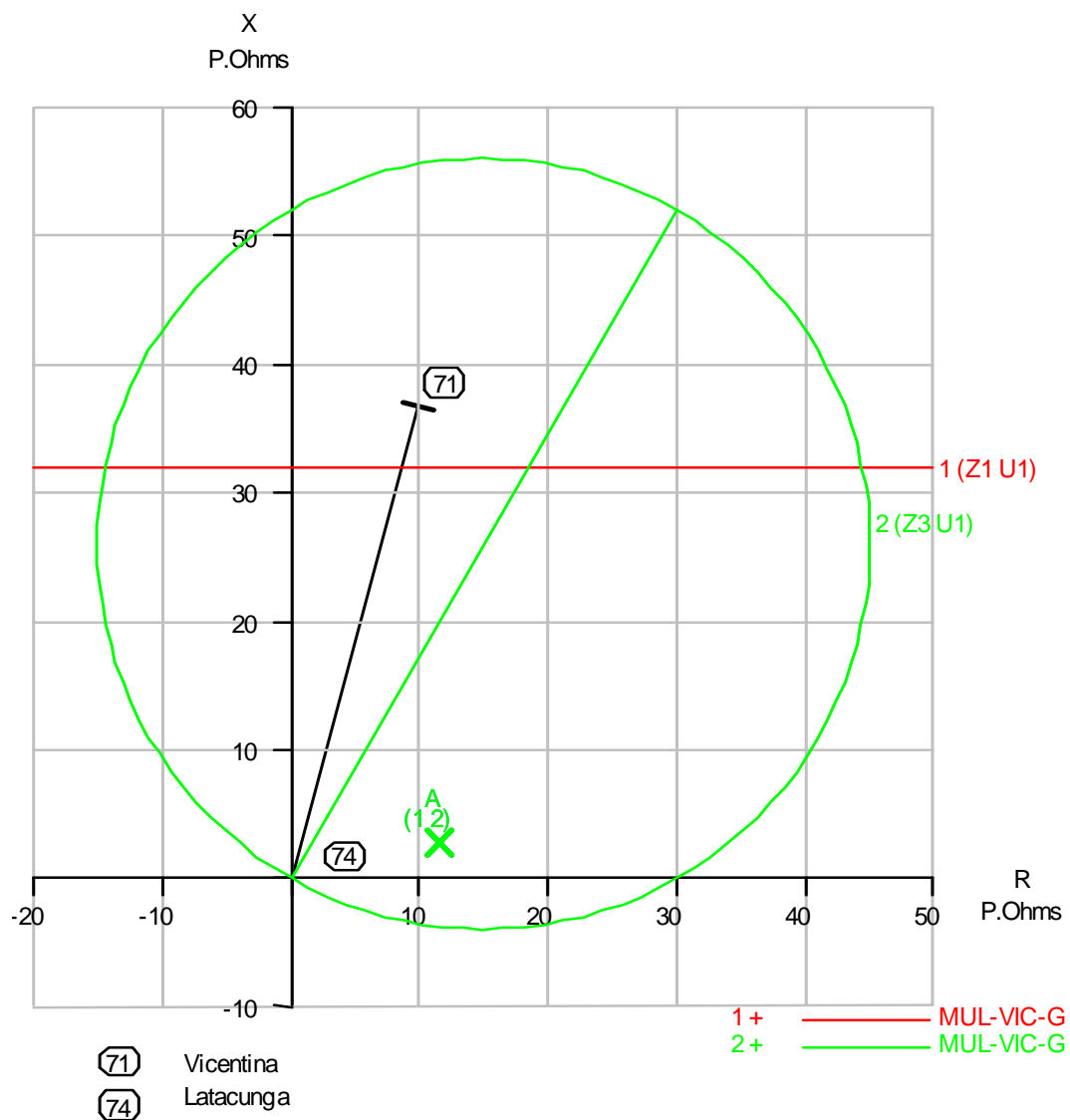


Fig. 5.40. Característica R-X de los elementos de protección para tierra zona 1 y 3 ante falla SLG_15_OHMS a 90% de la línea desde Vicentina. Subestación Latacunga. Primer paso.

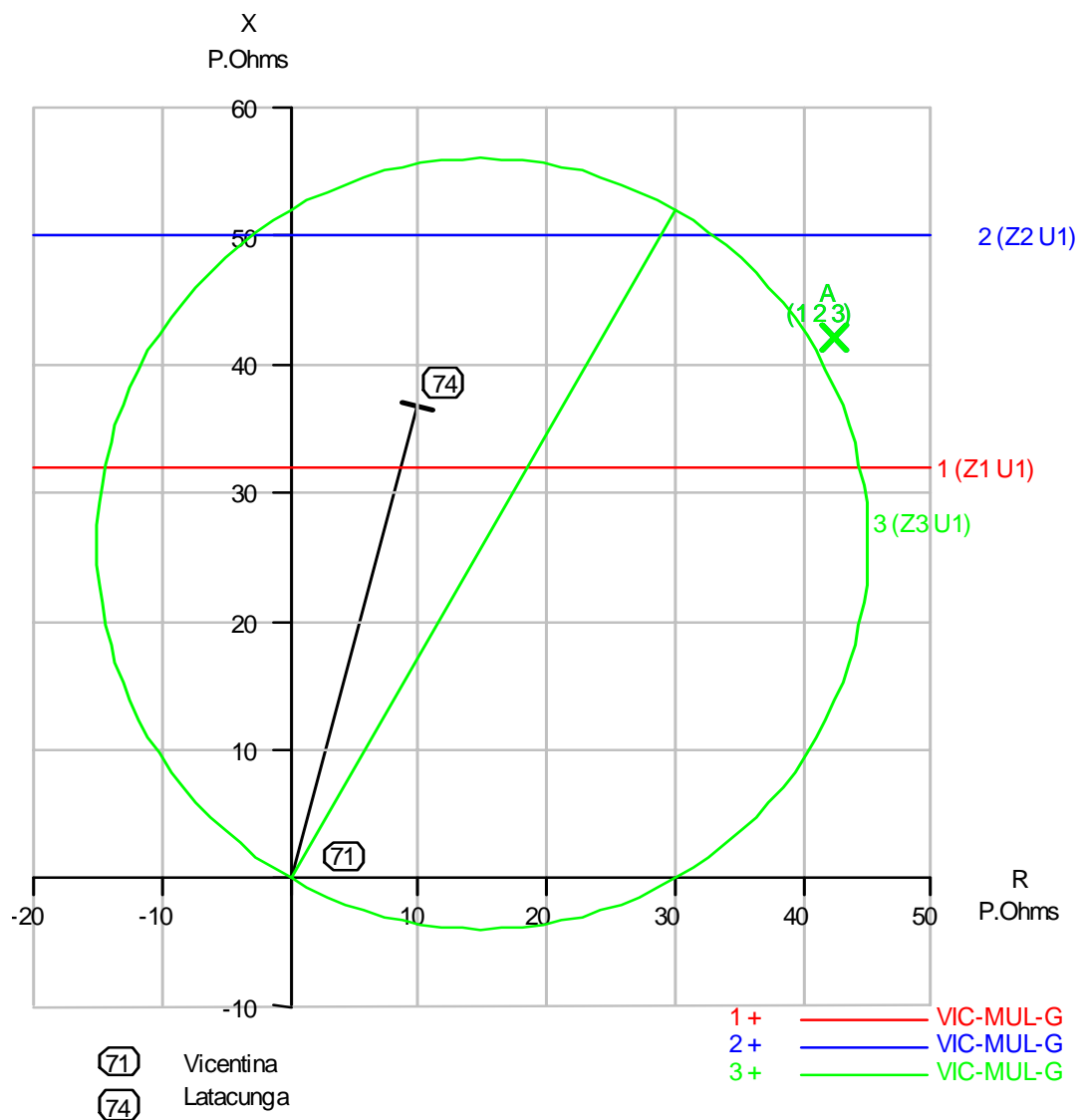


Fig. 5.41. Característica R-X de los elementos de protección para tierra zona 1,2 y 3 ante falla SLG_15_OHMS a 90% de la línea desde Vicentina. Subestación Vicentina. Primer paso.

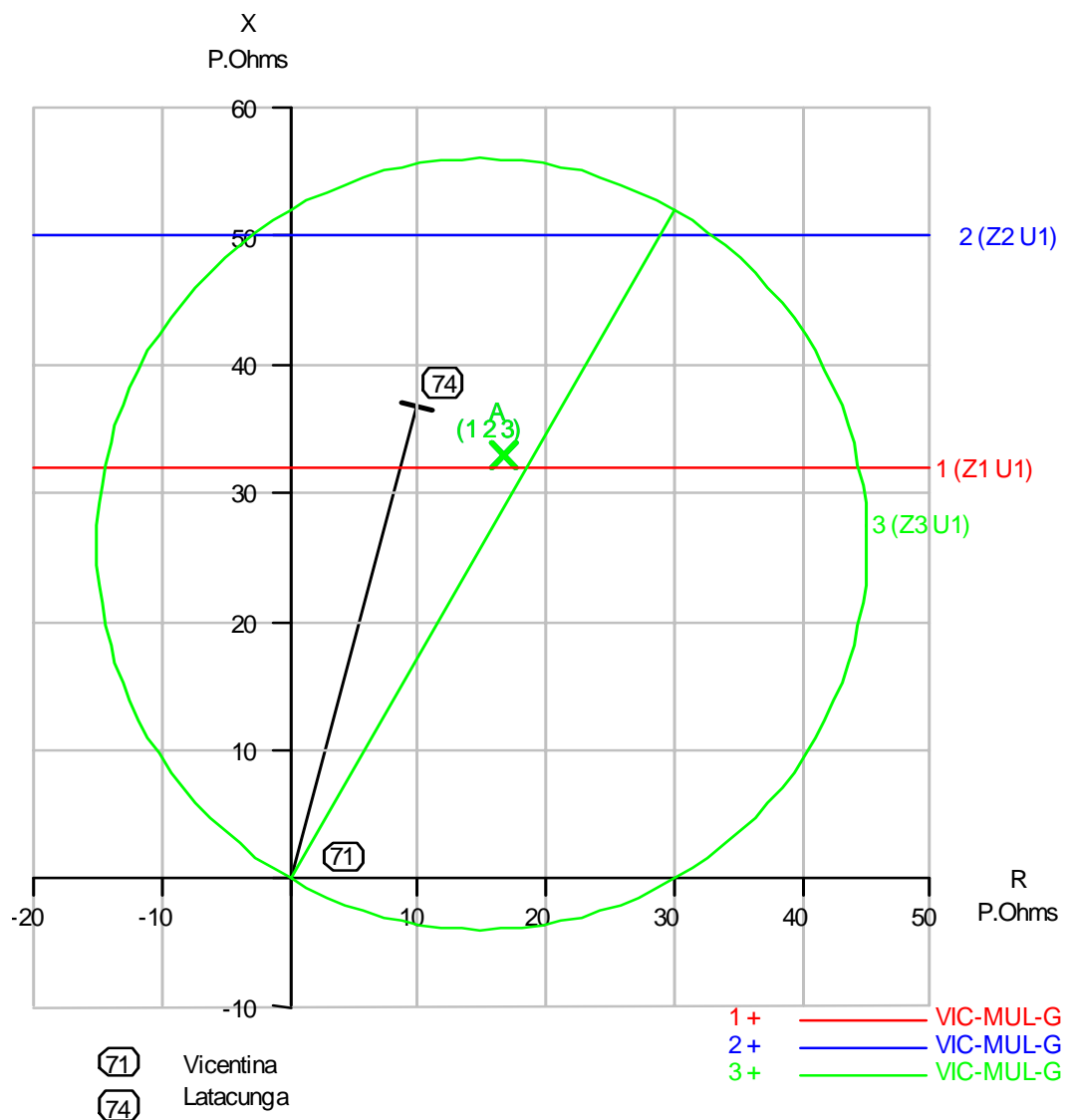


Fig. 5.42. Característica R-X de los elementos de protección para tierra zona 1,2 y 3 ante falla SLG_15_OHMS a 90% de la línea desde Vicentina. Subestación Vicentina. Segundo paso.

SLG_40_OHMS: La falla se aclara en dos pasos que toman 30 ciclos (500 mS).

El primer elemento que detecta la falla dentro de su zona de operación es el elemento PG_ZN3 en la subestación Latacunga que en 1.5 ciclos da el permiso direccional al elemento PG_ZN1 de protección de tierra de primera zona que en 1.5 ciclos mas da la orden de apertura al disyuntor el cual tiene un tiempo de operación de 3 ciclos, es decir la operación de la protección en esta subestación demora 6 ciclos a partir del inicio de la falla. Los elementos de tierra de la subestación Latacunga ven la falla como una impedancia de 27.70 @2.99 Ohmios primarios. Ninguno de los relés de la subestación Vicentina operan en este paso 142.09 @31.08 Ohmios primarios.

Una vez producida la apertura del disyuntor de la subestación Latacunga las condiciones de la falla cambian, esta es vista como una impedancia de 44.94 @46.93 Ohmios primarios por los elementos de protección de tierra de la subestación Vicentina y cae en la zona de operación del elemento de segunda zona PG_ZN2 esta zona manda a disparar el disyuntor en 24 ciclos (400 mS).

En la figura 5.43 se muestran el comportamiento de los relés de Latacunga para el primer paso y en la figura 5.44 los relés que operan en la subestación Vicentina en el segundo paso. Los detalles de ajustes y operación de los elementos responsables del despeje se muestran en la tabla 5.15.

Tabla 5.15. Alcance e impedancia vista por los relés de la protección primaria por zonas ante falla SLG_40_OHMS a 90% de la línea desde Vicentina.

Impedancia de la Línea		S/E	Nombre Asignado del Relé	Unidad de Distancia	Alcance para Fallas a Tierra		Impedancia "Vista"		T. Op. (Ciclos)
Ohm. Prim.	Angulo (Grados)				Ohm. Prim.	Angulo (Grados)	Ohm. Prim.	Angulo (Grados)	
Paso 1									
38.122	74.83	Latacunga	MUL-VIC-G	Zona 1	33.07	74.83	27.7	2.99	3
				Zona 3	58				49.5
Paso 2									
38.122	74.83	Vicentina	VIC-MUL-G	Zona 1	33.07	74.83	44.94	46.93	Inf.
				Zona 2	51.58				21
				Zona 3	58				49.5

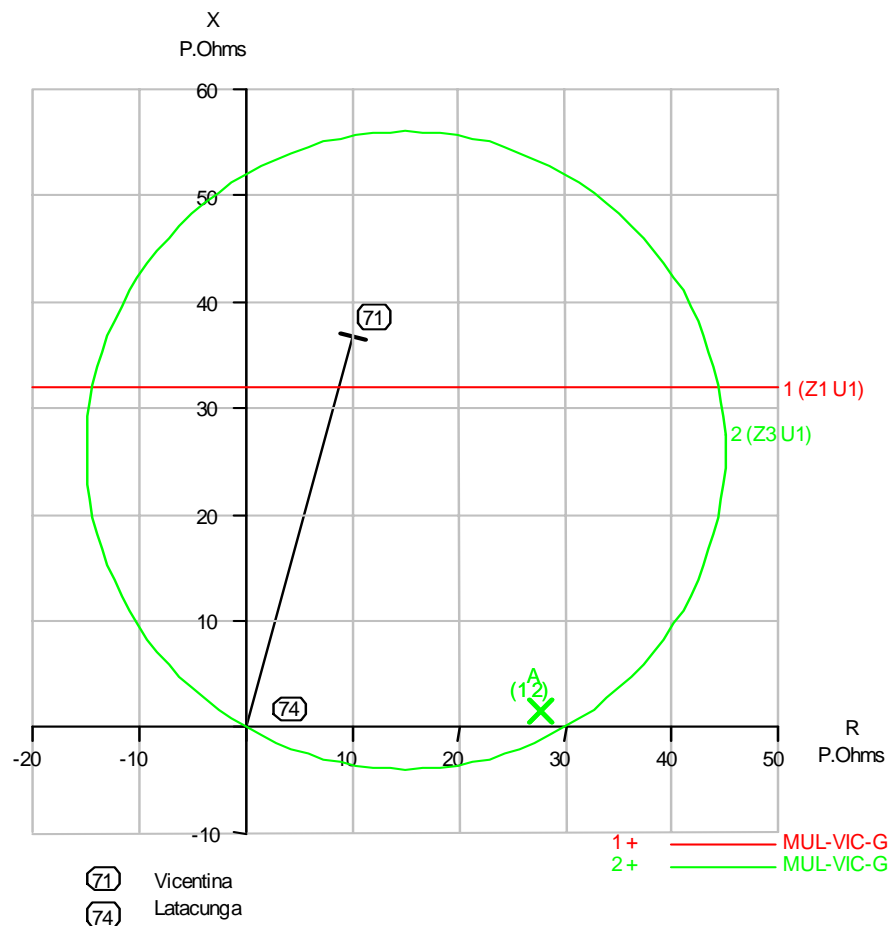


Fig. 5.43. Característica R-X de los elementos de protección para tierra zona 1 y 3 ante falla SLG_40_OHMS a 90% de la línea desde Vicentina. Subestación Latacunga. Primer paso.

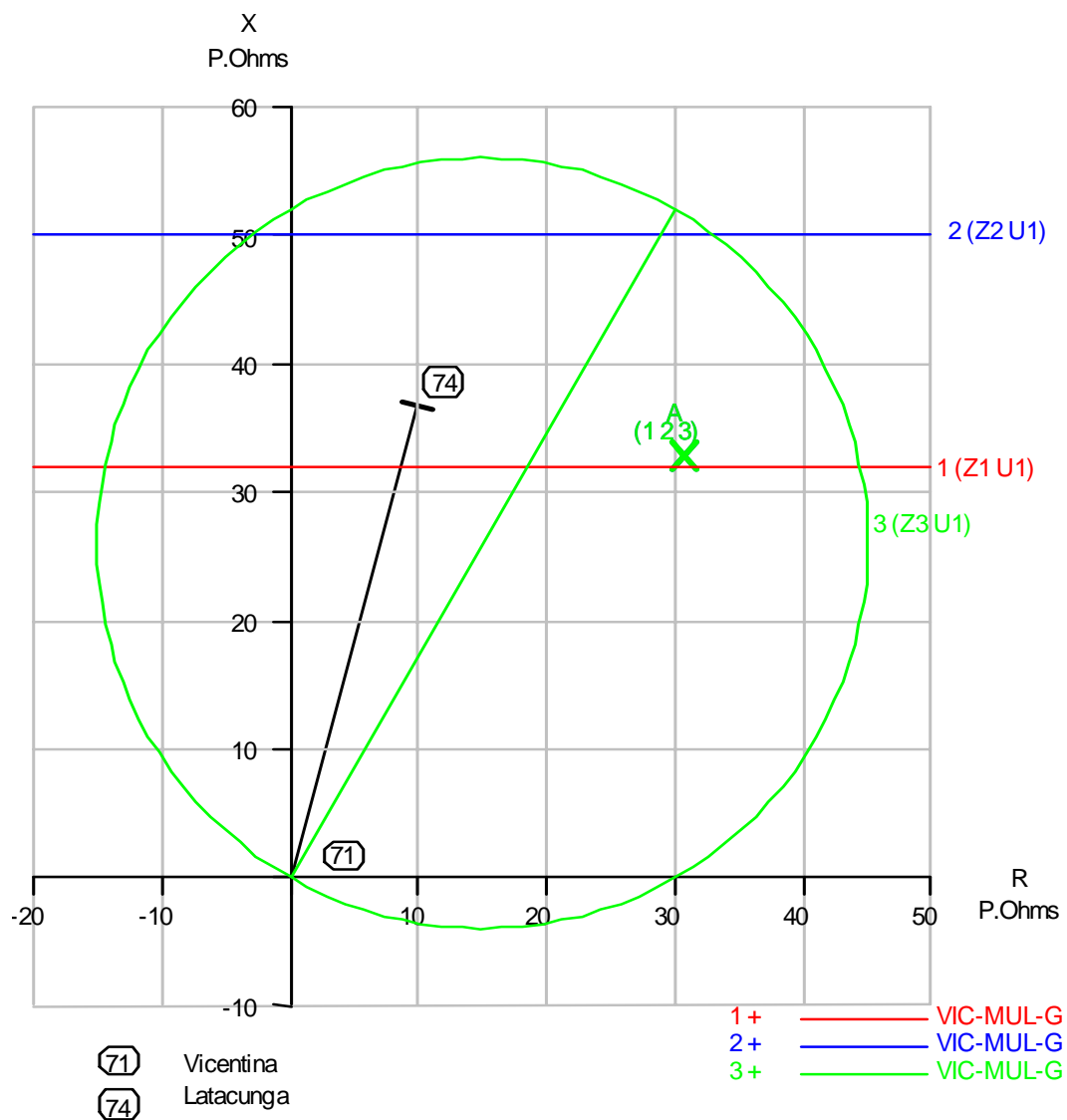


Fig. 5.44. Característica R-X de los elementos de protección para tierra zona 1, 2 y 3 ante falla SLG_40_OHMS a 90% de la línea desde Vicentina. Subestación Vicentina. Segundo paso.

Para poder probar la protección de respaldo dada por otra subestación es necesario inhibir un disyuntor de la línea en estudio.

Si el disyuntor de la subestación Vicentina no llegase a operar frente a una falla ya sea por razones eléctricas o mecánicas, la protección de respaldo la brindarían las LZOP's de las subestaciones Santa Rosa e Ibarra, en tres pasos consecutivos, primero debe actuar el disyuntor de Latacunga, luego Santa Rosa y finalmente Ibarra, pero esto no sucede. Esto se debe a que hay una fuerte aportación de corriente a la falla desde la generación en las subestaciones Vicentina y en Guangopolo por lo que la falla se ve como una falla no severa especialmente desde Ibarra y no opera el respaldo, la única falla en la cual se accionan los respaldos es para la SLG_5_OHMS a 10% de la línea y solo se produce el despeje en Santa Rosa. Al no contar con los datos de protección que eliminen las aportaciones desde los generadores de Vicentina y Guangopolo estos ramales deben abrirse manualmente y entonces si se produce el disparo tanto del disyuntor de la línea Santa Rosa – Vicentina en el lado de Santa Rosa como de los disyuntores de la línea Ibarra – Vicentina del lado de Ibarra circuitos 1 y 2 para la falla SLG_5_OHMS y SLG_15_OHMS a 10% de la línea, para las demás fallas los relés de respaldo no detectan la falla dentro de su zona de disparo pues se produce subalcance debido a las impedancias de falla.

Si el disyuntor que no disparase fuese el de la subestación Latacunga el respaldo es brindado por la zona de protección de Pucara, pero esta no opera. El relé usado para brindar esta protección es el GCXG51A en el cual su elemento de tercera zona direccional no tiene taps o derivaciones para corriente de compensación lo que hace que la falla se vea muy lejana y no da el permiso direccional para las demás zonas y por lo tanto no actúa el respaldo, esto no es muy severo puesto que si estuviese ajustada la protección de barra esta debería actuar. Igual como el caso anterior no se tiene la protección que elimine las aportaciones de la generación desde

Latacunga por lo cual para que operes el respaldo desde Pucara debe realizarse esta apertura manualmente.