

UNIVERSIDAD NACIONAL DE INGENIERÍA
FACULTAD DE INGENIERÍA ELÉCTRICA Y ELECTRÓNICA



TESIS:

**“METODOLOGÍA DE SELECCIÓN, AJUSTE Y COORDINACIÓN DE PROTECCIÓN
CON RELÉS ADAPTATIVOS DE SOBRECORRIENTE EN SISTEMAS ELÉCTRICOS
DE DISTRIBUCIÓN CON GENERACIÓN DISTRIBUIDA”**

**PARA OBTENER EL GRADO ACADÉMICO DE MAESTRO EN CIENCIAS CON
MENCIÓN EN SISTEMAS DE POTENCIA**

ELABORADO POR:

DANIEL WILMER CARHUACUSMA TUNCAR

ASESOR:

M. Sc. DIONICIO ZOCIMO ÑAUPARI HUATUCO

LIMA – PERÚ

2021

DEDICATORIA

Mi tesis la dedico con todo mi corazón:

A mi familia por todo su cariño y apoyo por qué han sido la razón de quien soy ahora, a mi madre Marcelina y mi hermana Alejandra, por haberme apoyado en todo momento, por sus consejos, por sus valores, por la motivación constante que me ha permitido ser una persona de bien y más que a nada por su amor incondicional.

Mis profesores, en especial al MSc. Dionicio Zocimo Ñaupari Huatuco, por todo su apoyo y asistencia.

ÍNDICE DE CONTENIDOS

INTRODUCCIÓN.....	1
CAPITULO I.....	3
ANTECEDENTES Y DESCRIPCIÓN DEL PROBLEMA	3
1.1 Antecedentes Bibliográficos.....	3
1.2 Descripción de la Realidad Problemática.....	4
1.3 Formulación del Problema	5
1.4 Justificación e Importancia de la Investigación.....	6
1.5 Objetivos.....	6
1.5.1 Objetivo General.....	6
1.5.2 Objetivo Especifico	6
1.6 Hipótesis.....	6
1.6.1 Hipótesis Principal	6
1.6.2 Hipótesis Secundarias	7
1.7 Variables e Indicadores.....	7
1.7.1 Variable Independiente.....	7
1.7.2 Variable Dependiente	7
1.7.3 Indicadores	7
1.8 Unidad de Análisis	8
1.9 Tipo y Nivel de Investigación	8
1.10 Periodo de Análisis	8
1.11 Fuentes de Información e Instrumentos Utilizados.....	8
1.12 Técnicas de Recolección y Procesamiento de Datos.....	8
CAPITULO II.....	9
MARCO TEÓRICO	9
2.1 Redes de Distribución.....	9
2.1.1 Red de Distribución Primaria	10
2.1.2 Red de Distribución Secundaria.....	10
2.2 Análisis de Flujo de Potencia	10
2.2.1 Modelos de los Elementos de un Sistema Eléctrico de Potencia	11
2.2.2. Método de Newton- Rapshon.....	13
2.3 Análisis de Cortocircuito.....	16
2.3.1 Fuentes de Corriente de Corto Circuito.....	16

2.3.2 Normalización Eléctrica	16
2.3.2.1 Normas ANSI/IEEE	17
2.3.2.2 Las Normas IEC	18
2.4 Generación Distribuida.....	20
2.5 Equipos de Protección de Sobrecorriente en Sistemas de Distribución	21
2.5.1 Relés de Sobrecorriente	22
2.5.1.1 Unidad de Medición	22
2.5.1.2 Sobrecorriente Instantánea (IOC)	23
2.5.1.3 Sobrecorriente Temporizado (TOC).....	23
2.5.1.4 Unidad Lógica.....	23
2.5.2 Relé de Sobrecorriente Direccional.....	24
2.5.3 Reconectores Automáticos	24
2.5.4 Seccionalizadores.....	26
2.5.5 Interruptores	27
2.5.6 Fusible.....	28
2.6 Coordinación de Elementos de Protección en Sistemas de Distribución	30
2.6.1 Coordinación de Fusibles	30
2.6.2 Coordinación Entre Relé y Fusible.....	31
2.6.3 Coordinación Relé y Relé.	31
2.6.4 Coordinación Entre Reconector y Fusible.	32
2.7 Impacto de la GD en la Coordinación de Dispositivos de Protección en SD.....	33
CAPÍTULO III.....	41
DESARROLLO DEL TRABAJO	41
3.1 Formulación Matemática.....	41
3.1.1 Intervalo de Tiempo de Coordinación (ITC):	42
3.1.2 Tiempo Dial de Ajuste (TDS):	42
3.1.3 Tiempo de Actuación del Relé de Sobrecorriente:	43
3.1.4 Corriente Pick-Up:	43
3.2 Metodología Propuesta Para la Coordinación de Protecciones en Sistemas Eléctricos de Distribución con Inserción de GD.....	45
3.2.1 El Sistema Primario	46
3.2.2 La Capa Ejecución.....	46
3.2.3 Las Capas Coordinación y Administración.....	46
3.3 El Algoritmo de la Protección de Sobrecorriente Adaptativa.	47
3.3.1 Calculo de la Corriente de Falla.....	48
3.3.2 Calculo de Nuevo Ajustes de Protecciones.....	48
3.3.3 Calculo de la Respuesta del Sistema de Protección	49
3.3.4 Comparación de Desarrollo Relativos y Ajustes de Decisión Aplicadas.	49
3.3.5 Aplicando Nuevos Ajustes de Protección y Verificación.....	50
3.4 Criterios y Requisitos Tomados Para las Simulaciones.....	51
CAPÍTULO IV	53
ANÁLISIS Y PRESENTACIÓN DE RESULTADOS	53
4.1 Descripción General del Sistema Eléctrico Propuesto para el Estudio.	53
4.2 Impacto de la Generación Distribuida Sobre la Coordinación de Dispositivos de Protección en las Topologías Existentes en el Sistema Eléctrico Chungar – Alpamarca...57	

4.3 Presentación de Resultados del Sistema de Distribución en Estudio.....	59
4.4 Validación y Contrastación de la Hipótesis.....	118
CONCLUSIONES.....	119
RECOMENDACIONES.....	121
FUTUROS ESTUDIOS APLICADOS.....	121
GLOSARIO.....	122
BIBLIOGRAFÍA.....	123
ANEXOS.....	125

ÍNDICE DE FIGURAS

Figura 1.1 Sistema de distribución eléctrico convencional (la energía fluye de la red eléctrica a los consumidores).	4
Figura 1.2 Sistema de distribución eléctrica con GD (la energía generada fluye en varias direcciones).	5
Figura 2.1 Ubicación de los sistemas de distribución primario y secundario dentro del sistema de potencia	9
Figura 2.2 Flujo de potencia activa P_s y reactiva Q_s	11
Figura 2.3 Modelo π de una línea de transmisión.	11
Figura 2.4 Modelo de los transformadores de potencia.	12
Figura 2.5 Contribución de distintas fuentes a la corriente de cortocircuito total.	16
Figura 2.6 Generador síncrono sujeto a una falla trifásica en sus terminales. Onda simétrica de corriente de corto circuito, sin considerar la componente de CD. Aquí se observa el declive de la onda de CA. (Fuente: Referencia [22]).	17
Figura 2.7 Corriente de cortocircuito de una falla alejado de un generador con componente de corriente alterna constante [IEC 60909 – 0 – 1ª Edición 2001].	19
Figura 2.8 Corriente de cortocircuito cerca de un generador con componente de corriente alterna decreciente [IEC 60909 – 0 – 1ª Edición 2001].	19
Figura 2.9 Generación distribuida	20
Figura 2.10 Ejemplo de un relé IED de sobrecorriente (marca ABB)	22
Figura 2.11 relé de sobrecorriente básico	23
Figura 2.12 Ejemplo de Reconectador (Bellamar, Chimbote Sur)	24
Figura 2.13 Secuencia de operación de un Reconectador	26
Figura 2.14 Ejemplo de seccionalizador (del alimentador 8va Sur de la S. E. Chimbote Sur)	27
Figura 2.15 Ejemplo de Interruptor	28
Figura 2.16 Fusible de expulsión tipo K.	29
Figura 2.17 Características de operación de fusibles	29
Figura 2.18 Coordinación de fusible-fusible.	30
Figura 2.19 Coordinación relevador-fusible.	31
Figura 2.20 Coordinación de relé – relé	31
Figura 2.21 Sistema de distribución.	32
Figura 2.22 Curvas del reconectador y el fusible.	32
Figura 2.23 Pequeño sistema sin generación distribuida (Fuente: Referencia [13])	34
Figura 2.24 Corto circuito en la barra 1 con y sin inserción de una maquina síncrona. ...	34
Figura 2.25 Corto circuito en la barra 2 con y sin inserción de una maquina síncrona. ...	35
Figura 2.26 Corto circuito en el bus 03 con y sin inserción de una maquina síncrona	36
Figura 2.27 Corto circuito en la barra 1 con y sin inserción de una máquina de inducción	37
Figura 2.28 Corto circuito en el bus 02 con y sin inserción de una máquina de inducción	37
Figura 2.29 Corto circuito en la barra 3 con y sin inserción de una máquina de inducción (Fuente: Referencia [13])	38
Figura 2.30 Corto circuito en la barra 1 con y sin inserción de un generador de turbina de aire. (Fuente: Referencia [13])	38

Figura 2.31 Corto circuito en la barra 2 con y sin inserción de un generador de turbina de aire. (Fuente: Referencia [13]).....	39
Figura 2.32 Corto circuito en la barra 3 con y sin inserción de un generador de turbina de aire. (Fuente: Referencia [13]).....	39
Figura 3.1 Diagrama de flujo de AG.....	44
Figura 3.2 Arquitectura del sistema de protección de sobrecorriente adaptativa.....	45
Figura 3.3 Algoritmo de protección de sobrecorriente adaptativo.....	47
Figura 4.1 Sistema eléctrico Chungar – Alpamarca.....	54
Figura 4.2 Diagrama de localización de fallas en la red.....	60
Figura 4.3 Tiempos de operación medidas de protección convencional y adaptativo durante las fallas de fase a fase.....	61
Figura 4.4 Tiempos de operación medidas de protección convencional y adaptativo durante las fallas de fase a tierra.....	61
Figura 4.5 Sistema Eléctrico Chungar operando con normalidad.....	72
Figura 4.6 Cortocircuito trifásico al 1% de la línea L-305, ajuste convencional de los relés CB101, CB03 y CB301.....	73
Figura 4.7 Cortocircuito trifásico al 99% de la línea L-305, ajuste convencional de los relés CB101, CB03 y CB301.....	73
Figura 4.8 Cortocircuito monofásico al 1% de la línea L-305, ajuste convencional de los relés CB101, CB03 y CB301.....	74
Figura 4.9 Cortocircuito monofásico al 99% de la línea L-305, ajuste convencional de los relés CB101, CB03 y CB301.....	74
Figura 4.10 Cortocircuito trifásico al 1% de la línea L-302A2, ajuste convencional de los relés CB03, CB04 y CB05.....	75
Figura 4.11 Cortocircuito trifásico al 99% de la línea L-302A2, ajuste convencional de los relés CB03, CB04 y CB05.....	75
Figura 4.12 Cortocircuito monofásico al 1% de la línea L-302A2, ajuste convencional de los relés CB03, CB04 y CB05.....	76
Figura 4.13 Cortocircuito monofásico al 99% de la línea L-302A2, ajuste convencional de los relés CB03, CB04 y CB05.....	76
Figura 4.14 Cortocircuito trifásico al 1% de la línea L-302A1, ajuste convencional de los relés CB103, CB03 y CB05.....	77
Figura 4.15 Cortocircuito trifásico al 99% de la línea L-302A1, ajuste convencional de los relés CB103, CB03 y CB05.....	77
Figura 4.16 Cortocircuito monofásico al 1% de la línea L-302A1, ajuste convencional de los relés CB103, CB03 y CB05.....	78
Figura 4.17 Cortocircuito trifásico al 99% de la línea L-302A1, ajuste convencional de los relés CB103, CB03 y CB05.....	78
Figura 4.18 Cortocircuito trifásico al 1% de la línea L-302A2, ajuste convencional de los relés CB102, CB301 y CB303.....	79
Figura 4.19 Cortocircuito trifásico al 99% de la línea L-302A2, ajuste convencional de los relés CB102, CB301 y CB303.....	79
Figura 4.20 Cortocircuito monofásico al 1% de la línea L-302A2, ajuste convencional de los relés CB102, CB301 y CB303.....	80
Figura 4.21 Cortocircuito monofásico al 99% de la línea L-302A2, ajuste convencional de los relés CB102, CB301 y CB303.....	80
Figura 4.22 Cortocircuito trifásico al 1% de la línea L-303, ajuste convencional de los relés CB05, CB03 y CB04.....	81
Figura 4.23 Cortocircuito trifásico al 99% de la línea L-303, ajuste convencional de los relés CB05, CB03 y CB04.....	81
Figura 4.24 Cortocircuito monofásico al 1% de la línea L-303, ajuste convencional de los relés CB05, CB03 y CB04.....	82

Figura 4.25 Cortocircuito monofásica al 99% de la línea L-303, ajuste convencional de los relés CB05, CB03 y CB04	82
Figura 4.26 Sistema Eléctrico Chungar operando en aislado.....	84
Figura 4.27 Cortocircuito trifásico al 1% de la línea L-305, ajustes convencionales del relé principal CB101y sus relés de respaldo CB03 y CB301.	85
Figura 4.28 Cortocircuito trifásico al 1% de la línea L-305, ajustes adaptativos del relé principal CB101y sus relés de respaldo CB03 y CB301.	85
Figura 4.29 Cortocircuito trifásico al 99% de la línea L-305, ajustes convencionales del relé principal CB101y sus relés de respaldo CB03 y CB301.....	86
Figura 4.30 Cortocircuito trifásico al 99% de la línea L-305, ajustes adaptativos del relé principal CB101 y sus relés de respaldo CB03 y CB301.	86
Figura 4.31 Cortocircuito monofásico al 1% de la línea L-305, ajustes convencionales del relé principal CB101y sus relés de respaldo CB03 y CB301.....	87
Figura 4.32 Cortocircuito monofásico al 1% de la línea L-305, ajustes adaptativos del relé principal CB101 y sus relés de respaldo CB03 y CB301.	87
Figura 4.33 Cortocircuito trifásico al 1% de la línea L-302A1, ajustes convencionales del relé principal CB103 y sus relés de respaldo CB03 y CB05.....	88
Figura 4.34 Cortocircuito trifásico al 1% de la línea L-302A1, ajustes adaptativos del relé principal CB103 y sus relés de respaldo CB03 y CB05.	88
Figura 4.35 Cortocircuito trifásico al 99% de la línea L-302A1, ajustes convencionales del relé principal CB103, y sus relés de respaldo CB03 y CB05.....	89
Figura 4.36 Cortocircuito trifásico al 99% de la línea L-302A1, ajustes adaptativos del relé principal CB103, y sus relés de respaldo CB03 y CB05.	89
Figura 4.37 Sistema Eléctrico Chungar alimentándose por Shelby – SEIN.....	90
Figura 4.38 Cortocircuito trifásico al 1% de la línea L-305, ajuste convencional de los relés CB101, CB03 y CB301.	91
Figura 4.39 Cortocircuito trifásico al 1% de la línea L-305, ajuste adaptativo de los relés CB101, CB03 y CB301.....	91
Figura 4.40 Cortocircuito trifásico al 1% de la línea L-302A1, ajuste convencional de los relés CB103, CB03 y CB05.	92
Figura 4.41 Cortocircuito trifásico al 1% de la línea L-302A1, ajuste adaptativo de los relés CB103, CB03 y CB05.	92
Figura 4.42 Cortocircuito trifásico al 1% de la línea L-302A2, ajuste convencional de los relés CB102, CB301 y CB303.	93
Figura 4.43 Cortocircuito trifásico al 1% de la línea L-302A2, ajuste adaptativo de los relés CB102, CB301 y CB303.	93
Figura 4.44 Cortocircuito trifásico al 99% de la línea L-303, ajuste convencional del relé principal CB05 y el relé de respaldo CB03.	94
Figura 4.45 Cortocircuito trifásico al 99% de la línea L-303, ajuste adaptativo del relé principal CB05 y el relé de respaldo CB03.	94
Figura 4.46 Sistema Eléctrico Chungar con desconexión de la línea L302A1	95
Figura 4.47 Cortocircuito trifásico al 01% de la línea L-305, relés CB 101, CB 03 y CB 04, ajuste convencional.....	96
Figura 4.48 Cortocircuito trifásico al 01% de la línea L-305, relés CB 101, CB 03 y CB 04, ajuste adaptativo.	96
Figura 4.49 Cortocircuito trifásico al 99% de la línea L-305, relés CB 101, CB 03 y CB 04, ajuste convencional.....	97
Figura 4.50 Cortocircuito trifásico al 99% de la línea L-305, relés CB 101, CB 03 y CB 04, ajuste adaptativo.	97
Figura 4.51 Sistema Eléctrico Chungar con desconexión de la línea L-302A2.....	98
Figura 4.52 Cortocircuito trifásico al 1% de la línea L-305. Relés CB 103, CB 301 y CB 101, ajuste convencional.....	99

Figura 4.53 Cortocircuito trifásico al 1% de la línea L-305. Relés CB 103, CB 301 y CB 101, ajuste adaptativo.	99
Figura 4.54 Cortocircuito monofásico al 1% de la línea L-305. Relés CB 303, CB 301 y CB 101, ajuste convencional.	100
Figura 4.55 Cortocircuito monofásico al 1% de la línea L-305. Relés CB 303, CB 301 y CB 101, ajuste adaptativo.	100
Figura 4.56 Sistema Eléctrico Chungar operando con las líneas L-302 y L-303 fuera de servicio.	101
Figura 4.57 Flujo de potencia y los relés de sobrecorriente de la central hidroeléctrica Baños IV y sus subestaciones, ajuste convencional del relé CB-312.	102
Figura 4.58 Flujo de potencia y los relés de sobrecorriente de la central hidroeléctrica Baños IV y sus subestaciones, ajuste adaptativo del relé CB-312.	102
Figura 4.59 Flujo de potencia y los relés de sobrecorriente CB-31 y CB-18. Ajuste convencional.	103
Figura 4.60 Flujo de potencia y los relés de sobrecorriente CB-31 y CB-18. Ajuste adaptativo.	103
Figura 4.61 Sistema Eléctrico Chungar con desconexión de la línea L-302A2 y L-303.	104
Figura 4.62 Flujo de potencia y los relés de sobrecorriente de la central hidroeléctrica Baños IV y sus subestaciones, ajuste convencional del relé CB-312.	105
Figura 4.63 Flujo de potencia y los relés de sobrecorriente de la central hidroeléctrica Baños IV y sus subestaciones, ajuste adaptativo del relé CB-312.	105
Figura 4.64 Flujo de potencia y los relés de sobrecorriente CB-31 y CB-18. Ajuste convencional.	106
Figura 4.65 Flujo de potencia y los relés de sobrecorriente CB-31 y CB-18. Ajuste adaptativo.	106
Figura 4.66 Sistema Eléctrico Chungar con desconexión de la línea L-303.	107
Figura 4.67 Cortocircuito trifásico al 1% de la línea L-305, ajuste convencional de los relés CB101, CB03 y CB301.	108
Figura 4.68 Cortocircuito trifásico al 1% de la línea L-305, ajuste adaptativo de los relés CB101, CB03 y CB301.	108
Figura 4.69 Cortocircuito monofásico al 1% de la línea L-305, ajuste convencional de los relés CB101, CB03 y CB301.	109
Figura 4.70 Cortocircuito monofásico al 1% de la línea L-305, ajuste adaptativo de los relés CB101, CB03 y CB301.	109
Figura 4.71 Sistema Eléctrico Chungar con desconexión de la línea L-304.	110
Figura 4.72 Cortocircuito trifásico al 1% de la línea L-305, ajuste convencional de los relés CB101, CB03 y CB301.	111
Figura 4.73 Cortocircuito trifásico al 1% de la línea L-305, ajuste adaptativo de los relés CB101, CB03 y CB301.	111
Figura 4.74 Cortocircuito trifásico al 1% de la línea L-302A2, ajuste convencional de los relés CB102, CB301 y CB303.	112
Figura 4.75 Cortocircuito trifásico al 1% de la línea L-302A2, ajuste adaptativo de los relés CB102, CB301 y CB303.	112
Figura 4.76 Cortocircuito trifásico al 1% de la línea L-303 ajuste convencional del relé CB 303.	113
Figura 4.77 Cortocircuito trifásico al 1% de la línea L-303 ajuste adaptativo del relé CB 303.	113
Figura 4.78 Carga máxima que entrega la línea L-6542, ajuste convencional del relé CB 07.	114
Figura 4.79 Carga máxima que entrega la línea L-6542, ajuste adaptativo del relé CB 07.	114
Figura 4.80 Sistema Eléctrico Chungar con desconexión de la línea L-201.	115

Figura 4.81 Cortocircuito monofásico al 1% de la línea L-305, ajuste convencional del relé principal CB101 y los de respaldo CB03 y CB301.	116
Figura 4.82 Cortocircuito monofásico al 1% de la línea L-305, ajuste adaptativo del relé principal CB101 y los de respaldo CB03 y CB301.	116
Figura 4.83 Cortocircuito trifásico al 1% de la línea L-302A1, ajuste convencional de los relés CB103, CB03 y CB05.	117
Figura 4.84 Cortocircuito trifásico al 1% de la línea L-302A1, ajuste adaptativo de los relés CB103, CB03 y CB05.	117

ÍNDICE DE TABLAS

Tabla 2.1	Corto circuito en la barra 1 con y sin inserción de una maquina síncrona.....	34
Tabla 2.2	Corto circuito en el bus 02 con y sin inserción de una maquina síncrona.	35
Tabla 2.3	Corto circuito en el bus 03 con y sin inserción de una maquina síncrona.	36
Tabla 3.1	Valores de las constantes α y β	41
Tabla 3.2	Valores de los parámetros del relé de sobrecorrientes	51
Tabla 4.1	Descripción de los GDs y subestaciones eléctricas del Sistema Eléctrico Chungar-Alpamarca.	55
Tabla 4.2	Descripción de los GDs y subestaciones eléctricas del Sistema Eléctrico Chungar-Alpamarca (continuación de la tabla 4.1).	56
Tabla 4.3	Descripción de los GDs y subestaciones eléctricas del Sistema Eléctrico Chungar-Alpamarca (continuación de la tabla 4.2)	57
Tabla 4.4	Diferentes topologías de operación que se presentan en el Sistema Eléctrico Chungar-Alpamarca	58
Tabla 4.5	Diferentes topologías de operación que se presentan en el Sistema Eléctrico Chungar-Alpamarca (continuación de la tabla 4.2).	59
Tabla 4.6	Ajuste de fases del relé CB-01.....	62
Tabla 4.7	Ajuste de fases del relé CB-03.....	62
Tabla 4.8	Ajuste de fases del relé CB-05.....	63
Tabla 4.9	Ajuste de fases del relé CB-07.....	63
Tabla 4.10	Ajuste de fases del relé CB-031.....	64
Tabla 4.11	Ajuste de fases del relé CB-102.....	64
Tabla 4.12	Ajuste de fases del relé CB-103.....	65
Tabla 4.13	Ajuste de fases del relé CB-301.....	65
Tabla 4.14	Ajuste de fases del relé CB-303.....	66
Tabla 4.15	Ajuste de fases del relé CB-312.....	66
Tabla 4.16	Ajuste de fase a tierra del relé CB-01.	67
Tabla 4.17	Ajuste de fase a tierra del relé CB-03	67
Tabla 4.18	Ajuste de fase a tierra del relé CB-05.	68
Tabla 4.19	Ajuste de fase a tierra del relé CB-07.	68
Tabla 4.20	Ajuste de fase a tierra del relé CB-031.	69
Tabla 4.21	Ajuste de fase a tierra del relé CB-102.	69
Tabla 4.22	Ajuste de fase a tierra del relé CB-103.	70
Tabla 4.23	Ajuste de fase a tierra del relé CB-301.	70
Tabla 4.24	Ajuste de fase a tierra del relé CB-303	71
Tabla 4.25	Ajuste de fase a tierra del relé CB-312	71
Tabla 4.26	Protección de fases: Ajustes tradicional y ajustes usando algoritmo genético en el escenario en operación normal de la red eléctrica.....	83
Tabla 4.27	Protección de tierra: Ajustes tradicional y ajustes usando algoritmo genético en el escenario en operación normal de la red eléctrica.....	83

RESUMEN

Los sistemas eléctricos de distribución (SD) están evolucionando hacia la visión de smart grids desafiando los esquemas de protección tradicionales, ya que el concepto radial de alimentación única ya no se adopta. Una de las preocupaciones relacionadas con los efectos de la inserción de la Generación Distribuida (GD) son los problemas de selectividad y coordinación de los dispositivos de protección debido particularmente a los cambios en magnitudes y direccionamiento de las corrientes de cortocircuito. Esos problemas afectan directamente la seguridad de equipo, personal y continuidad del servicio.

Una adecuada coordinación de protecciones eléctricas es fundamental en los sistemas eléctricos con el fin de evitar desconexiones inesperadas que pueden desencadenar problemas en la operación de la red eléctrica y sus diferentes componentes. Esta tesis presenta un sistema de protección de sobrecorriente que se adapta corrigiendo en forma automática los ajustes de protección de todos los relés seleccionados de sobrecorriente en respuesta al cambio de topología del sistema eléctrico de distribución (conexión / desconexión de GD, redes activas y operación aislada). El esquema ha sido elaborado usando los dispositivos de protección comercialmente disponibles, se empleó el protocolo IEC61850 basado en comunicaciones. La herramienta computacional para el logro de este objetivo es el programa Digsilent Power Factory.

Se presenta comparaciones entre el desempeño del esquema adaptativo propuesto con el esquema de sobrecorriente convencional. Esta comparación mide el decremento en las operaciones falsas y la reducción de tiempo que los sistemas adaptativos ofrecen.

ABSTRACT

Distribution networks are evolving towards the vision of smart grids, by challenging the outlines of traditional protection, since the radial concept of unique feeding no longer adopts. One of the preoccupations related with the effects of the insertion of the generation distributed GD is the problems of selectivity and coordination of the devices protection must particularly to the changes in magnitudes and directions of the currents of short circuit. Thoses problems affect directly the security of equipment, personal and continuity of the service.

A proper coordination of electrical protections is fundamental in electric power systems, with the aim of avoiding unexpected disconnections. These disconnections can produce problems in the operation of the power system and in its different components. This thesis presents an adaptive overcurrent protection system which automatic amends the protection settings of the overcurrent protection system. in answer to the change of topología of the electric system of distribution (connection/desconexión of GD, cast a net active and isolated operation). The outline has been elaborated by using the devices of commercially available protection, employs IEC61850 based communications. The computational tool for the attainment of this objective is the Digsilent Power Factory program.

A systematic comparison of the performance of the proposed adaptive scheme is presented. This comparison quantifies the decrease in the false operations and the reduction of mean operating time that the adaptive system offers

INTRODUCCIÓN

Ante las exigencias de una buena calidad en el suministro de energía eléctrica a los consumidores, el problema de las protecciones tiene cada vez mayor importancia en los sistemas eléctricos de distribución (SD) por la expansión de las redes eléctricas.

La bibliografía sobre esquemas de Protección de Sistemas Eléctricos en gran parte está orientada a los sistemas de generación y transmisión de energía eléctrica y en menor cantidad a los sistemas de distribución eléctrica.

No hay abundante publicación que describa este tema tan interesante e indispensable a nivel de distribución, mucho menos incluyendo generación distribuida (GD). Actualmente, en el Perú se realiza los ajustes de protección aplicando métodos tradicionales, más no se cuenta con experiencias documentadas sobre la aplicación de métodos de coordinación de la protección eléctrica, con algoritmos adaptativos; lo cual denota que, existe desconocimiento sobre el tema o desconfianza en su implementación. Una protección adaptativa se puede entender como un relé que tiene la capacidad de alterar o cambiar sus parámetros de operación en cualquier momento, ya sea por decisión propia, cuando el algoritmo esté programado en él; o por mando de un equipo externo, con el fin de adecuarse a un cambio de topología que se presente en el sistema de potencia.

En esta tesis se trata respecto a la selección de equipos, coordinación y esquemas de protección en la operación de los mismos en forma sencilla, más orientados a los cálculos preliminares, conceptos y recomendaciones generales, que a aspectos de mantenimiento de los equipos o construcción. El propósito de este estudio es dar a conocer en la forma más completa la posible aplicación de la protección adaptativa de sobrecorriente en sistemas de distribución eléctrica.

Se pretende explicar los elementos necesarios para realizar los cálculos eléctricos involucrados en la protección y determinar los parámetros pertinentes, todo ello dentro del marco de la filosofía de las protecciones en sistemas eléctricos de distribución (SD).

El proceso de pruebas aplicado permitirá observar las ventajas que tiene la implementación de un algoritmo adaptativo en la coordinación de la protección y a su vez, aportar en una mayor exploración del tema, para su implementación real dentro de los sistemas de distribución eléctrica. El presente trabajo presenta un método adaptativo utilizando la data de un sistema Scada para la coordinación de los componentes de protección de un sistema de distribución en 50 KV y 22.9 KV.

En el capítulo I se presentan los antecedentes y descripción del problema, donde también se formula el problema y se le da carácter de tesis de maestría de carácter experimental.

En el capítulo II, se explican los diversos conceptos y técnicas empleadas en la protección de un sistema de distribución, así como también, el uso de los diferentes equipos de protección; para que el lector pueda tener un conocimiento de lo que se ha aplicado en el proyecto, lo cual se verá acondicionado al proyecto en los capítulos III y IV.

En el Capítulo III se describe el sistema eléctrico de distribución que se utiliza, detallando las partes que lo componen para que el lector aprecie como se aplica la teoría y como el método propuesto constituye un aporte científico a través de una tesis de maestría.

Finalmente, en el capítulo IV se presentan los resultados y los métodos de validación utilizados, basados en el sistema descrito en el capítulo III; se describe también, el software de simulación que se usó.

Después del último capítulo se consignan las conclusiones obtenidas del presente trabajo de investigación y se presentan las recomendaciones de trabajos futuros y las fuentes de información empleadas.

CAPITULO I

ANTECEDENTES Y DESCRIPCIÓN DEL PROBLEMA

1.1 Antecedentes Bibliográficos

La bibliografía sobre estudios de protecciones incluyendo generación distribuida es muy escasa, en su mayoría existen artículos de instituciones internacionales como el de la IEEE, CIGRE, etc. Siendo un tema muy interesante en vista que el uso de generadores distribuidos (GD) es parte de la evolución de los sistemas eléctricos del futuro.

En el año 2004, en [2] los autores proponen una solución basada en dividir el sistema de distribución en zonas separadas por interruptores especiales que son comunicados y controlados remotamente por un relé de subestación basado en un computador. La zona en falla es aislada por el adecuado disparo remoto de los interruptores.

En el año 2008, en [21] se propone un esquema basado en la desconexión de todas las fuentes de GD instantes antes de que el reconectador o cualquier fusible tenga la posibilidad de operar luego de ocurrida una falla. De esta manera, la naturaleza radial del sistema se restablece con lo que se permite que el esquema de protecciones diseñado para este tipo de topología funciona bien y aisle la zona defectuosa.

En el año 2012, en [9], se desarrolla un procedimiento generalizado que determina el límite de penetración de GD, desde el punto de vista de tamaño, ubicación, tecnología y pérdida de la coordinación. El nuevo estudio de coordinación de protección asegurará que no exista ninguna pérdida de la coordinación aún con el aumento de la corriente de cortocircuito.

En el año 2015, los autores en [10] presentan un nuevo esquema de protección considerando el uso de los limitadores de corriente de falla (FCL) y protección adaptativa del relé para restaurar la coordinación de relé, la coordinación se puede restaurar sin

desconectar GD de la red de distribución. Esto evita también los problemas de sincronización asociados con la reconexión de GD en la red de distribución después de despejar la falla.

1.2 Descripción de la Realidad Problemática

La protección convencional es desarrollada considerando corrientes en máxima carga, voltajes y los niveles de los cortocircuitos para un sistema eléctrico, en su mayoría radial. Luego de la conexión de una GD, posiblemente el sistema deje de ser radial, trayendo consigo operaciones incorrectas de los equipos de protección por problemas en la coordinación, el efecto de la GD en la coordinación de protecciones es de acuerdo a su tamaño, conexión y tipo [2] [5] [11]. Los efectos pueden ser: altos tiempos de despeje de falla, que se pierda la selectividad en la coordinación, disparos innecesarios para fallas en otras zonas de la protección. Efectos que no son aceptadas por el mercado de la energía eléctrica y por los criterios de protección.

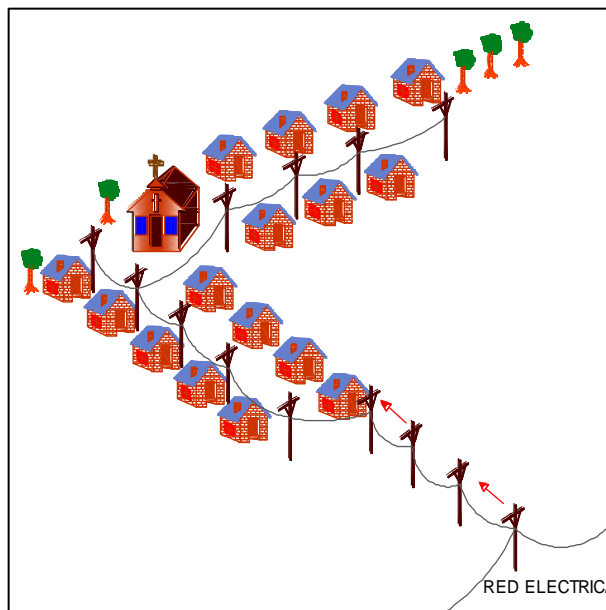


Figura 1.1 Sistema de distribución eléctrico convencional (la energía fluye de la red eléctrica a los consumidores).

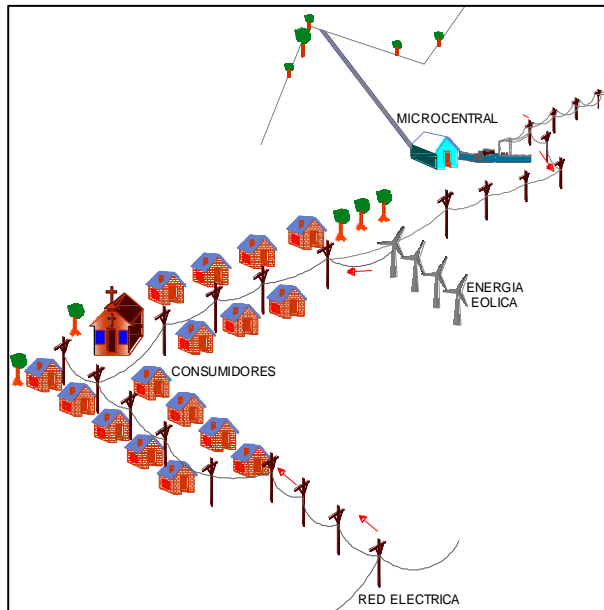


Figura 1.2 Sistema de distribución eléctrica con GD (la energía generada fluye en varias direcciones).

La generación distribuida hace que se disminuya la cantidad de líneas eléctricas que deben utilizarse, así como su longitud y también se reduce la cantidad de energía que se pierde en el traslado de energía eléctrica en la red debido a que la electricidad se entrega muy cerca o a veces en el mismo lugar de consumo.

Los modernos sistemas de fuentes de energía cuentan con operaciones automatizadas y hacen uso de energías renovables no contaminantes, tales como la geotérmica, la eólica y la solar. Esto reduce el tamaño de las plantas mejorándose el beneficio económico. Con un plan de tarifa regulada se tiene menor mantenimiento, reducida contaminación y gran eficiencia. Anteriormente estas características necesitaban de complejas plantas generadoras y más ingenieros de operación.

1.3 Formulación del Problema

En la presente tesis se busca dar respuesta a la pregunta: ¿Qué problemas se presentan con la inserción de fuentes de generación distribuida (GD) en un sistema eléctrico de distribución (SD) y como resolverlo utilizando como metodología la protección adaptativa de sobrecorriente para la evaluación de los esquemas de protección en condiciones normales y de contingencia mediante un programa computacional?.

1.4 Justificación e Importancia de la Investigación

La presente investigación se justifica desde el punto científico ya que se propone una metodología de selección, ajuste y coordinación de protecciones de sistemas eléctricos de distribución (SD) con generación distribuida (GD), ya que esto permitirá abordar el tema desde el punto de vista práctico, un mejor análisis y manejo operativo.

1.5 Objetivos

1.5.1 Objetivo General

Demostrar la influencia de la interconexión de fuentes de generación distribuida (GD) en la coordinación de protecciones de un sistema eléctrico de distribución, utilizando como metodología la protección adaptativa de sobrecorriente para la evaluación de los esquemas aplicados a condiciones normales y de contingencia, mediante un programa computacional.

1.5.2 Objetivo Especifico

- Evaluar la respuesta de la red de distribución ante fallas y desconexiones de la fuente, con la finalidad de cumplir con los objetivos de protección de cada dispositivo.
- Presentar los cálculos de los ajustes de los dispositivos de protección recomendados para la interconexión en la red de prueba de acuerdo a las normas involucradas.
- Investigar el funcionamiento y la operación de cada uno de los elementos de protección que se utilizan en los sistemas de distribución eléctrica.
- Determinar la correcta coordinación entre diferentes elementos de protección en un sistema de distribución eléctrica.
- Proponer soluciones permanentes y definitivas para que el servicio Eléctrico sea confiable y de buena calidad.

1.6 Hipótesis

1.6.1 Hipótesis Principal

Si se realiza una adecuada selección, ajuste y coordinación de protecciones de sistemas eléctricos de distribución (SD) con generación distribuida usando protección de

sobrecorriente adaptativo entonces se logrará brindar seguridad ante cortocircuitos en el sistema eléctrico de distribución.

1.6.2 Hipótesis Secundarias

- Si se determina un análisis computacional correcto de los equipos de protección para un sistema de distribución con generación distribuida con el software Digsilent Power Factory entonces se logrará contar con modelos para el análisis de coordinación de protecciones.
- Si se calcula los valores de las corrientes de cortocircuito para las diferentes contingencias se logrará seleccionar el dispositivo de protección indicado para la coordinación de protecciones.

1.7 Variables e Indicadores

1.7.1 Variable Independiente

- Selección, ajuste y coordinación de protecciones de sistemas eléctricos de distribución (SD) con generación distribuida (GD).
- Análisis computacional correcto de los equipos de protección para un sistema de distribución con generación distribuida con el software Digsilent Power Factory
- Calculo los valores de las corrientes de cortocircuito para las diferentes contingencias.

1.7.2 Variable Dependiente

- Seguridad en el suministro de energía eléctrica a sus consumidores.
- Modelos para el análisis de coordinación de protecciones.
- Dispositivo de protección indicado para la coordinación de protecciones.

1.7.3 Indicadores

- Un indicador de la variable selección, ajuste y coordinación de protecciones es los tiempos que se dan para que actúen los sistemas de protección.
- Un indicador de la variable seguridad en el suministro de energía eléctrica es el número de interrupciones de suministro de energía por meses o años.

- Un indicador de la variable dispositivo de protección indicado para la coordinación de protecciones son las diferentes capacidades nominales de las corrientes de los dispositivos.

1.8 Unidad de Análisis

La unidad de análisis será un sistema real de distribución la cual contendrá fuentes pequeñas de generación para luego estudiar los cambios y características que presente desde el punto de vista de la coordinación de protecciones.

1.9 Tipo y Nivel de Investigación

La investigación es de tipo experimental porque es comprobable usando software, en nuestro caso se comprobará con el programa *Digsilent Power Factory*. El nivel de investigación es de maestría en ciencias porque es un tema que solo se puede encontrar en revistas, *papers* de carácter científico como la IEEE, CIGRE, tesis extranjeras de maestría etc.

1.10 Periodo de Análisis

Es dependiente del tiempo porque los resultados que se obtendrán dependen del periodo en que se tomen los datos de experimentación en nuestro caso se tomó datos actuales.

1.11 Fuentes de Información e Instrumentos Utilizados

Las fuentes de información son los datos de las placas de los transformadores, relés de la subestación de potencia, *reconectador* (reconectores) el instrumento utilizado para su almacenamiento será una cámara digital de buena resolución.

Otra fuente de información son los archivos existentes en AutoCAD, Pdf, Excel y Word del sistema a analizar el instrumento utilizado para su almacenamiento será una memoria externa.

1.12 Técnicas de Recolección y Procesamiento de Datos

Mediante visitas técnicas para la extracción de datos de las instalaciones del sistema a estudiar y extracción de información de los mismos presentes en internet (página del COES, OSINERGMIN). En técnicas de procesamiento de datos será mediante el uso de equipos de computadoras usando software de simulación.

CAPITULO II

MARCO TEÓRICO

En este capítulo se presentan los fundamentos teóricos para entender el problema de la coordinación de dispositivos de protección incluyendo generación distribuida GD. En la primera parte se describen los principales elementos de la red; en la segunda parte, se describe el problema que conlleva insertar fuentes de GD.

2.1 Redes de Distribución

Las redes de distribución como parte del sistema de suministro eléctrico tiene la función de suministrar energía desde la subestación de distribución hasta el medidor del cliente. En las redes de distribución por sus niveles de tensión encontramos dos subsistemas, estos son:

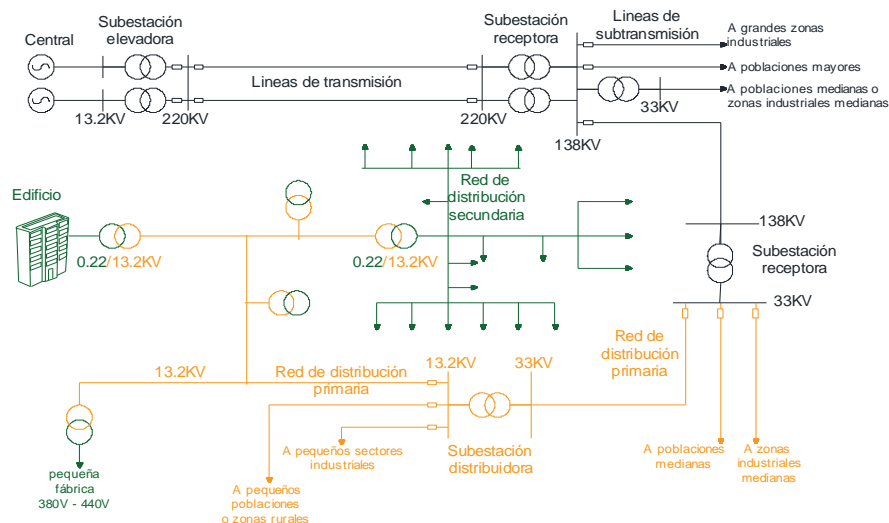


Figura 2.1 Ubicación de los sistemas de distribución primario y secundario dentro del sistema de potencia
(Elaborado a partir de la referencia [19])

2.1.1 Red de Distribución Primaria

Son parte de las redes eléctricas que entregan energía en media tensión a los centros transformadores de baja tensión. En el Perú pueden ser redes de 50 kV, 33 kV, 22.9 kV, 13.2 kV, 10 kV etc.

2.1.2 Red de Distribución Secundaria

Son parte de las redes eléctricas que trabajan en igual tensión que las redes de los clientes, 220 V fase-neutro o 380 V Fase-fase suministrando energía en baja tensión a los clientes finales.

2.2 Análisis de Flujo de Potencia

Un estudio de flujo de potencia analiza el comportamiento eléctrico del sistema de potencia; mediante operaciones numéricas determina las condiciones de operación de la red eléctrica, evalúa los niveles de tensión en barras, el flujo de potencia a través de las líneas y transformadores para verificar la capacidad de transmisión de estos para de esta forma determinar los requerimientos del sistema para alcanzar una operación de calidad satisfactoria y confiable.

$$P_{Gn} - P_{Dn} - \sum_{m=1}^{N_B} |V_n| |V_m| |Y_{n,m}| \cos(\theta_{n,m} - \delta_n + \delta_m) = 0 \quad (2.1)$$

$$Q_{Gn} - Q_{Dn} + \sum_{j=1}^{N_B} |V_n| |V_m| |Y_{n,m}| \sin(\theta_{n,m} - \delta_n + \delta_m) = 0 \quad (2.2)$$

N es 1, 2, 3, N_{barras} -1.

P_{Gn} es la potencia activa de generación en la barra n.

Q_{Gn} es la potencia reactiva de generación en la barra n.

P_{Dn} es la potencia activa de demanda en la barra n.

Q_{Dn} es la potencia reactiva de demanda en la barra n.

N_B es el número total de barras.

θ_{n,m} es el ángulo de admitancia en la barra n, m.

Y_{n,m} es la magnitud del elemento n,m de la barra Y.

Con los estudios del flujo de potencia se obtienen la magnitud y ángulo de fase de voltaje en cada nodo, la potencia activa y reactiva fluyendo en cada línea etc. para determinar la mejor operación de los sistemas existentes y para el planeamiento de la expansión futura.

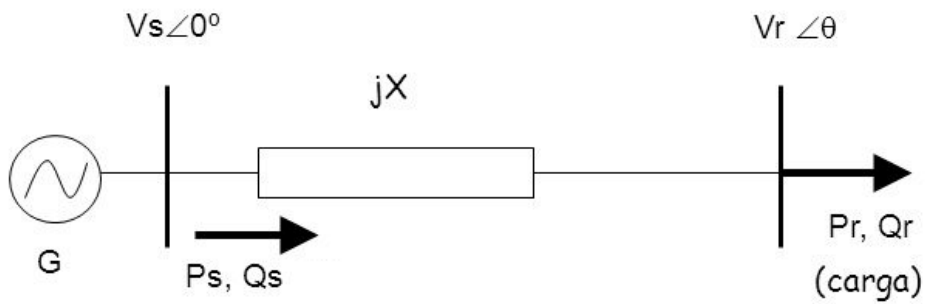


Figura 2.2 Flujo de potencia activa P_s y reactiva Q_s .
(Fuente: Referencia [8])

2.2.1 Modelos de los Elementos de un Sistema Eléctrico de Potencia

2.2.1.1 Modelo de las Líneas de Transmisión.

Una línea de transmisión conectada a las barras k y m de un sistema de energía eléctrica se puede representar por el modelo equivalente π , mostrado en la Figura N° 2.3 y definido por las características físicas de la línea: la conductancia serie G_{km} , la susceptancia serie B_{km} y la mitad de la susceptancia shunt (conectado a tierra) jb_{km}^{sh} . La admitancia serie Y_{km} está definida por: $\bar{Y}_{km} = G_{km} + jB_{km}$.

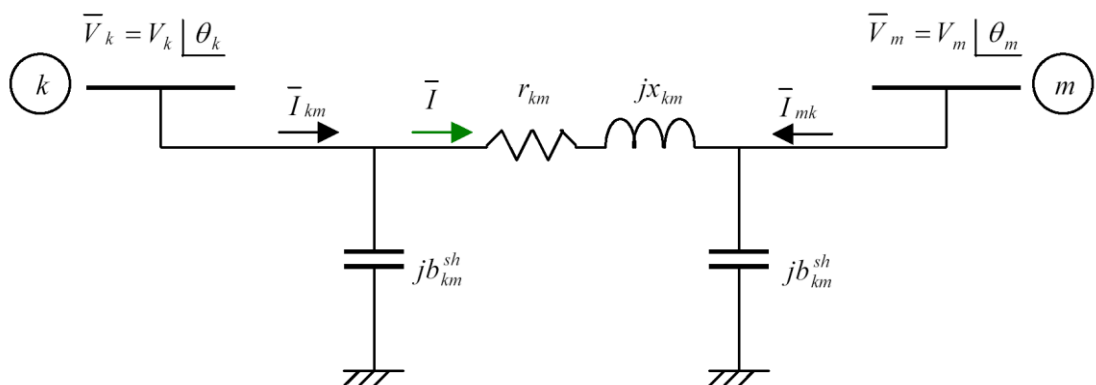


Figura 2.3 Modelo π de una línea de transmisión.
(Fuente: Referencia [8])

$$\bar{Z}_{km} = r_{km} + jx_{km}$$

(2.3)

$$\bar{Y}_{km} = \frac{1}{\bar{Z}_{km}}$$

(2.4)

Reemplazando la ecuación (2.3) en (2.4) resulta:

$$\bar{Y}_{km} = \frac{r_{km}}{r_{km}^2 + x_{km}^2} + j \frac{-x_{km}}{r_{km}^2 + x_{km}^2} \quad (2.5)$$

La corriente en la línea es:

$$\bar{I}_{km} = (\bar{Y}_{km} + j b_{km}^{sh}) \bar{V}_k - \bar{Y}_{km} \bar{V}_m \quad (2.6)$$

Las potencias son:

$$\bar{S}_{km} = P_{km} + j Q_{km} = \bar{V}_k \bar{I}_{km}^* \quad (2.7)$$

2.2.1.2. Modelo de los Transformadores.

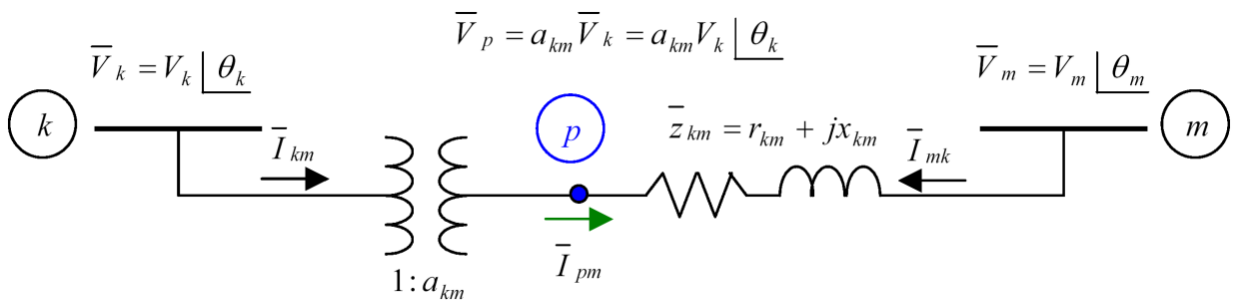


Figura 2.4 Modelo de los transformadores de potencia.

(Fuente: Referencia [8])

$$\frac{\bar{V}_k}{\bar{V}_p} = \frac{1}{a_{km}} \Rightarrow \bar{V}_p = a_{km} \bar{V}_k \quad (2.8)$$

Reemplazando la ecuación (2.8).

$$\bar{I}_{pm} = \bar{Y}_{km} (\bar{V}_p - \bar{V}_m) = \bar{Y}_{km} (a_{km} \bar{V}_k - \bar{V}_m) \quad (2.9)$$

$$\frac{\bar{I}_{km}}{\bar{I}_{pm}} = a_{km}^* = a_{km} \Rightarrow \bar{I}_{km} = a_{km} \bar{I}_{pm} \quad (2.10)$$

Reemplazando la ecuación (2.9) en (2.10)

$$\bar{I}_{km} = a_{km}^2 \bar{Y}_{km} \bar{V}_k - a_{km} \bar{Y}_{km} \bar{V}_m \quad (2.11)$$

Las expresiones del flujo de potencia serán:

$$\bar{S}_{km} = V_k I_{km}^* = V_k [a_{km}^2 \bar{Y}_{km} \bar{V}_k - a_{km} \bar{Y}_{km} \bar{V}_m]^* \quad (2.12)$$

$$\bar{S}_{km} = a_{km}^2 V_k^2 \bar{Y}_{km} - a_{km} \bar{Y}_{km}^* \bar{V}_k \bar{V}_m^* \quad (2.13)$$

$$\bar{S}_{km} = (a_{km} V_k)^2 (G_{km} - jB_{km}) - (a_{km} V_k) V_m (G_{km} - jB_{km}) (\cos \theta_{km} + j \text{Sen} \theta_{km}) \quad (2.14)$$

$$P_{km} = (a_{km} V_k)^2 G_{km} - (a_{km} V_k) V_m (G_{km} \cos \theta_{km} + B_{km} \text{Sen} \theta_{km}) \quad (2.15)$$

$$Q_{km} = -(a_{km} V_k)^2 B_{km} - (a_{km} V_k) V_m (G_{km} \text{Sen} \theta_{km} - B_{km} \cos \theta_{km}) \quad (2.16)$$

2.2.2. Método de Newton- Rapshon.

- No se ignora la parte reactiva
- Aproximación lineal.

$$P_i + jQ_i = V_i \sum_{j=1}^n V_j^* Y_{ij}^* \quad (2.17)$$

La parte activa estará determinado por:

$$P_1 = f_1(V_1, \dots, V_n, \theta_1, \dots, \theta_n) \quad (2.18)$$

$$\Delta P_1 = \frac{\partial f_1}{\partial V_1} \Delta V_1 + \dots + \frac{\partial f_1}{\partial V_n} \Delta V_n + \frac{\partial f_1}{\partial \theta_1} \Delta \theta_1 + \dots + \frac{\partial f_1}{\partial \theta_n} \Delta \theta_n$$

(2.19)

$$P_i = f_i(V_1, \dots, V_n, \theta_1, \dots, \theta_n) \quad (2.20)$$

$$\Delta P_i = \frac{\partial f_i}{\partial V_1} \Delta V_1 + \dots + \frac{\partial f_i}{\partial V_n} \Delta V_n + \frac{\partial f_i}{\partial \theta_1} \Delta \theta_1 + \dots + \frac{\partial f_i}{\partial \theta_n} \Delta \theta_n \quad (2.21)$$

$$P_n = f_n(V_1, \dots, V_n, \theta_1, \dots, \theta_n) \quad (2.22)$$

$$\Delta P_n = \frac{\partial f_n}{\partial V_1} \Delta V_1 + \dots + \frac{\partial f_n}{\partial V_n} \Delta V_n + \frac{\partial f_n}{\partial \theta_1} \Delta \theta_1 + \dots + \frac{\partial f_n}{\partial \theta_n} \Delta \theta_n \quad (2.23)$$

La parte reactiva estará determinada por:

$$Q_1 = g_1(V_1, \dots, V_n, \theta_1, \dots, \theta_n) \quad (2.24)$$

$$\Delta Q_1 = \frac{\partial g_1}{\partial V_1} \Delta V_1 + \dots + \frac{\partial g_1}{\partial V_n} \Delta V_n + \frac{\partial g_1}{\partial \theta_1} \Delta \theta_1 + \dots + \frac{\partial g_1}{\partial \theta_n} \Delta \theta_n \quad (2.25)$$

$$Q_i = g_i(V_1, \dots, V_n, \theta_1, \dots, \theta_n) \quad (2.26)$$

$$\Delta Q_i = \frac{\partial g_i}{\partial V_1} \Delta V_1 + \dots + \frac{\partial g_i}{\partial V_n} \Delta V_n + \frac{\partial g_i}{\partial \theta_1} \Delta \theta_1 + \dots + \frac{\partial g_i}{\partial \theta_n} \Delta \theta_n \quad (2.27)$$

$$Q_n = g_n(V_1, \dots, V_n, \theta_1, \dots, \theta_n) \quad (2.28)$$

$$\Delta Q_n = \frac{\partial g_n}{\partial V_1} \Delta V_1 + \dots + \frac{\partial g_n}{\partial V_n} \Delta V_n + \frac{\partial g_n}{\partial \theta_1} \Delta \theta_1 + \dots + \frac{\partial g_n}{\partial \theta_n} \Delta \theta_n \quad (2.29)$$

$$\begin{bmatrix} \Delta P_1 \\ \vdots \\ \Delta P_n \\ \Delta Q_1 \\ \vdots \\ \Delta Q_n \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} \frac{\partial f_1}{\partial \theta_1} & \dots & \frac{\partial f_1}{\partial \theta_n} & \frac{\partial f_1}{\partial V_1} & \dots & \frac{\partial f_1}{\partial V_n} \\ \vdots & & \vdots & \vdots & & \vdots \\ \frac{\partial f_n}{\partial \theta_1} & \dots & \frac{\partial f_n}{\partial \theta_n} & \frac{\partial f_n}{\partial V_1} & \dots & \frac{\partial f_n}{\partial V_n} \\ \frac{\partial g_1}{\partial \theta_1} & \dots & \frac{\partial g_1}{\partial \theta_n} & \frac{\partial g_1}{\partial V_1} & \dots & \frac{\partial g_1}{\partial V_n} \\ \vdots & & \vdots & \vdots & & \vdots \\ \frac{\partial g_n}{\partial \theta_1} & \dots & \frac{\partial g_n}{\partial \theta_n} & \frac{\partial g_n}{\partial V_1} & \dots & \frac{\partial g_n}{\partial V_n} \end{bmatrix} \begin{bmatrix} \Delta \theta_1 \\ \vdots \\ \Delta \theta_n \\ \Delta V_1 \\ \vdots \\ \Delta V_n \end{bmatrix}$$

Si no consideramos la potencia reactiva de generación y la barra "Slack", conseguimos un vector [P, Q] determinado:

El Jacobiano resultara:

$$\begin{aligned} \begin{bmatrix} \Delta P \\ \Delta Q \end{bmatrix} &= [J_R] \begin{bmatrix} \Delta \theta \\ \Delta V \end{bmatrix} \\ \Rightarrow \begin{bmatrix} \Delta \theta \\ \Delta V \end{bmatrix} &= [J_R]^{-1} \begin{bmatrix} \Delta P \\ \Delta Q \end{bmatrix} \end{aligned}$$

$$\frac{\partial P_i}{\partial \theta_i} = \sum_{j=1, j \neq i}^n V_i V_j [-g_{ij} \text{sen}(\Delta_{ij}) + b_{ij} \text{cos}(\Delta_{ij})] \quad (2.30)$$

$$\frac{\partial P_i}{\partial \theta_j} = V_i V_j [g_{ij} \text{sen}(\Delta_{ij}) - b_{ij} \text{cos}(\Delta_{ij})] \quad (2.31)$$

$$\frac{\partial P_i}{\partial V_i} = 2V_i g_{ii} + \sum_{j=1, j \neq i}^n V_j [g_{ij} \cos(\Delta_{ij}) + b_{ij} \text{sen}(\Delta_{ij})] \quad (2.32)$$

$$\frac{\partial P_i}{\partial V_j} = V_i [g_{ij} \cos(\Delta_{ij}) + b_{ij} \text{sen}(\Delta_{ij})] \quad (2.33)$$

$$\frac{\partial Q_i}{\partial \theta_i} = \sum_{j=1, j \neq i}^n V_i V_j [g_{ij} \cos(\Delta_{ij}) + b_{ij} \text{sen}(\Delta_{ij})] \quad (2.34)$$

$$\frac{\partial Q_i}{\partial \theta_j} = V_i V_j [-g_{ij} \cos(\Delta_{ij}) - b_{ij} \text{sen}(\Delta_{ij})] \quad (2.35)$$

$$\frac{\partial Q_i}{\partial V_i} = -2V_i b_{ii} + \sum_{j=1, j \neq i}^n V_j [g_{ij} \text{sen}(\Delta_{ij}) - b_{ij} \cos(\Delta_{ij})] \quad (2.36)$$

$$\frac{\partial Q_i}{\partial V_j} = V_i [g_{ij} \text{sen}(\Delta_{ij}) - b_{ij} \cos(\Delta_{ij})] \quad (2.37)$$

$$P_i + jQ_i = V_i \sum_{j=1}^n V_j^* Y_{ij}^* \quad Y_{ij} = g_{ij} + jb_{ij}$$

(2.38) Resolviendo se tiene lo siguiente:

$$P_i = f_i = V_i^2 g_{ii} + \sum_{j=1, j \neq i}^n V_i V_j [g_{ij} \cos(\Delta_{ij}) + b_{ij} \text{sen}(\Delta_{ij})] \quad (2.39)$$

$$Q_i = g_i = -V_i^2 b_{ii} + \sum_{j=1, j \neq i}^n V_i V_j [g_{ij} \text{sen}(\Delta_{ij}) - b_{ij} \cos(\Delta_{ij})]$$

(2.40)

Dónde:

$$\Delta_{ij} = \theta_i - \theta_j \quad (2.41)$$

Pasos para la resolver un flujo de potencia:

- Asumir V, θ
- Calcular P', Q' utilizando $f_1, \dots, f_n, g_1, \dots, g_n$
- Calcular Jacobiano Reducido
- Calcular con $\Delta V, \Delta \theta$
- Actualizar V, θ
- Retornar a paso (a)

2.3 Análisis de Cortocircuito

Un cortocircuito es un transitorio eléctrico que somete a severos efectos a las instalaciones eléctricas y a sus equipos, pudiendo ocasionarles daños y causar la suspensión del servicio eléctrico provocando pérdidas económicas y técnicas. La finalidad del estudio de corto circuito es analizar las fallas en los sistemas eléctricos, con la finalidad de elegir los adecuados equipos de protección y fijar sus ajustes de protecciones [6] [22].

2.3.1 Fuentes de Corriente de Corto Circuito

Son fuentes de corrientes de corto circuito las máquinas eléctricas rotativas, como los generadores, condensadores síncronos y motores, así como máquinas de inducción y principalmente las compañías suministradoras de electricidad, Esta última se puede representar como un generador síncrono [22] .

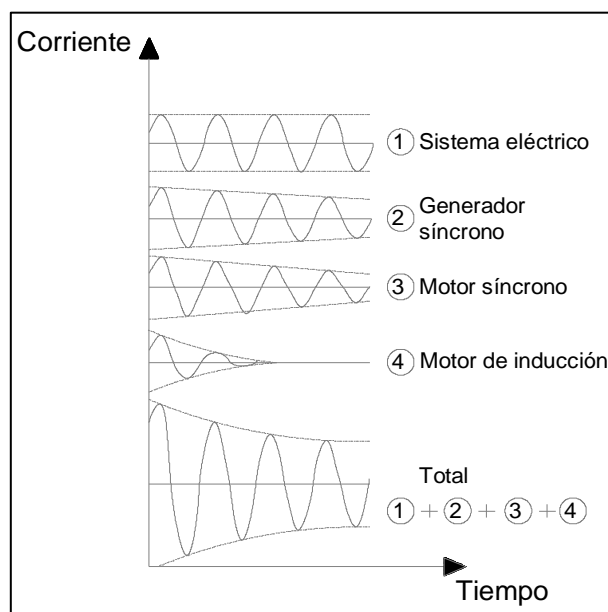


Figura 2.5 Contribución de distintas fuentes a la corriente de cortocircuito total.

(Fuente: Referencia [22])

2.3.2 Normalización Eléctrica

Se han creado las Normas Técnicas para estandarizar la construcción de equipos eléctricos (sobre todo en lo que se refiere a dimensiones físicas, características

constructivas y de operación), condiciones de seguridad, condiciones de servicio y medio ambiente, la simbología utilizada en la representación de equipos y sistemas, las normas eléctricas más usadas que incluyen el caso de cortocircuitos están: la norma Alemana VDE (Verband Deutscher Elektrotechniker), ANSI/IEEE (American National Standards Institute / the Institute of Electrical and Electronics Engineers) y la norma europea IEC (International Electrotechnical Comisión).

2.3.2.1 Normas ANSI/IEEE

Para el análisis de corto circuito, la ANSI/IEEE separa y trabaja la corriente total de corto circuito en sus Componentes de CA y CD (corriente alterna y corriente directa) y después integra sus efectos. Lo que se requiere es la corriente de corto circuito asimétrica en cualquier instante de la onda después de ocurrido el corto circuito. Para lograr ello, usando las dos componentes, se aplican factores que consideran la Componente de CD en el instante requerido y los factores que involucren la razón de cambio de la Componente de CA para conocer el valor de esta en el instante requerido [22].

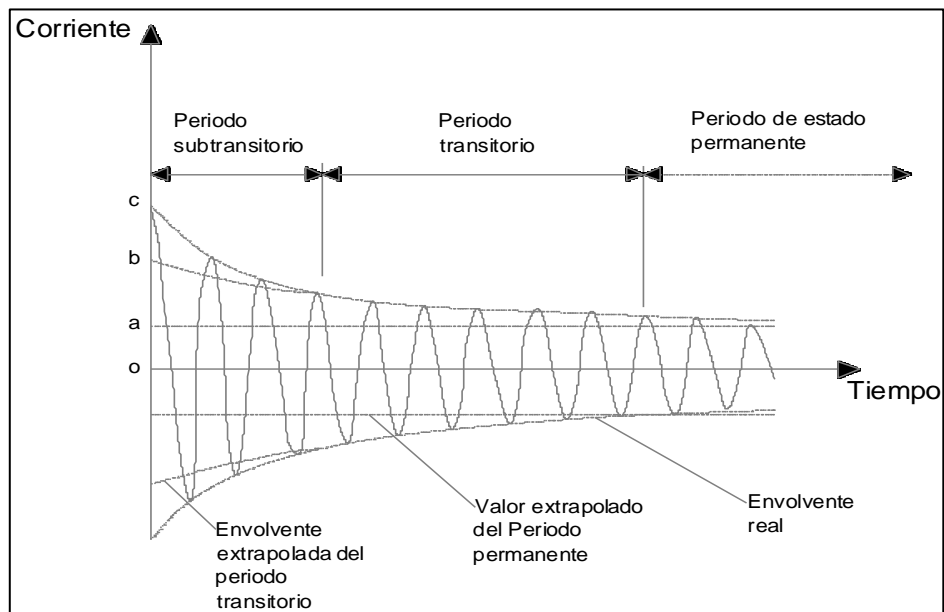


Figura 2.6 Generador síncrono sujeto a una falla trifásica en sus terminales. Onda simétrica de corriente de corto circuito, sin considerar la componente de CD. Aquí se observa el declive de la onda de CA. (Fuente: Referencia [22]).

La corriente de falla define tres periodos de tiempo durante el intervalo en que está la falla presente. Cada uno de estos periodos presentara tres esquemas de red. Luego se usará la teoría de circuitos para calcular la corriente de corto circuito en el periodo deseado. Según las normas ANSI/IEEE las tres esquemas de red son:

- La red de primer ciclo (también llamada primera red o momentánea).
- la red de interrupción (segunda red o red de apertura de contactos).
- la red de 30 ciclos (tercera red o red de estado permanente).

Estos tres esquemas de red se forman con las reactancias de los elementos que intervienen en cada una. Los elementos pasivos presentan las mismas reactancias en las tres redes, la única diferencia entre estas tres redes es el valor de las reactancias de cada máquina rotativa.

2.3.2.2 Las Normas IEC

Las normas Comisión Internacional de Electrotecnia (IEC) han sido desarrolladas en Europa. El estándar IEC 60909 se ocupa del cálculo de corrientes de corto circuito en sistemas eléctricos trifásicos de corriente alterna. Esta norma abarca a sistemas eléctricos con voltajes nominales de hasta 230 kV y sistemas de bajo voltaje, con frecuencia representativo de 60 Hz o 50 Hz. Los resultados que hallan pueden servir para la verificación de algunas particularidades de equipo instalado y para la selección de equipo en la etapa de planeación. Los cálculos consideran la distancia eléctrica (Falla Lejana al Generador y Falla Cercana al Generador) [22].

Falla Lejana al Generador

Sistemas con corriente de corto circuito sin decaimiento en la Componente de CA., es una condición en la cual la magnitud de la Componente de CA de la corriente de corto circuito disponible permanece esencialmente constante.

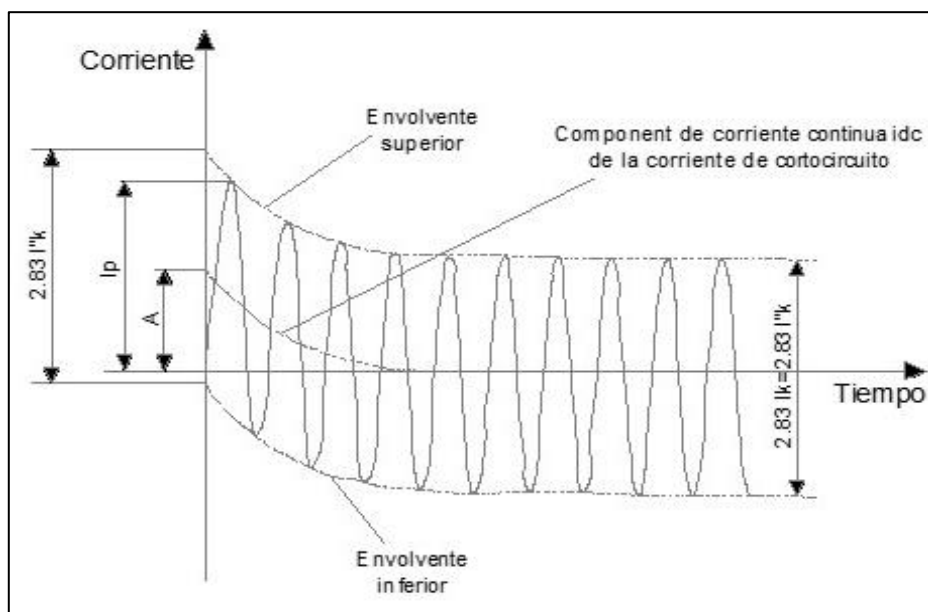


Figura 2.7 Corriente de cortocircuito de una falla alejado de un generador con componente de corriente alterna constante [IEC 60909 – 0 – 1ª Edición 2001].

(Fuente: Referencia [22])

I''_k = Corriente simétrica inicial de corto circuito.

I_p = corriente pico de corto circuito.

I_k = Corriente en estado permanente de corto circuito.

I_{CD} = Componente de CD con decaimiento.

A = Valor inicial de la componente de I_{CD}

Falla Cercana al Generador

Sistemas con corriente de corto circuito con decaimiento en la Componente de CA, condición de corto circuito donde por lo menos una máquina síncrona contribuye a la corriente inicial de corto circuito esperada con una corriente de más del doble de la corriente nominal del generador. También se puede pensar como una condición de corto circuito donde motores síncronos y asíncronos contribuyen con más del 5% de la corriente simétrica inicial de corto circuito I''_k calculada sin motores.

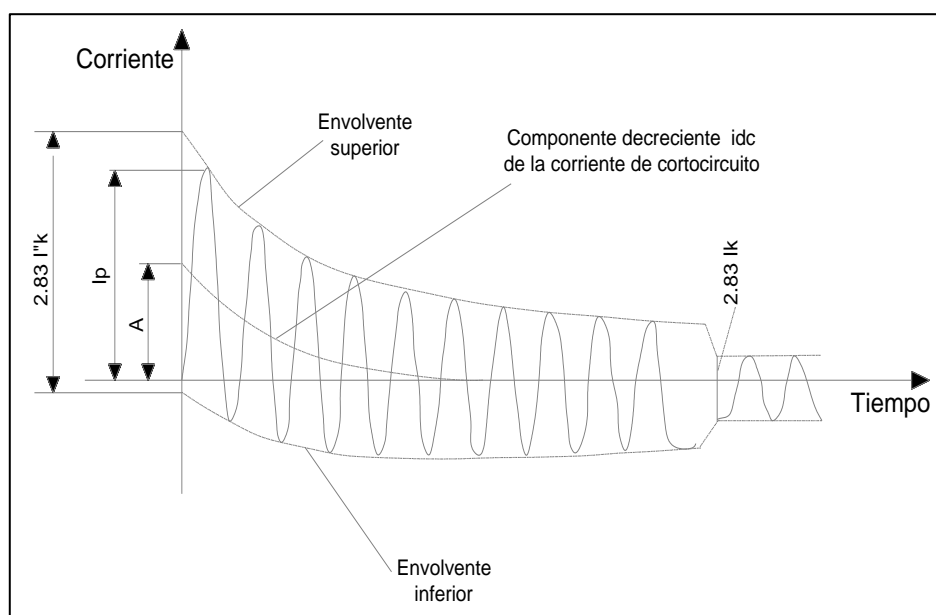


Figura 2.8 Corriente de cortocircuito cerca de un generador con componente de corriente alterna decreciente [IEC 60909 – 0 – 1ª Edición 2001].

(Fuente: Referencia [22])

I''_k = Corriente simétrica inicial de corto circuito.

I_p = corriente pico de corto circuito.

I_k = Corriente en estado permanente de corto circuito.

i_{CD} = Componente de CD con decaimiento.

A = Valor inicial de la componente de I_{CD}

2.4 Generación Distribuida

Sobre una definición puntual de Generación Distribuida (GD), no se tiene un acuerdo común, ya que hay varios elementos que afectan su conceptualización: Límites de potencia, tecnologías usadas, conexión a red, etc.

- El *Distribution Power Coalition of América* (DPCA), Un GD se puede conectar directamente a la red de distribución o al consumidor y es cualquier tecnología a menor escala que suministra electricidad.
- La IEEE 1547, un GD se conectan casi en cualquier parte de un sistema eléctrico y son instalaciones pequeñas de generación de electricidad.
- La Agencia Internacional de la Energía (IEA) ,un GD es la que se une a la red de baja tensión y está relacionada a los micro turbinas, energía solar fotovoltaica, pilas combustibles, motores y tecnologías similares.

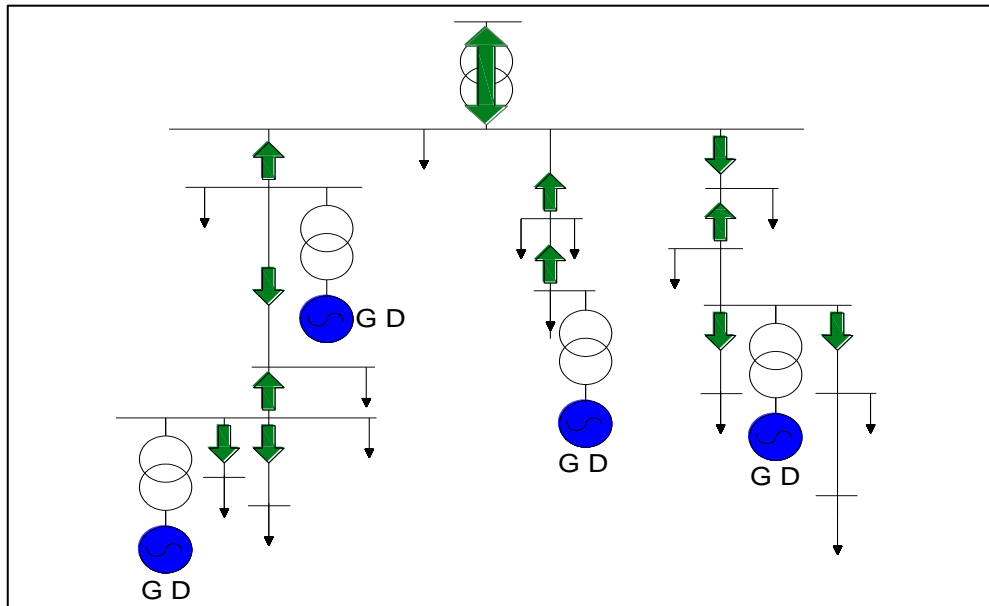


Figura 2.9 Generación distribuida
(Fuente: Referencia [13])

Existen diferencias en los límites de potencia activa entregados por el generador para ser considerados una GD.

- El Departamento de Energía del gobierno de los Estados Unidos (DOE) fija valores desde 1 kW hasta decenas de MW para ser considerado GD.
- El Régimen Especial de producción de energía eléctrica en España considera como valor máximo 50 MW para ser considerada una GD.
- El Reglamento de Generación Distribuida en el Perú define básicamente dos tipos de generación distribuida las cuales son: Mediana generación distribuida que se conecta a la red de distribución en media tensión (capacidad mayor a 200 kW y menor o igual a 10 MW) y la Microgeneración distribuida que se conecta a la red de distribución en baja tensión o media tensión (no superara los 200 kW).

2.5 Equipos de Protección de Sobrecorriente en Sistemas de Distribución

Los dispositivos de protección de sobrecorriente operan cuando la corriente en el objeto protegido pasa el valor fijado, aíslan la parte del sistema que se encuentra bajo falla operando ante un incremento de corriente en los valores normales de operación del objeto protegido.

Los sistemas de distribución usan una variedad de equipos para su protección que depende del elemento a ser protegido y del nivel de voltaje. Aunque no existen normas específicas para la protección de sistemas de distribución, podría indicarse que los equipos más utilizados para el efecto son [7]:

- Relés de sobrecorriente.
- Reconectores (Reconectador)
- Seccionalizadores
- Fusibles.
- Interruptores.

Estos equipos tienen por función:

- Detectar la falla.
- Evaluar la falla (su localización, severidad, etc.).
- Indicar la desconexión de los elementos necesarios para aislar la falla, en el menor tiempo posible.

Una adecuada coordinación de la protección minimiza la extensión de la interrupción del servicio, desconectando sólo los circuitos necesarios para aislar la falla, por lo tanto; la rapidez y la selectividad son requerimientos esenciales.

2.5.1 Relés de Sobrecorriente

El diagrama de bloques de un relé de sobrecorriente típico se muestra en la Fig. 2.11, son los siguientes bloques: transformadores de corriente, unidad de medición, unidad de sobrecorriente temporizada (TOC), unidad de sobrecorriente Instantánea (IOC) y unidad lógica.



Figura 2.10 Ejemplo de un relé IED de sobrecorriente (marca ABB)

2.5.1.1 Unidad de Medición

. Ingresan a la unidad de medición las tres corrientes de fase secundarias provenientes de los transformadores de corriente (StaCt). Adicionalmente puede definirse una entrada de corriente de neutro asociada a un neutro toroidal. El filtrado es solamente considerado en el modelo dinámico, nivel de transitorios electromagnéticos (EMT), los otros niveles de modelos asumen señales senoidales perfectas. Para la rectificación de las señales puede elegirse entre la generación de tres señales de corriente independientes o solo una salida de corriente como resultado de una rectificación trifásica, como sería el caso de relés digitales que ejecutan una rectificación El filtro standard es un filtro pasa banda de segundo orden que elimina tanto transitorios de alta frecuencia como componentes de corriente continua.

2.5.1.2 Sobrecorriente Instantánea (IOC)

La unidad IOC genera una señal de disparo si la corriente supera el valor ajustado o si se mantiene excitado por un tiempo mayor a la temporización ajustada y consiste de un relé de sobrecorriente de actuación instantánea, puede contar con una temporización adicional.

2.5.1.3 Sobrecorriente Temporizado (TOC)

El comportamiento dinámico de la unidad TOC se representa con un integrador. Para la unidad TOC debe definirse la característica de operación tiempo-corriente y las indicadas en las normas IEC o ANSI/IEEE, cualquier otra característica puede ser definida empleando determinadas fórmulas de cálculo como la corriente de arranque, el ajuste del dial de tiempo, el tiempo de disparo (dependiente de la magnitud de la corriente), etc.

2.5.1.4 Unidad Lógica

La lógica para la señal de salida (yout) es programable en los relés digitales modernos y es resultado de una combinación de las señales de salida de diferentes etapas.

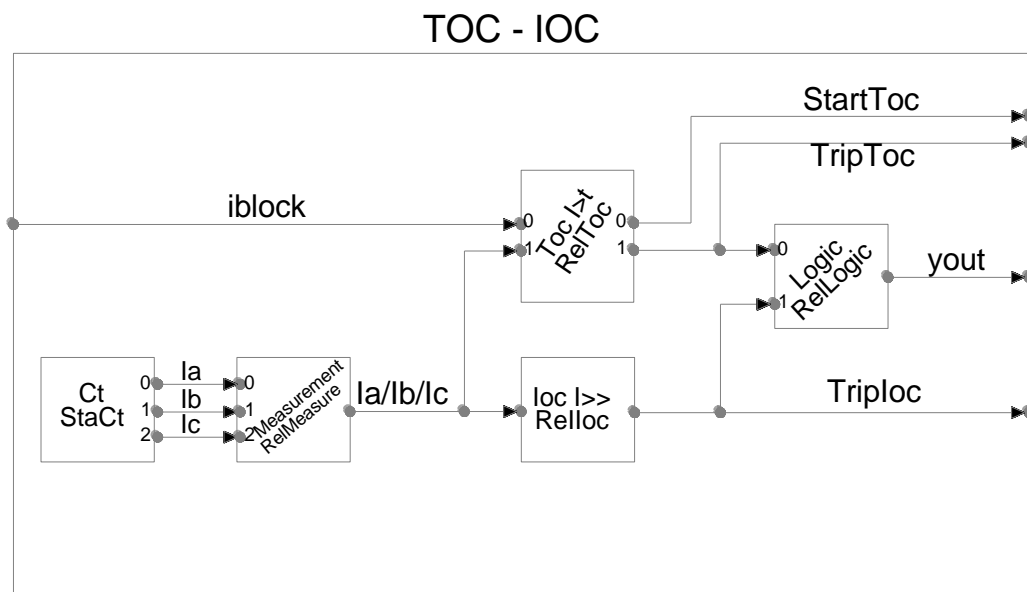


Figura 2.11 relé de sobrecorriente básico

(Fuente: Referencia [20])

2.5.2 Relé de Sobrecorriente Direccional

Los relés de sobrecorriente direccional están constituidos por una unidad de sobrecorriente normal y un elemento para controlar la direccionalidad. Este elemento usualmente requiere además de la corriente del falla, una señal de referencia para medir el ángulo de la falla y así determinar la necesidad o no de su operación. Generalmente la referencia o polarización es una señal de voltaje, pero también puede ser de corriente. La protección direccional de sobrecorriente es aplicable en redes con alimentación bilateral o en lazo, tanto para cortocircuito entre fases, como a tierra [7].

2.5.3 Reconectores Automáticos

El reconector es un equipo de protección que detecta e interrumpe una sobrecorriente para luego re energizar la línea automáticamente. Ejecuta sucesivas reconexiones (usualmente tres o cuatro), pudiendo, cambiar el intervalo y la secuencia de reconexiones. Si el cortocircuito es duradero el reconector desconecta en forma definitiva, luego de un número programado de operaciones desconecta la parte fallada [7] [18].



Figura 2.12 Ejemplo de Reconector (Bellamar, Chimbote Sur)

El trabajo del reconector es diferenciar a un cortocircuito duradero de uno eventual, asignándole al eventual un tiempo para que se despeje a través de una serie de

reconexiones; o sea despejado por el elemento de protección instalado aguas abajo del reconectador. Para entender el funcionamiento de un reconectador se considera lo siguiente:

Secuencia de Operación: Este equipo presenta curvas de operación rápida y retardada. Se determinan de las curvas características tiempo-corriente los tiempos de apertura, cada punto de la curva características para un valor de corriente de cortocircuito representa el tiempo de aclaramiento del reconectador, para un máximo de cuatro aperturas y tres reconexiones pueden ser ajustados los reconectadores.

Número de Aperturas u Operaciones: En los reconectadores se programan desde una hasta un máximo de cuatro operaciones, de acuerdo a la coordinación con otros dispositivos de protección.

Tiempo de Reconexión: Son los espacios de tiempo entre una apertura y una orden de cierre en los que los contactos del reconectador se encuentran abiertos.

Tiempo de Reposición: Se da debido a que una falla es momentánea o fue despejada por otro dispositivo de protección. Es el tiempo después del cual el reconectador reanuda su función, cuando su proceso de operación aún no se ha cumplido completamente.

Corriente Mínima de Operación: Es la mínima corriente para que el reconectador inicie su secuencia programada de operación. La serie de procesos de un reconectador para apertura ante ocurrencia de una falla duradera se muestra en la figura 2.13, en la que se ha considerado los ajustes de dos aperturas rápidas y dos aperturas lentas, con sus tiempos respectivos.

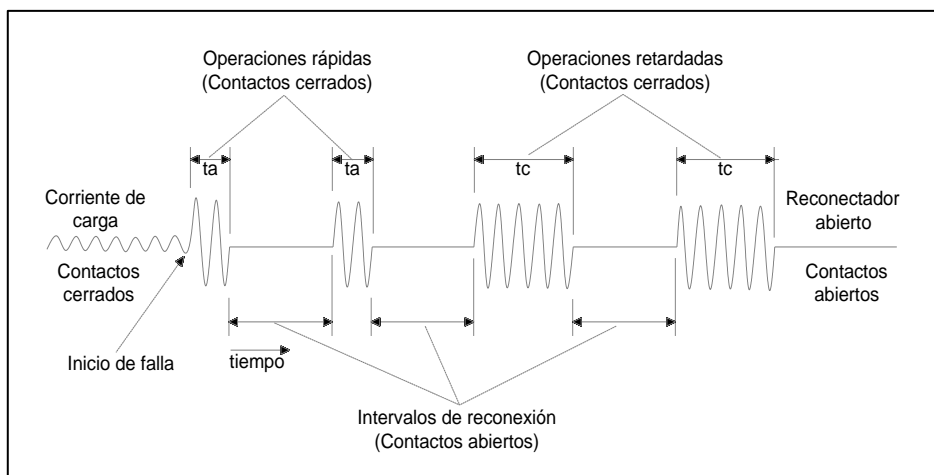


Figura 2.13 Secuencia de operación de un Reconectador
(Fuente: Referencia [7] [27])

2.5.4 Seccionalizadores

El seccionizador se coloca aguas abajo de un reconectador y es un equipo de protección que automáticamente aísla las fallas en las líneas de distribución eléctrica, el seccionizador contabiliza las aperturas y cierres realizados por el reconectador y se le ajusta para que abra en el instante en que el reconectador está abierto, programándose para que aperture luego de un establecido número de pulsos, pudiendo ser de uno a tres como máximo (Siempre se ajusta para un pulso menos que el número de aperturas del reconectador). Coordinan con los reconectores por sus corrientes nominales y sus secuencias de operación y no presentan curvas características de operación tiempo-corriente [7]. Los requisitos básicos para su uso son:

- El reconectador (situadas aguas arriba del seccionizador) tiene que ser adecuadamente sensible para detectar la corriente mínima de cortocircuito en toda la zona protegida por él.
- El seccionizador no puede ser usado entre dos reconectores, pero si es usado en serie con otros dispositivos de protección.
- No debe superar los valores de corrientes máximas de corta duración del seccionizador.
- El seccionizador debe programarse como máximo para que aperture en una operación menos que el reconectador ubicado aguas arriba.
- La corriente mínima de cortocircuito debe superar su corriente mínima de operación del seccionizador para ser separada por él.



Figura 2.14 Ejemplo de seccionalizador (del alimentador 8va Sur de la S. E. Chimbote Sur)

2.5.5 Interruptores

El interruptor fue diseñado para llevar en forma continua altas corrientes, interrumpir las corrientes de falla y soportar los esfuerzos electrodinámicos debidos a éstas. El interruptor es el dispositivo mecánico que conecta e interrumpe una o varias veces un circuito eléctrico en condiciones normales y anormales de trabajo. Su circuito de control se encarga de:

- a) Abrir y cerrar el mismo a través de una manija.
- b) Que dispare inmediatamente cuando exista una falla; y el equipo de protección se lo indique.
- c) A través de lámparas señalice su estado de abierto o cerrado y local o remoto.
- d) Enviar señales que indiquen alguna anomalía como falla de presión de aire u otro gas que se utilice para su operación.
- e) Si existe alguna anomalía bloquearse en su operación.

El control de un interruptor es para ejercer las funciones para las cuales está diseñado. Este control está alimentado por una fuente de alimentación de corriente directa o alterna. Independientemente al control esta la fuente de alterna o directa de algunos casos, que efectúa la carga del elemento mecánico que hace la apertura o cierre. La acción de liberar un trinquete o abrir una válvula en los interruptores se efectúa a

través de electro imanes. Estos electroimanes llamados bobinas de cierre y disparo, son las que debemos energizar.



Figura 2.15 Ejemplo de Interruptor

2.5.6 Fusible

El fusible es el dispositivo más sencillo de interrupción en caso de cortocircuitos o sobrecargas. En baja tensión se encuentran hasta de 600 A y de 250 Volt a 600 Volt., la exigencia es que soporten continuamente la corriente nominal y que se fundan en un tiempo máximo de 5 minutos con un 15% de sobrecarga. En alta tensión, se encuentran hasta de 400 Amperios y de 10 kV a 138 kV, con potencias de 0,1 MVA a 20 MVA, un fusible está constituido por un elemento sensible a la corriente (elemento fusible) y un mecanismo de soporte de éste. El fusible se funde cuando recorre por él una corriente peligrosa durante un tiempo precisado. El mecanismo de soporte establece rápidamente una distancia eléctrica prudente a fin de minimizar el tiempo que dura el arco [7].



Figura 2.16 Fusible de expulsión tipo K

Las curvas de un fusible son las que se observa en la figura 2.20, el máximo tiempo para que el fusible no quede debilitado en caso de sobrecargas de corta duración se representa en la curva de corta duración, el tiempo mínimo al cual el fusible se funde lo representamos en la curva de tiempo mínimo de fusión, la curva de tiempo máximo de fusión se consigue aumentando un margen de corriente a la curva de tiempo mínima de fusión y la Curva de tiempo total para la extinción del arco es el tiempo requerido para la consumación del arco.

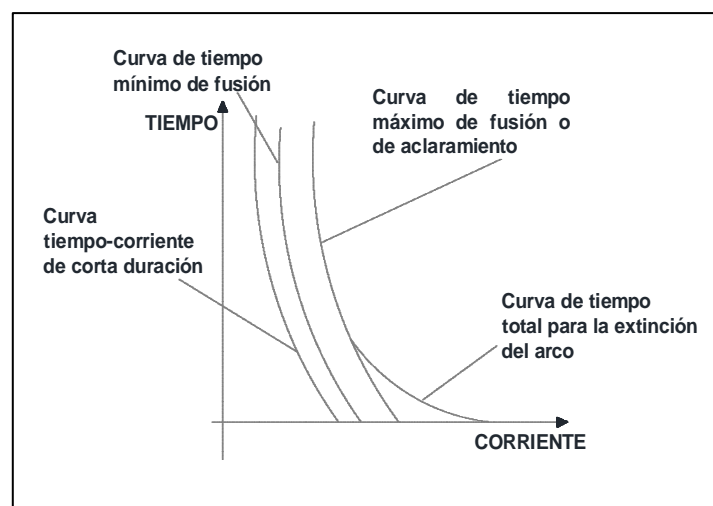


Figura 2.17 Características de operación de fusibles
(Fuente: Referencia [26])

2.6 Coordinación de Elementos de Protección en Sistemas de Distribución

La noción básica de coordinación de los equipos de protección en sistemas de distribución, pueden abreviarse en:

- El equipo de protección más cercano a la falla debe abrir el circuito, sea esta breve o permanente, antes que el equipo de respaldo abra si este no contiene reconexión automática o antes de que finalicen las reconexiones en caso de presentarla [7].
- Las interrupciones tienen que reducirse al mínimo en fallas prolongadas, tanto en el tiempo de duración como en el tramo de la línea conectada.

2.6.1 Coordinación de Fusibles

El fusible al proteger un transformador podría estar coordinado con relés de tiempo extremadamente inverso o con otros fusibles, para una buena coordinación las curvas tiempo corriente deben ser parecidos. Cuando se coordinan fusibles entre sí, se utilizan curvas de tiempo corriente, como las que se muestra en la Figura 2.18, Sin embargo, es más cómodo trabajar con tablas de coordinación para los fusibles de tipo K y T.

Debe existir un margen mínimo en tiempo de coordinación del 25 % del tiempo del tiempo mínimo de fusión del fusible de respaldo, entre esta y el tiempo total de despeje del fusible primario [1] [7].

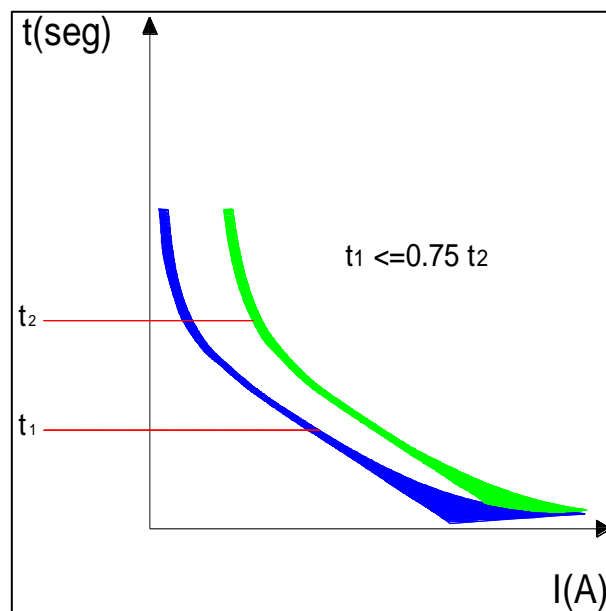


Figura 2.18 Coordinación de fusible-fusible.

2.6.2 Coordinación Entre Relé y Fusible.

Debe existir un margen mínimo en tiempo de coordinación de cuando menos 0.15 segundos entre la curva MCT (máximo tiempo clearing) del fusible y la característica del relé para la máxima corriente de falla.

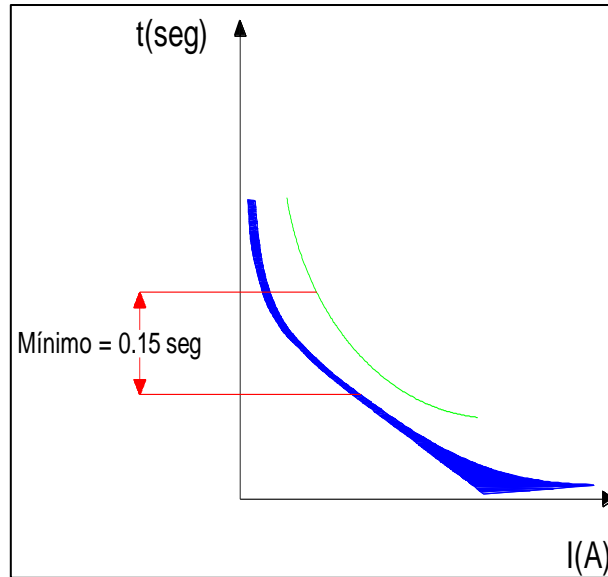


Figura 2.19 Coordinación relevador-fusible.

2.6.3 Coordinación Relé y Relé.

Debe existir una coordinación mínima de 0.15 segundos entre ambas protecciones para la máxima corriente de corto circuito común a ambos equipos.

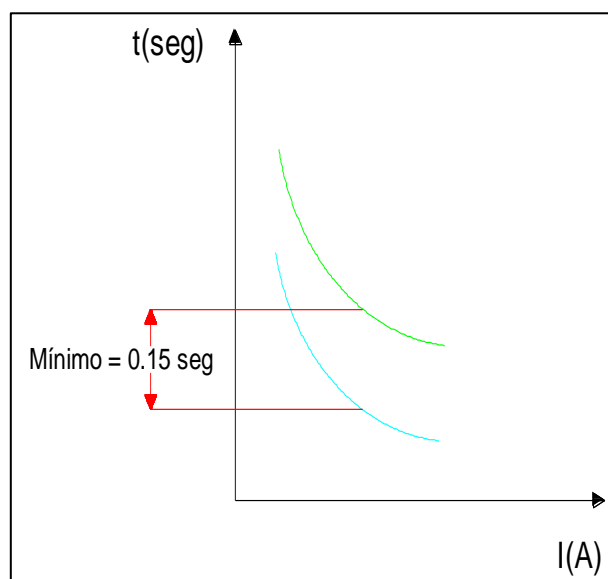


Figura 2.20 Coordinación de relé – relé

2.6.4 Coordinación Entre Reconectador y Fusible.

Con el fin de ilustrar la coordinación entre estos elementos, se considera el sistema de distribución de la figura 2.22 , el cual tiene ubicado para su protección un reconectador (cuadrado con letra R) y aguas abajo un fusible (F1). El reconectador es ajustado con curvas de operaciones rápidas y lentas, con el fin de garantizar que opere primero que el fusible ante fallas temporales, y permitir que el fusible opere ante fallas permanentes. En la figura los puntos a y b' corresponden a los valores de corrientes máxima y mínima, respectivamente, que puede ver el fusible. Las curvas de operación del reconectador (rápida y lenta) y del fusible se presentan en la figura 2.24, en un diagrama de corriente versus tiempo. En esta figura las curvas R (rojo) y L (azul) identifican la operación rápida y lenta del reconectador, respectivamente. Las curvas MMT (verde) y MCT (naranja) representan el *mínimum melting time* y *máximum clearing time* del fusible, respectivamente. También se pueden observar los puntos a y b', correspondientes a valores de corrientes y tiempos que ve el fusible [1] [5] [7] [17].

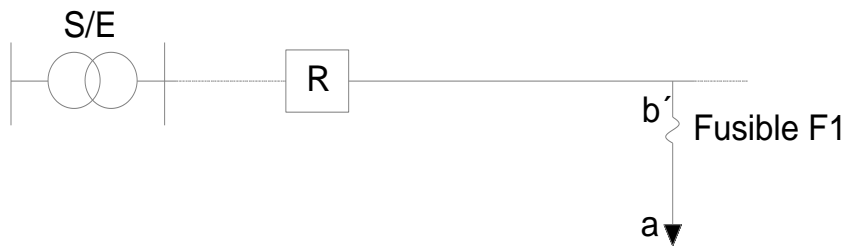


Figura 2.21 Sistema de distribución.

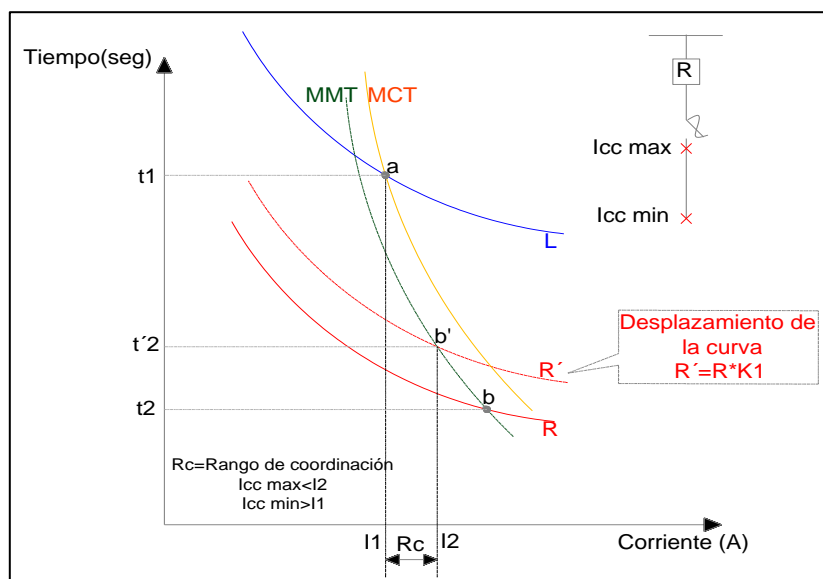


Figura 2.22 Curvas del reconectador y el fusible

El punto máximo de coordinación para una corriente de cortocircuito común a ambos dispositivos se tiene en la intersección de la curva rápida del reconectador (corregida por un factor K1) con la característica MMT del fusible.

El punto mínimo de coordinación para una corriente de cortocircuito común a ambos dispositivos se tiene en la intersección de la característica MCT del fusible con la curva lenta del reconectador.

El factor K1 para compensar el efecto calentamiento-enfriamiento sufrido por el fusible debido a las operaciones rápidas de disparo y recierre del restaurador.

2.7 Impacto de la GD en la Coordinación de Dispositivos de Protección en SD

Con la inserción de las fuentes distribuidas se presenta problemas de selectividad en la coordinación de protección. Esos problemas afectan la seguridad de equipo, personal y continuidad del servicio. [9] [12] [13] [15] [16].

En este trabajo se va hacer un análisis para determinar si los dispositivos de protección instalados en la red coordinan correctamente después de insertar las fuentes de generación distribuida. Se aborda los efectos de tres diferentes elementos de GD (máquina de inducción, generador de turbina de aire y máquina síncrona). Al realizarse la simulación de cortocircuito en las diferentes barras de la red de distribución se determina los impactos en las corrientes de cortocircuito y su tiempo de detección, tal como se observa en la referencia [13].

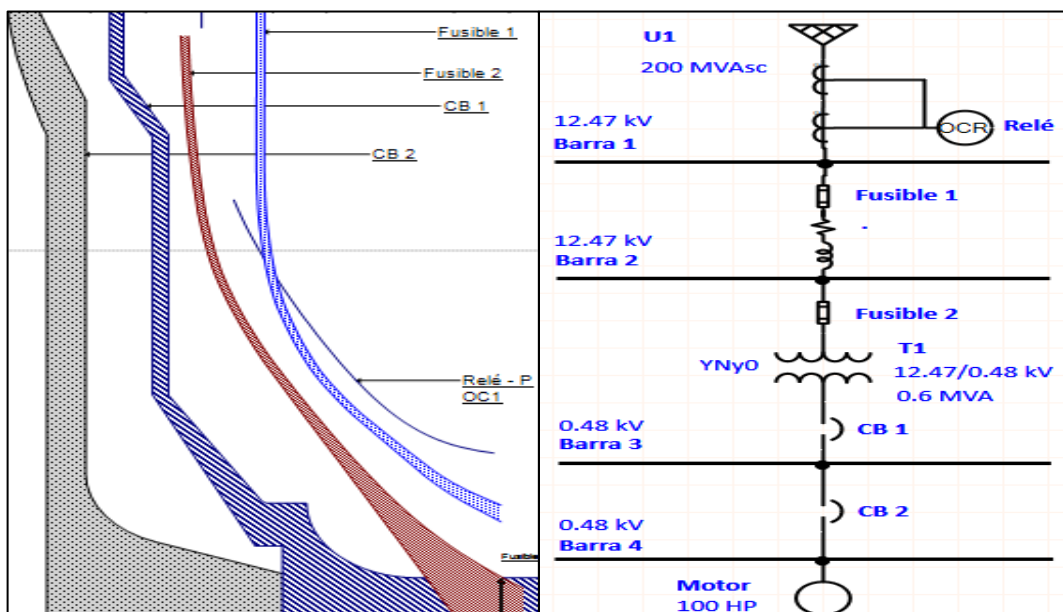


Figura 2.23 Pequeño sistema sin generación distribuida (Fuente: Referencia [13])

Se analiza el pequeño sistema con y sin inserción de una generación distribuida síncrona de 0.8 MW.

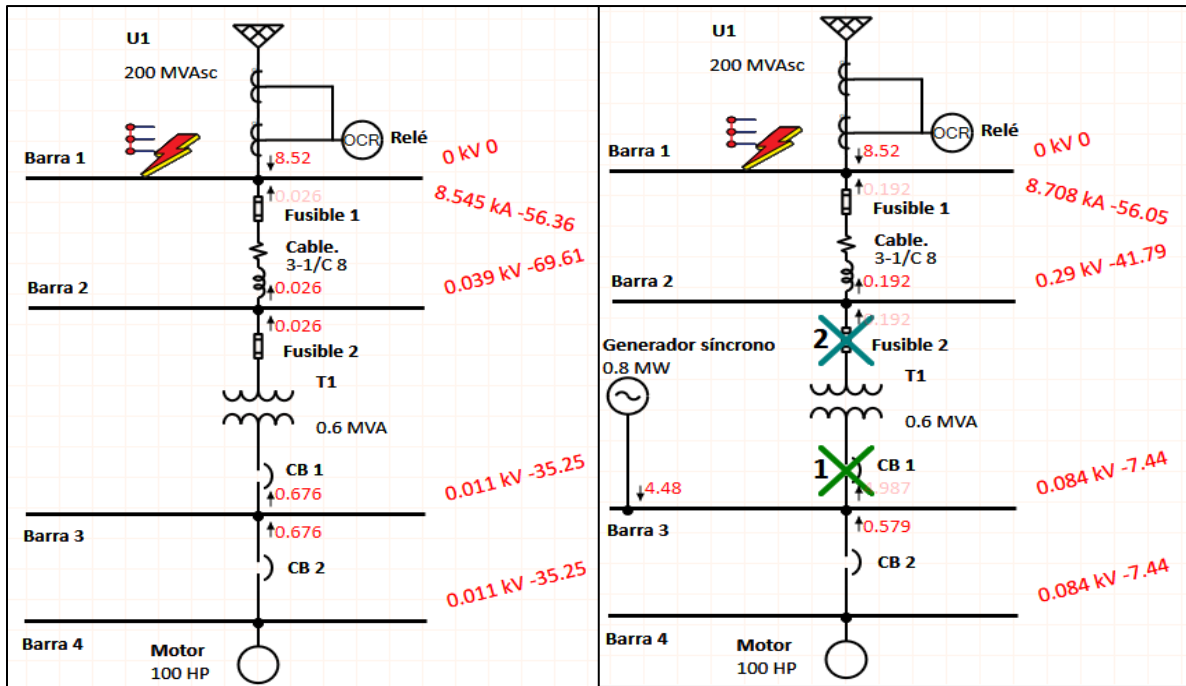


Figura 2.24 Corto circuito en la barra 1 con y sin inserción de una maquina síncrona. (Fuente: Referencia [13])

Tiempo (ms)	Dispositivo	Corriente de falla (kA)	T1 (ms)	T2 (ms)	Escenario	Posición de corto circuito
258	Relé	8.520	<258	-	Sin GD	Barra 1
234	CB 1	4.987	110	234	Con GD síncrona	
258	Relé	8.520	<258	-		
10700	Fusible 2	0.192	7193	10700		

Tabla 2.1 Corto circuito en la barra 1 con y sin inserción de una maquina síncrona.

Se observa en la Fig. 2.24 y Tabla 2.1, la corriente de cortocircuito en la barra 1 crece de 8545 A (sin GD) a 8708 A (con GD), en el escenario con GD para conservar la selectividad debería operar primero el relé, al no suceder eso observamos que la coordinación de la red inicial se pierde.

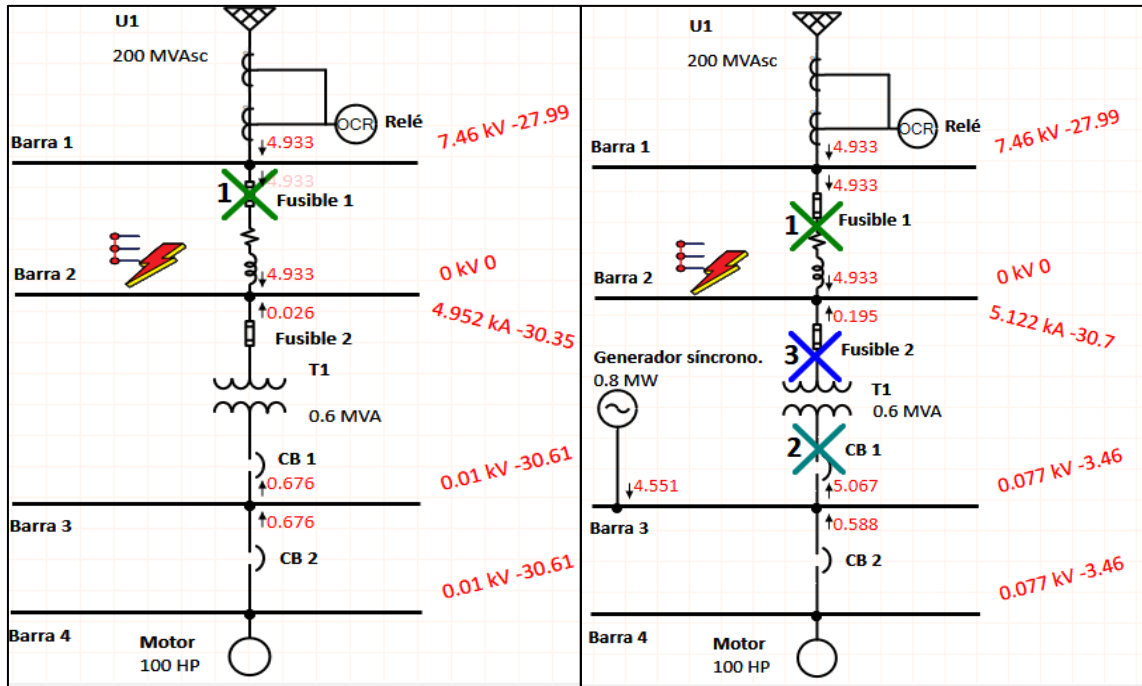


Figura 2.25 Corto circuito en la barra 2 con y sin inserción de una maquina síncrona.
(Fuente: Referencia [13])

Se observa en la Fig. 2.25 y Tabla 2.2, la corriente de cortocircuito en la barra 2 crece de 4952 A (sin GD) a 5122 A (con GD), en el escenario con GD el dispositivo que respalda al fusible 1 debería ser el relé para conservar una adecuada coordinación, CB 1 no debería reaccionar porque está ubicado aguas debajo de la falla.

Tiempo (ms)	Dispositivo	Corriente de falla (kA)	T1 (ms)	T2 (ms)	Escenario	Posición de corto circuito
127	Fusible 1	4.933	99.5	127	Sin GD	Bus 2
296	Relé	4.933	296	-		
127	Fusible 1	4.933	99.5	127	Con GD síncrona	
228	CB 1	5.067	107	228		
296	Relé	4.933	296	-		
9974	Fusible 2	0.195	6782	9974		

Tabla 2.2 Corto circuito en el bus 02 con y sin inserción de una maquina síncrona.

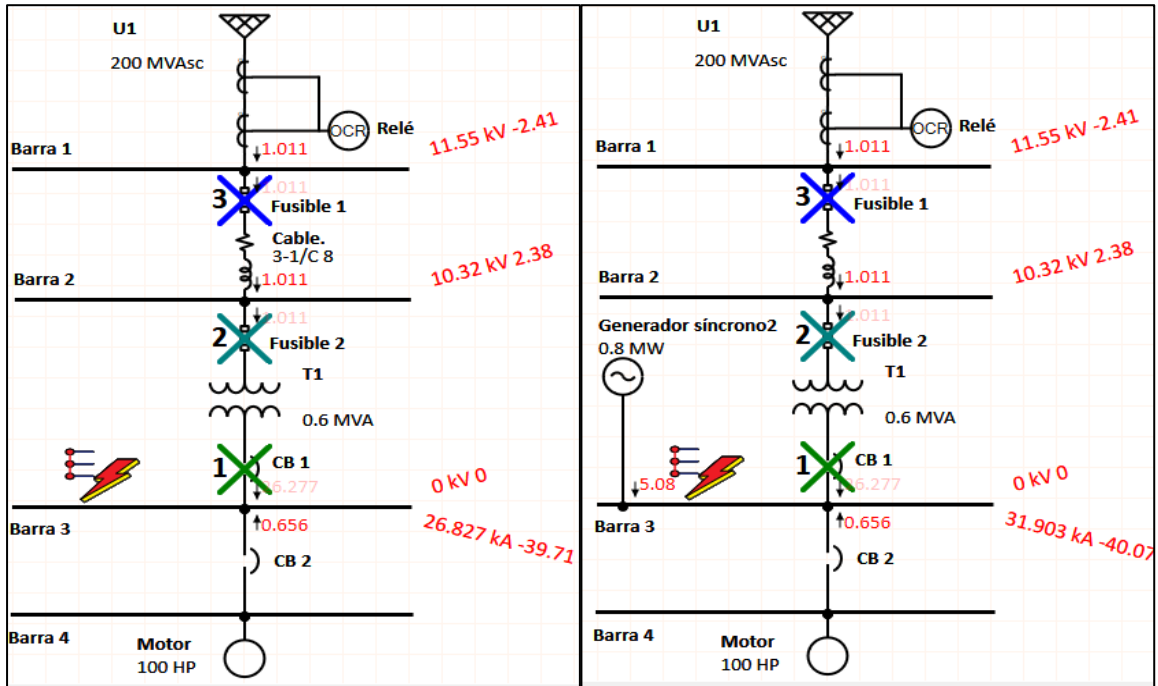


Figura 2.26 Corto circuito en el bus 03 con y sin inserción de una maquina síncrona
(Fuente: Referencia [13])

Tiempo (ms)	Dispositivo	Corriente de falla (kA)	T1 (ms)	T2 (ms)	Escenario	Posición de corto circuito
39.4	CB1	26.277	1.0	39.4	A o B	Barra 3
233	Fusible 2	1.011	152	233		
860	Fusible 1	1.011	716	860		
1742	Relé	1.011	1742	-		

Tabla 2.3 Corto circuito en el bus 03 con y sin inserción de una maquina síncrona.

En la Fig. 2.26 y Tabla 2.3, ningún cambio se observa en la coordinación de dispositivos de protección, la corriente de cortocircuito en la barra 3 va de 26.82 KA a 31.9 KA, a pesar de este incremento, nuestras protecciones están perfectamente coordinado y así permite la eliminación de la falla dentro del mismo tiempo antes de la intrusión de GD.

Insertando una máquina de inducción (Fig. 2.27) observamos un comportamiento similar como con la máquina sincrónica, existe una diferencia de 204 A en la barra 1 con y sin GD.

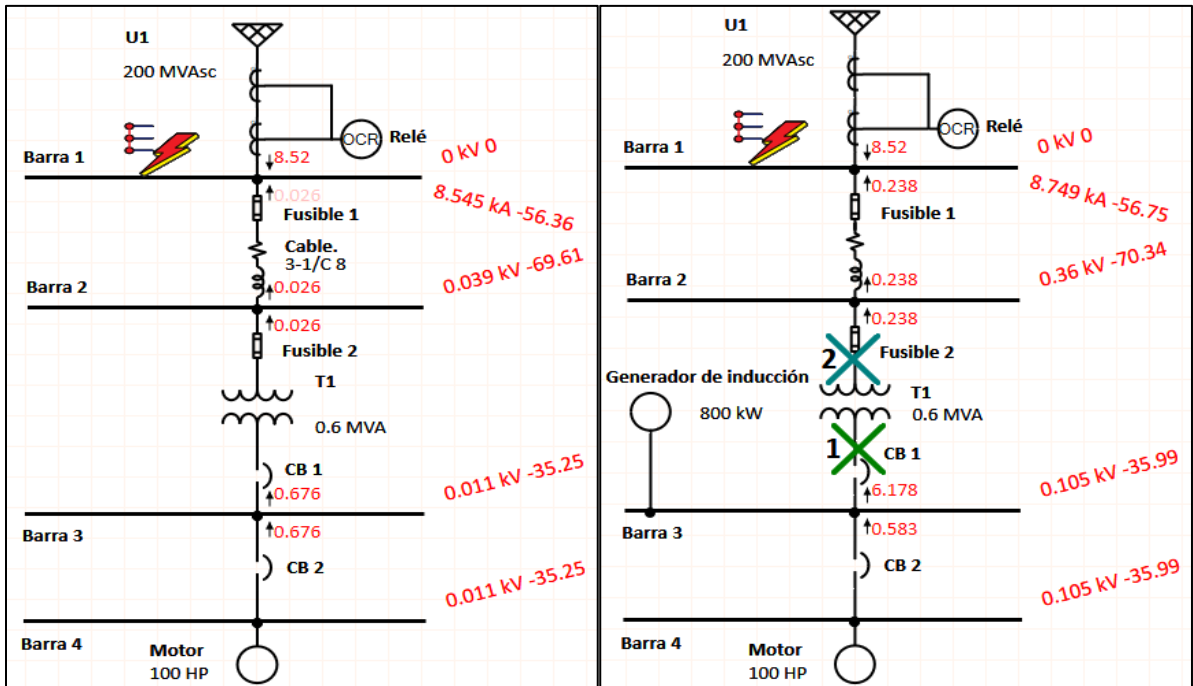


Figura 2.27 Corto circuito en la barra 1 con y sin inserción de una máquina de inducción
(Fuente: Referencia [13])

En la Fig. 2.28, la diferencia es de 157 A en la barra 2 con y sin GD

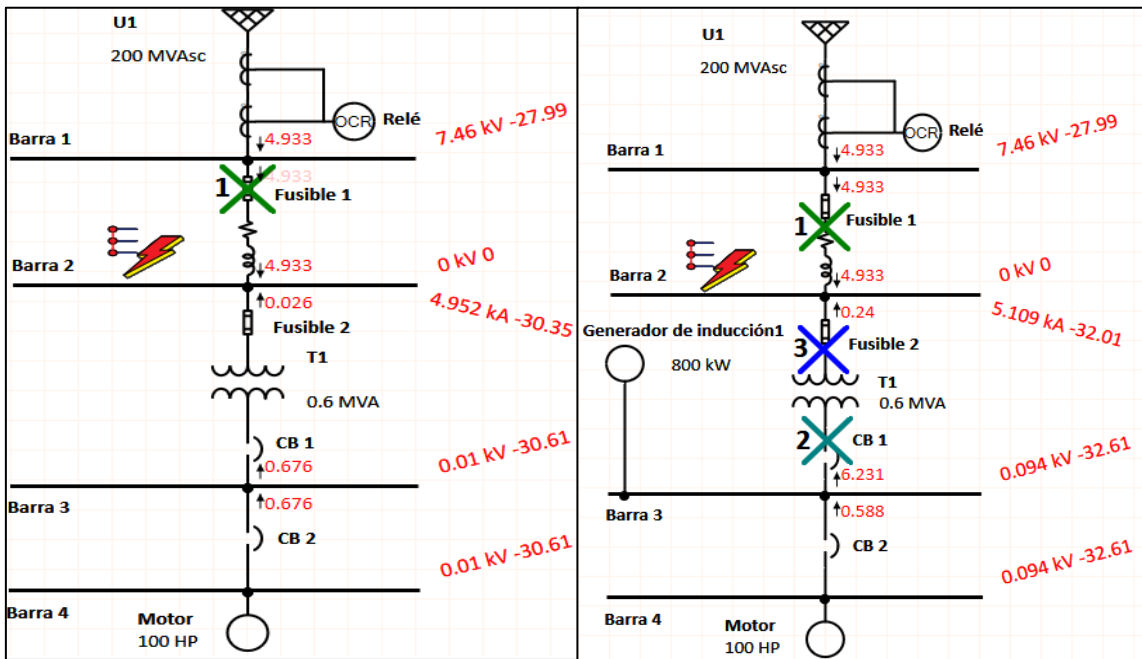


Figura 2.28 Corto circuito en el bus 02 con y sin inserción de una máquina de inducción
(Fuente: Referencia [13])

En la Fig. 2.29, similar al caso con maquina síncrona las protecciones coordinan perfectamente con y sin GD para una falla en la barra 3.

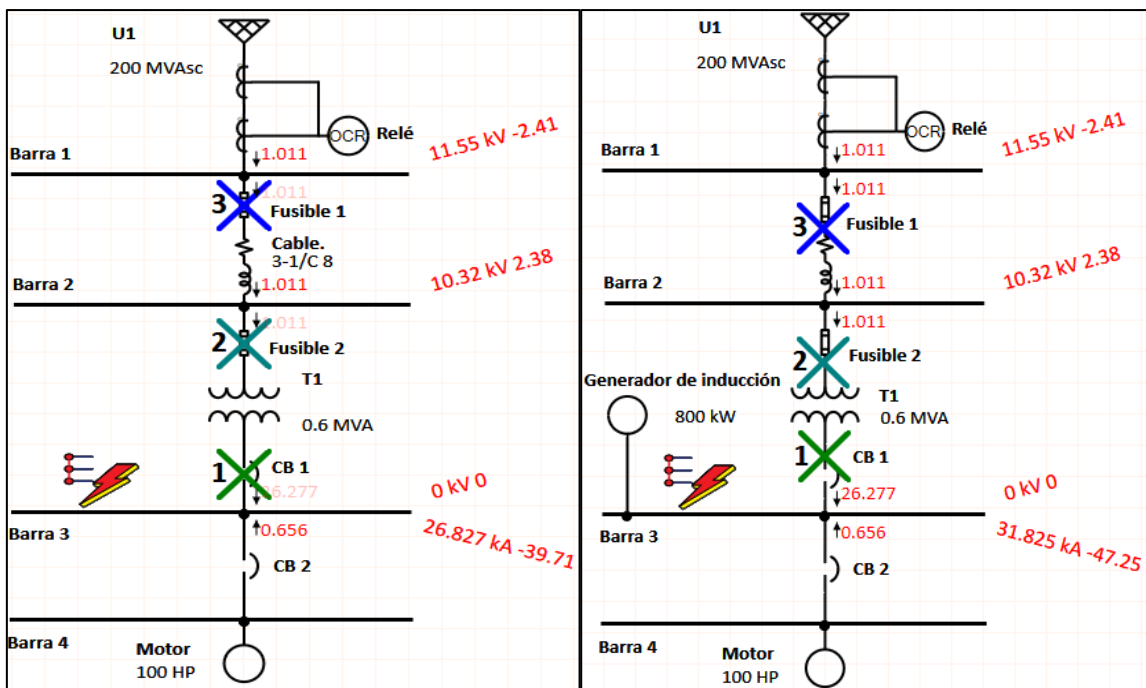


Figura 2.29 Corto circuito en la barra 3 con y sin inserción de una máquina de inducción (Fuente: Referencia [13])

En la Figura 2.30, las corrientes de cortocircuito aumentan en 216 A con el GD , similar como en los casos de máquinas asincrónica y síncrona.

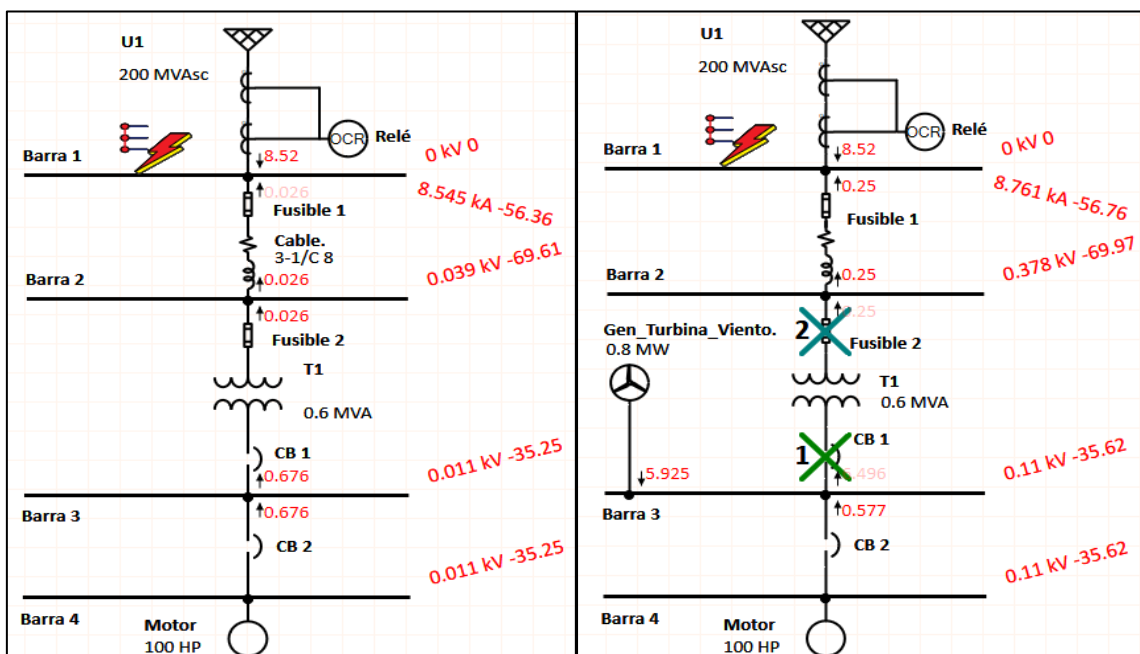


Figura 2.30 Corto circuito en la barra 1 con y sin inserción de un generador de turbina de aire. (Fuente: Referencia [13])

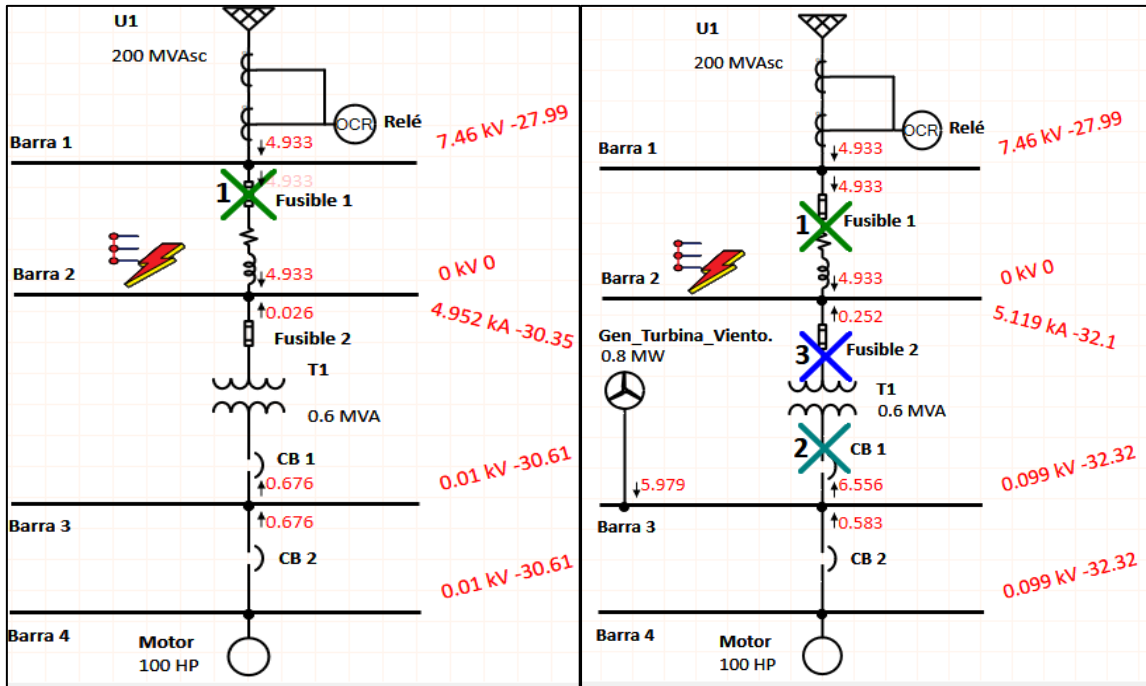


Figura 2.31 Corto circuito en la barra 2 con y sin inserción de un generador de turbina de aire. (Fuente: Referencia [13])

En la Figura 2.32, encontramos que la protección permanece coordinada ante una falla en la barra 3 en los casos con o sin una fuente de energía renovable.

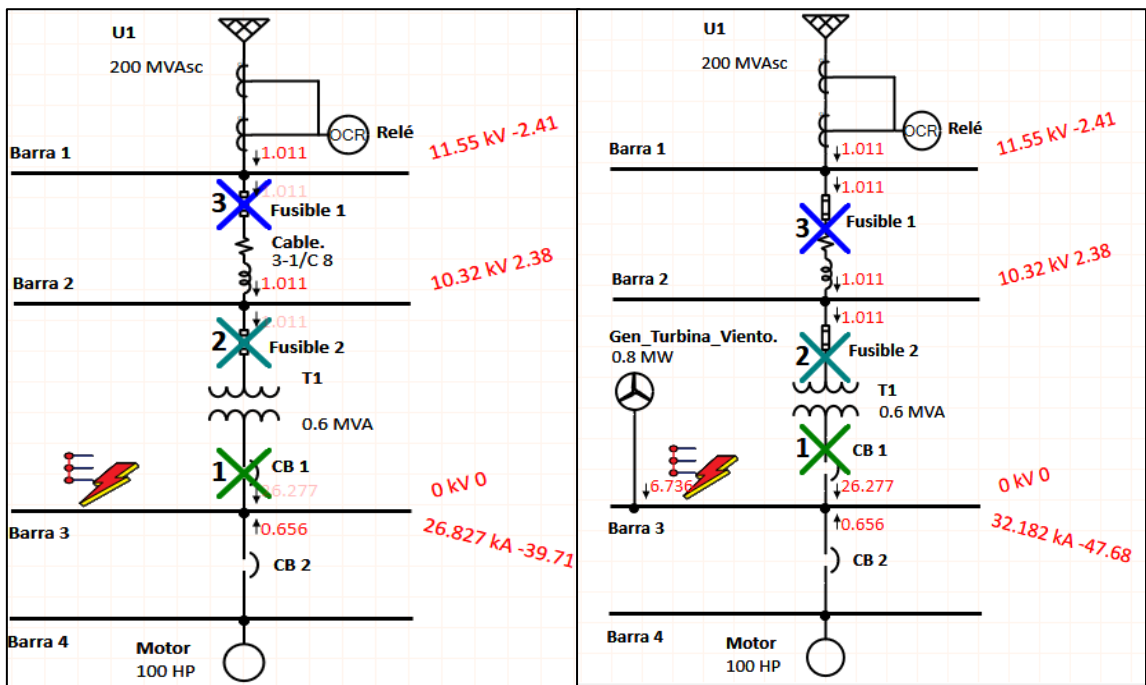


Figura 2.32 Corto circuito en la barra 3 con y sin inserción de un generador de turbina de aire. (Fuente: Referencia [13])

Las simulaciones realizadas en el contexto del presente estudio indican:

- La inserción de una fuente GD en un sistema de distribución reduce la alimentación de energía por parte del sistema aguas abajo de la GD, así como también incrementa la corriente de falla [13].
- Este efecto es más pronunciado para fuentes descentralizadas que controlan la variación de voltaje en sus terminales, tales como los generadores síncronos. Este efecto es menor para las unidades de GD que mayormente actúan como una fuente de corriente (GD asíncrono) [13].
- El efecto de la inserción de GD puede producir "zonas ciegas" para los dispositivos de protección debido al incremento de la corriente por la GD o también desorganiza la coordinación entre dos o más dispositivos de protección. Esta es la razón por el cual la coordinación debe ser estudiada cuidadosamente [13].

CAPÍTULO III

DESARROLLO DEL TRABAJO

En este capítulo se describe la formulación matemática, metodología y los algoritmos empleados para la protección por sobrecorriente adaptativo usando relés de sobrecorrientes direccionales.

3.1 Formulación Matemática

El tiempo de los relés de sobrecorriente se puede expresar de la siguiente forma [20]:

$$t_{ik} = \frac{\beta * TDS_i}{\left(\frac{I_{ik}}{I_{pi}}\right)^\alpha - 1} \quad (3.1)$$

Donde:

$t_{i,k}$: Tiempo de operación del relé R_i para una falla en zona k

TDS_i : Tiempo dial de ajuste para el relé i

$I_{i,k}$: Corriente de corto circuito del relé R_i en zona k

I_{pi} : Corriente pick – up del relé R_i

α y β : Constantes (ver su valor en la tabla 3.1)

La publicación IEC.255 establece tres tipos de característica de actuación tiempo-corriente que son:

Característica	α	β
Normal Inversa	0.02	0.14
Muy Inversa	1	13.5
Extremadamente inversa	2	80

Tabla 3.1 Valores de las constantes α y β .
(Fuente: Referencia [20])

La meta de la formulación matemática es mostrar en un sistema de distribución que es protegido por relés de sobrecorriente direccionales y no direccionales, que los tiempos

de operación de los relés se puede minimizar usando los algoritmos apropiados de optimización [10].

La coordinación de relé de sobrecorriente tiene una función objetivo y restricciones que deben cumplir.

Función objetivo:

$$\text{Minimizar } Z = \sum_{i=1}^m t_{i,k} \quad (3.2)$$

Donde:

m : Número de relés (relé primario y los de respaldo)

$t_{i,k}$: Tiempo de operación del relé R_i para una falla en zona k

Las restricciones consideradas en las referencias [10] son:

3.1.1 Intervalo de Tiempo de Coordinación (ITC):

Los relés de respaldo garantizan la confiabilidad del sistema eléctrico, debe coordinar con el relé primario para un intervalo de tiempo de coordinación (ITC). Este ITC depende del tipo de los relés (electromecánico o digital), los mínimos de ITC usado para relés electromecánicos son 0.3 s a 0.4 s, mientras que en el rango de 0.15 s a 0.2 s es usado en el caso de los relés digitales [4].

$$T_{i,k} - T_{j,k} \geq ITC \quad (3.3)$$

Donde:

$T_{j,k}$: Tiempo de operación del relé principal R_j , para una falla en k

$T_{i,k}$: Tiempo de operación del relé principal R_i , para la misma falla en k

ITC: Intervalo de tiempo de coordinación

3.1.2 Tiempo Dial de Ajuste (TDS):

El TDS posibilita conseguir variados tiempos de apertura para una grupo del mismo tipo de curvas para una corriente dada [4].

$$TDS_{i,min} \leq TDS_i \leq TDS_{i,max} \quad (3.4)$$

Donde:

$TDS_{i,min}$: Mínimo valor de dial del relé R_i .

$TDS_{i,max}$: Máximo valor de dial del relé R_i .

TDS_i : Tiempo dial de ajuste para el rele i

3.1.3 Tiempo de Actuación del Relé de Sobrecorriente:

Un relé de sobrecorriente necesita tener un tiempo de operación mínimo y máximo de modo que el ingeniero de protección puede tener en cuenta los valores dentro de ese rango. El tiempo de operación del relé puede representarse matemáticamente como [4]:

$$t_{i,min} \leq T_{i,k} \leq t_{i,max} \quad (3.5)$$

$t_{i,min}$: Mínimo tiempo de operación del rele, 0.05s [01]

$t_{i,max}$: Máximo tiempo de operación del rele, 4s [01]

3.1.4 Corriente Pick-Up:

Otro criterio de ajuste de relés es el pick-up (P_i). Los límites en la corriente de arranque son como sigue [4]:

$$I_{pi,min} \leq P_i \leq I_{pi,max} \quad (3.6)$$

Donde:

I_{pi} : Corriente pick – up del relé R_i

$I_{pi,min}$: Mínimo corriente pick – up del relé R_i

$I_{pi,max}$: Máximo corriente pick – up del relé R_i

Un mínimo pueda ser considerado el 120% del máximo carga. Este valor puede dar garantía que relé no podría funcionar mal. Por otra parte, el máximo valor puede ser considerado menos de 67% de la corriente de mínima de falla. Este valor puede dar garantía que el relé sentirá la menor falla.

Resolveremos la función objetivo usando algoritmos genéticos

Donde:

itrc = conteo de iteraciones

nitrc= Número de iteraciones

npair= Número de pares (que son usados para emparejamiento)

nmut= Numero de mutaciones

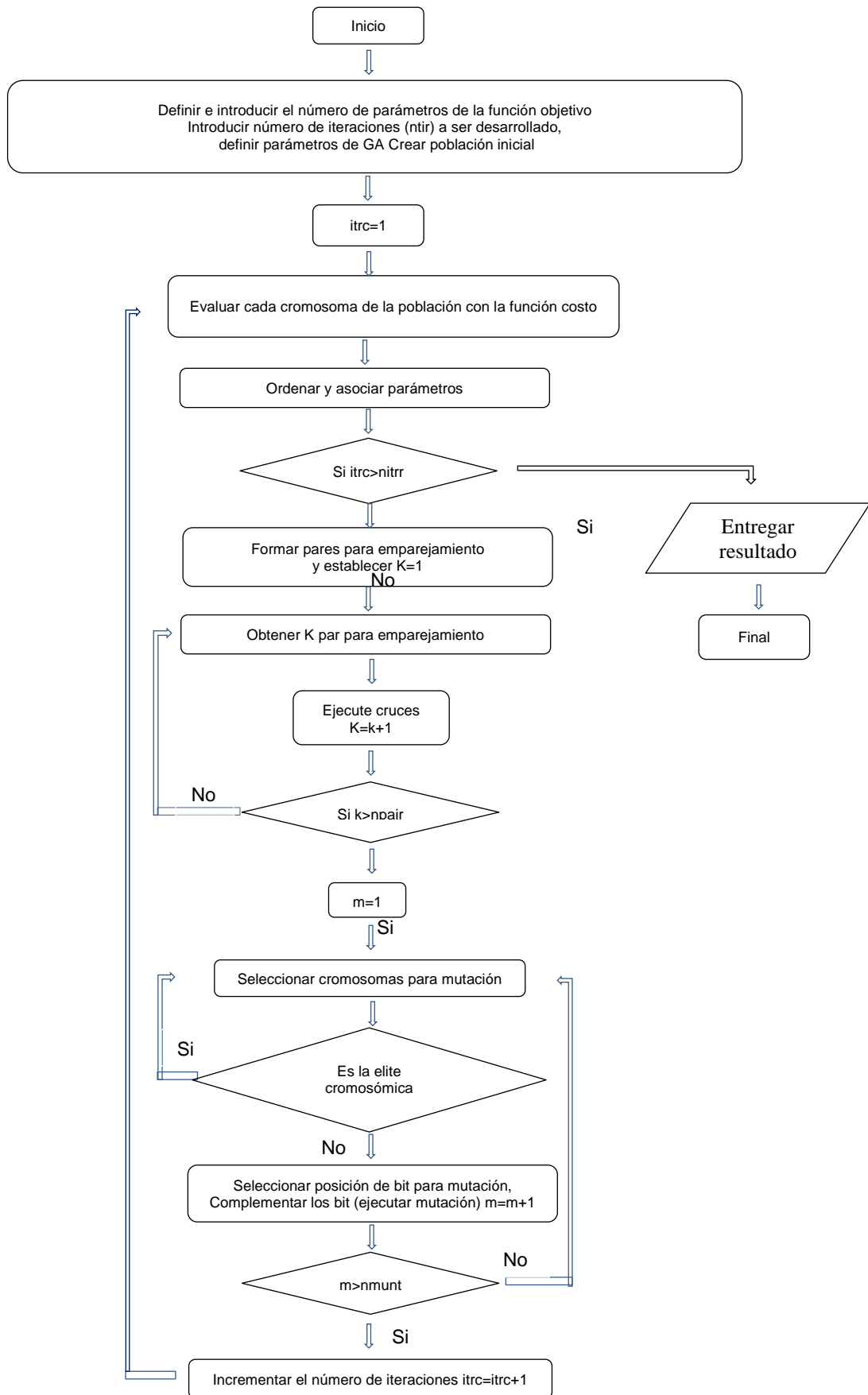


Figura 3.1 Diagrama de flujo de AG.
(Fuente: Referencia [8])

3.2 Metodología Propuesta Para la Coordinación de Protecciones en SD (Sistemas Eléctricos de Distribución) con Inserción de GD.

Esta metodología presenta un sistema de protección de sobrecorriente adaptativo que corrige de forma automática los ajustes de protección de todos los relés de sobrecorriente direccionales en respuesta al impacto de generación distribuida (GD), conexión de redes activas y operación en aislado.

La metodología fue validada en el artículo [3], donde se emplea el protocolo IEC61850 basado en comunicaciones, donde ha sido demostrada y probada en laboratorio.

La contribución de una sola unidad de generación no es normalmente grande, pero el efecto agregado de muchas unidades generadoras puede tener un impacto significativo en la falla actual y afecte la operación del sistema de protección de sobrecorriente.

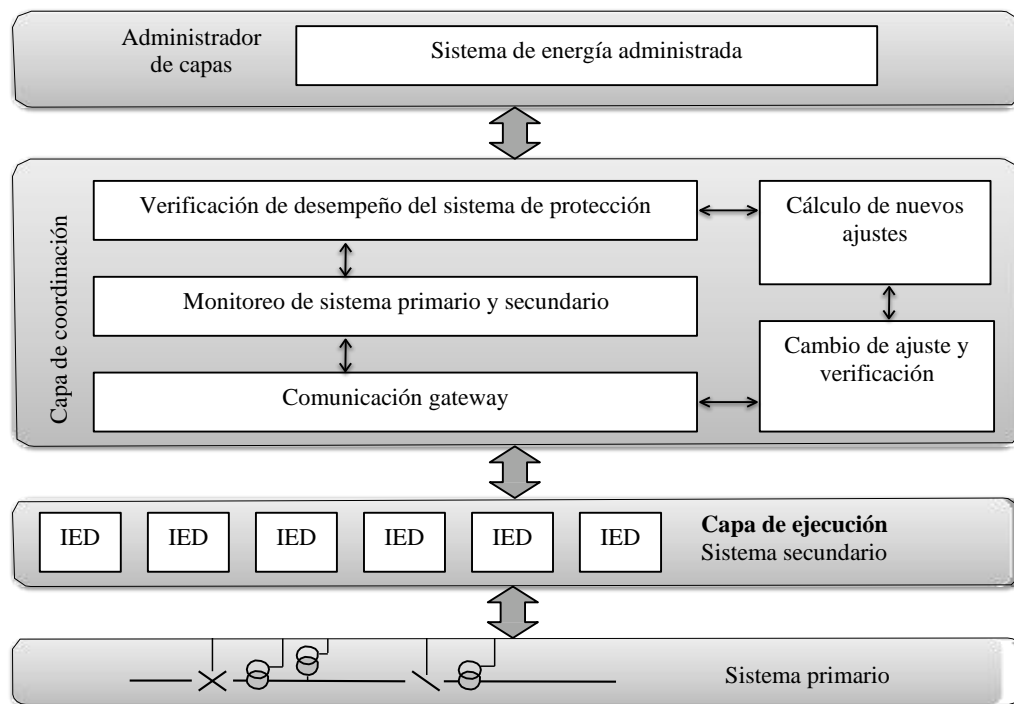


Figura 3.2 Arquitectura del sistema de protección de sobrecorriente adaptativa.
(Fuente: Referencia [3])

El sistema de protección de sobrecorriente adaptativa ha sido desarrollado usando una arquitectura de tres capas ilustrada en la Fig. 3.2

La separación de las capas funcionales ha sido establecida de acuerdo al tipo de datos usado y el tiempo de respuesta requerido para cada grupo funcional.

3.2.1 El Sistema Primario

El sistema primario está al pie del diagrama, e incluyen las líneas, transformadores, generadores distribuidos, circuitos breakers (CBs), circuitos switches (CSs), transformadores de corrientes (TCs), transformadores de tensión (TT), etc [3].

3.2.2 La Capa Ejecución

La capa ejecución incluyen los IED instalados en la red como los relés de sobrecorriente. El interfaz entre las dos primeras capas consiste de enlaces de cables para la provisión de datos de medición y comandos de disparo o procesos de comunicación de bus IEC 61850.

La capa ejecución es conectado a la capa coordinación la cual es responsable para monitorear y coordinar los IEDs.

La capa de ejecución está compuesta de relés de sobrecorriente, recibiendo datos de mediciones de los CT (y en algunos casos TTs) y disparos CB (s) cuando las fallas son detectadas estos deben ser despegadas por un relé de sobrecorriente específico.

La capa de ejecución es una capa autónoma, es decir las decisiones de disparo se toman localmente usando los datos locales sin ninguna comunicación con otras capas. Esto significa que, en caso del fallo de comunicación entre la capa de ejecución y la capa de coordinación, la protección de sobrecorriente no se afecta.

Si sus ajustes se cambiaban remotamente, esto no podría ser posible sobre el fallo de la capa coordinación o fallo del enlace de comunicación entre estas capas, sin embargo, esto no podría comprometer el sistema de protección de sobrecorriente, pero significa que los ajustes de protección no se optimizan hasta que la comunicación se restaura. [3]

3.2.3 Las Capas Coordinación y Administración

Finalmente, en la cima esta el administrador de capas la cual es responsable de gestionar la red completa y comunicarse a la capa de coordinación para lograr coordinación entre la protección de sobrecorriente adaptativa y redes activas. La interfaz entre ejecución, coordinación y manejo de capas se basan en protocolos de comunicación tal como: DNP3, Modbus, IEC60870 - 5 - 103 y IEC61850.

La implementación del sistema de protección adaptativa se facilita por la introducción de la funcionalidad mejorada a la capa coordinación, que incluye las funciones adicionales que no están presentes en un sistema de protección tradicional [3].

3.3 El Algoritmo de la Protección de Sobrecorriente Adaptativa.

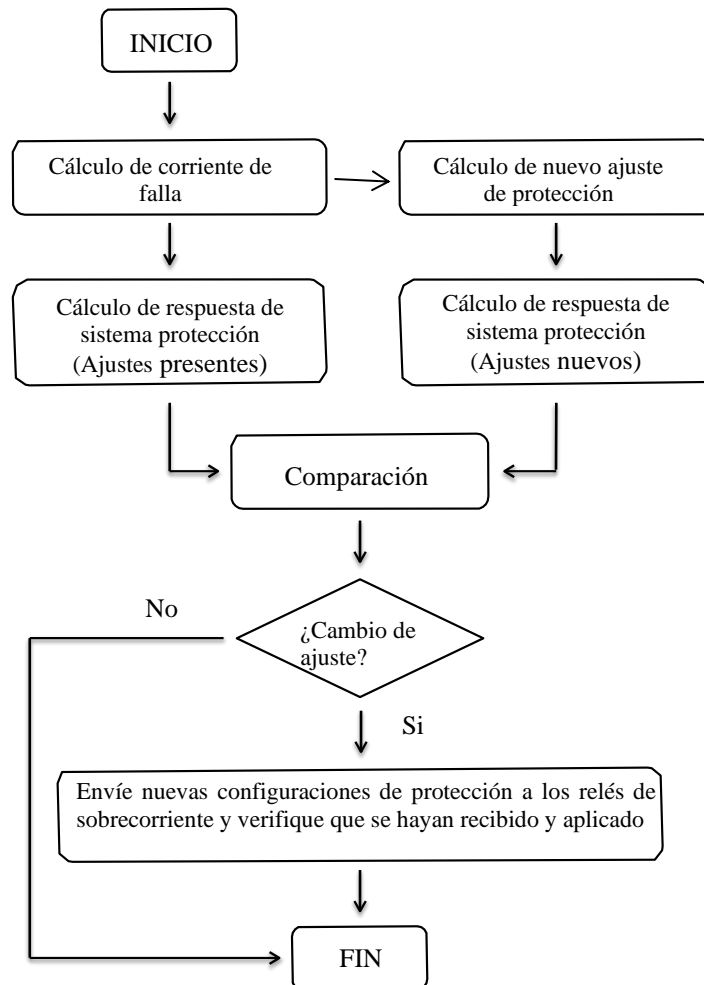


Figura 3.3 Algoritmo de protección de sobrecorriente adaptativo.

(Fuente: Referencia [3])

Los grupos de ajustes obtenidos como resultados del algoritmo se usan cuando el bloque de monitoreo en la capa de coordinación reacciona a cambios en la red, o por el sistema de gestión de energía que comunica la reconfiguración de la red topológica, conexión - desconexión de GD y el modo isla, etc. El sistema de protección adaptativa se ha implementado utilizando un enfoque centralizado, donde los cálculos de configuración y los comandos de modificación son ejecutados por una unidad de procesamiento. En lugar del enfoque basado en el agente, que generalmente implica la distribución de la carga de procesamiento y la toma de decisiones. Las razones por las cuales se ha adoptado el enfoque centralizado son: implementación más simple en

redes de distribuciones reales donde el SCADA (Supervisory Control And Data Acquisition) actual está centralizado, más fácil puesta en marcha y validación de la solución centralizada porque se compara con la solución basada en agente.

Lo siguiente las secciones explican los componentes individuales del algoritmo protección de sobrecorriente adaptativa

3.3.1 Calculo de la Corriente de Falla

Considerando la configuración actual de la red y el estado de la conexión de la GDs, una serie de fallas son simuladas en el software Digsilent Power Factory (normalmente en la fuente y el fin remoto de cada punto de red) para calcular la corriente de falla medido por los relés de sobrecorriente para cada escenario de falla.

Éstos se guardan en una matriz F de Corrientes de falla

$$F = \begin{bmatrix} I_{f11} & \cdots & I_{f1m} \\ \vdots & \ddots & \vdots \\ I_{fn1} & \cdots & I_{fnn} \end{bmatrix} \quad (3.7)$$

Donde la n es el número de los dispositivos de protección y m es el número de fallas simuladas.

3.3.2 Calculo de Nuevo Ajustes de Protecciones.

Los nuevos ajustes de protección son calculados considerando la configuración presente de la red. Todos los ajustes de los relés de sobrecorriente son calculadas "aguas abajo a aguas arriba".

Esta forma es diferente a lo comúnmente usado en redes de distribución para calcular los ajustes de protección porque los operadores normalmente calculan la protección graduando las protecciones a los voltajes más altos y moviendo aguas abajo. La razón porque los ajustes se hace aguas abajo para aguas arriba en lugar de lo común es que minimiza el tiempo de funcionamiento de protección del sistema de protección de sobrecorriente para cada condición de red específica o configuración. Para asegurar un tiempo mínimo en la coordinación entre un relé principal y su respaldo se hace uso de la función algoritmos genéticos de Matlab.

3.3.3 Calculo de la Respuesta del Sistema de Protección

La respuesta de sistema de protección a la matriz F de corrientes de falla es calculada usando ambas los ajustes de protección común y los nuevos ajustes de protección propuesta. Los resultados se guardan en las matrices de tiempo T^0 y T^1 para los ajustes presentes y los nuevos ajustes respectivamente.

$$T^0 = \begin{bmatrix} t_{11}^0 & \cdots & t_{1m}^0 \\ \vdots & \ddots & \vdots \\ t_{n1}^0 & \cdots & t_{nm}^0 \end{bmatrix} \quad (3.8)$$

$$T^1 = \begin{bmatrix} t_{11}^1 & \cdots & t_{1m}^1 \\ \vdots & \ddots & \vdots \\ t_{n1}^1 & \cdots & t_{nm}^1 \end{bmatrix} \quad (3.9)$$

Donde n es el número de dispositivos de protección considerado habido y m es el número de fallas simuladas.

3.3.4 Comparación de Desarrollo Relativos y Ajustes de Decisión Aplicadas.

Las respuestas de sistema de protección (ambos con los ajustes comunes y los nuevos ajustes) son analizado para establecer si el mejoramiento se puede guardar a través de ajustes modificados. Si los nuevos ajustes de protección mejoran el desempeño, la decisión se hace para aplicar los nuevos ajustes, de otra manera ninguna acción se toma.

Para comparar las respuestas de sistema de protección T^0 y T^1 , un algoritmo dedicado ha sido diseñado, que analiza ambas matrices en orden a:

- Paso 1: Verifica que el tiempo de operación de cada relé de sobrecorriente este entre los límites especificados.
- Paso 2: Verifique el margen graduación de entre los dispositivos de protección;
- Paso 3: Calcula el tiempo promedio de operación.

Los primeros dos pasos tienen una prioridad más alta con respecto al tercer paso, por lo tanto, si T^1 no pasa los dos pasos de verificación, pero T^0 lo hace, los nuevos ajustes propuestos se desechan, mientras que si T^0 no pasan los dos pasos de verificación y T^1 lo hace, los nuevos ajustes propuestos son aplicadas, sin el tercer paso de verificación

Si ambos T^0 y T^1 pasa la primera y segunda verificación, el tercer paso es la comparación de los tiempos promedios obtenidos de T^0 y T^1 de acuerdo a las siguientes ecuaciones.

$$t_{mean}^0 = \frac{1}{nm} \sum_{i=1}^n \left(\sum_{j=1}^m t_{ij}^0 \right) \quad (3.10)$$

$$t_{mean}^1 = \frac{1}{nm} \sum_{i=1}^n \left(\sum_{j=1}^m t_{ij}^1 \right) \quad (3.11)$$

Finalmente, los dos tiempos de operación promedio se comparan usando la ecuación (3.12) y si se cumple la condición, se aplican las nuevas ajustes de protección

$$t_{mean}^0 - t_{mean}^1 > \Delta t_m \quad (3.12)$$

Donde Δt_m la diferencia mínima de los tiempos medios por debajo de los cuales no se aplican las nuevas configuraciones porque el beneficio de cambiar las configuraciones de protección sería insignificante en comparación con el riesgo de que ocurra una falla durante el proceso de cambio.

3.3.5 Aplicando Nuevos Ajustes de Protección y Verificación.

El paso final es enviar la nueva configuración de protección a los relés de sobrecorriente direccional, esto se logra utilizando la comunicación IEC61850 en dos etapas. La primera etapa implica el envío de la configuración, mientras que la segunda fase implica la lectura de la configuración para verificar que se hayan aplicado correctamente. Un relé de protección compatible con IEC61850 puede facilitar dos enfoques que permitirán la aplicación de configuraciones de protección variable:

El primer enfoque se basa en el empleo de grupos de protección. Normalmente, se pueden definir cuatro o más grupos de configuración de protección (en el presente estudio son 10 grupos de ajustes para los 10 escenarios en nuestra red) y el sistema de protección adaptativa pueden seleccionar el grupo que representa la configuración de protección calculada para el escenario presente [3].

El segundo enfoque no emplea grupos de configuración de protección predefinidos. Se puede acceder a cada configuración de protección específica (por ejemplo, corriente

de arranque, multiplicador de tiempo, etc.) para modificarla y el sistema de protección adaptativa puede escribir la configuración de protección calculada de forma individual. El primer enfoque tiene la ventaja de evitar el riesgo de aplicar configuraciones de protección incorrectas que pueden causar un disparo falso o ninguna operación del sistema de protección durante fallas, mientras que la ventaja del segundo enfoque es que permite una mayor flexibilidad [3]. En este estudio se aplicó el primer enfoque.

3.4 Criterios y Requisitos Tomados Para las Simulaciones

El flujo de potencia de los distintos escenarios cumple la Norma Técnica de Calidad de los Servicios Eléctricos (NTCSE), una variación máxima del $\pm 5\%$ de las tensiones nominales. La máxima y mínima demanda de energía de las cargas se extrajo de los registros históricos. Para realizar la coordinación de protecciones eléctricas se toma las siguientes consideraciones:

Parámetro	Unidad	Valor	
		Mínimo	Máximo
Intervalo de tiempo de coordinación	ITC	0.15 segundos	0.5 segundos
Tiempo dial de ajuste	TDS	0.05 segundos	1.1 segundos
Tiempo de actuación del relé	Ti	0.05 segundos	4 segundos
Corriente pick-up fases	I _{pf}	120% de la máxima carga	67% de la corriente de cortocircuito mínima
Corriente pick-up tierra	I _{pt}	10% de la corriente de máxima carga	40% de la corriente de máxima carga

Tabla 3.2 Valores de los parámetros del relé de sobrecorriente

Se ubican los relés de sobrecorriente adaptativos (relés de sobrecorriente direccionales) en lugares específicas dentro de un sistema eléctrico de distribución como en troncales donde se presentan la bidireccionalidad en el flujo.

Como requisito para implementar las protecciones de sobrecorriente adaptativa, en caso hubiera fusibles entre relés de sobrecorriente adaptativos, es imprescindible que estos fusibles sean fusibles de maniobras para evitar que desconecten ante fallas. Un maestro DNP3 instalado en la computadora de la subestación se utiliza para comunicarse

con el sistema primario para recopilar periódicamente información de estado de interruptores automáticos, interruptores de red, etc. Estos datos luego son utilizados por el software de protección de sobrecorriente adaptativa instalado en la computadora de la subestación para monitorear la red y detectar cambios que inician el algoritmo adaptativo. Cuando se requiere el software de protección adaptativa para cambiar la configuración de protección de uno o más OCR, esto se logra utilizando un maestro IEC61850-8 instalado en la computadora de la subestación para comunicarse con el OCR, se han simulado 10 escenarios (incluidos el caso base). La adaptabilidad del sistema de protección se estimula aplicando varios cambios a la configuración de la red. Después de cada cambio, se simula un conjunto de fallas predefinidas para verificar el desempeño del sistema de protección.

CAPÍTULO IV

ANÁLISIS Y PRESENTACIÓN DE RESULTADOS

La validez del método descrito en el capítulo anterior será probada teóricamente en la red de distribución “Sistema Eléctrico Chungar Alpamarca”, se analizarán en distintas condiciones de operación.

A continuación, se describen brevemente las características principales del sistema eléctrico de distribución que será utilizado para evaluar la metodología.

4.1 Descripción General del Sistema Eléctrico Propuesto para el Estudio.

Para las simulaciones se han elegido “El Sistema Eléctrico Chungar -Alpamarca” en 50/22.9 KV donde encontramos equipos de protección: como relés, reconector, interruptores, fusibles, etc. Su área de influencia se encuentra geográficamente en las regiones de Cerro de Pasco y Lima (provincias de Cerro Pasco y Huaral). El recorrido de la línea de transmisión va aproximadamente paralelo a la carretera Huaychao – S.E. Animón y se encuentra en altitudes diversas que varían entre 3 200 msnm y 4 690 msnm.

Es propiedad de la empresa Volcán Compañía Minera S.A.A., actualmente el Sistema eléctrico Chungar – Alpamarca se conecta al sistema eléctrico interconectado nacional (SEIN), mediante la línea de transmisión 220 kV L-2271 Françoise – Paragsha II, como respaldo cuenta con una línea de transmisión de 50 kV (San Jose – Shelby) para conectarse al SEIN, mediante la línea de transmisión de 50 kV L-6515, sistema de transmisión en 50 kV comprendido entre las subestaciones de Carhuamayo y Excélsior.

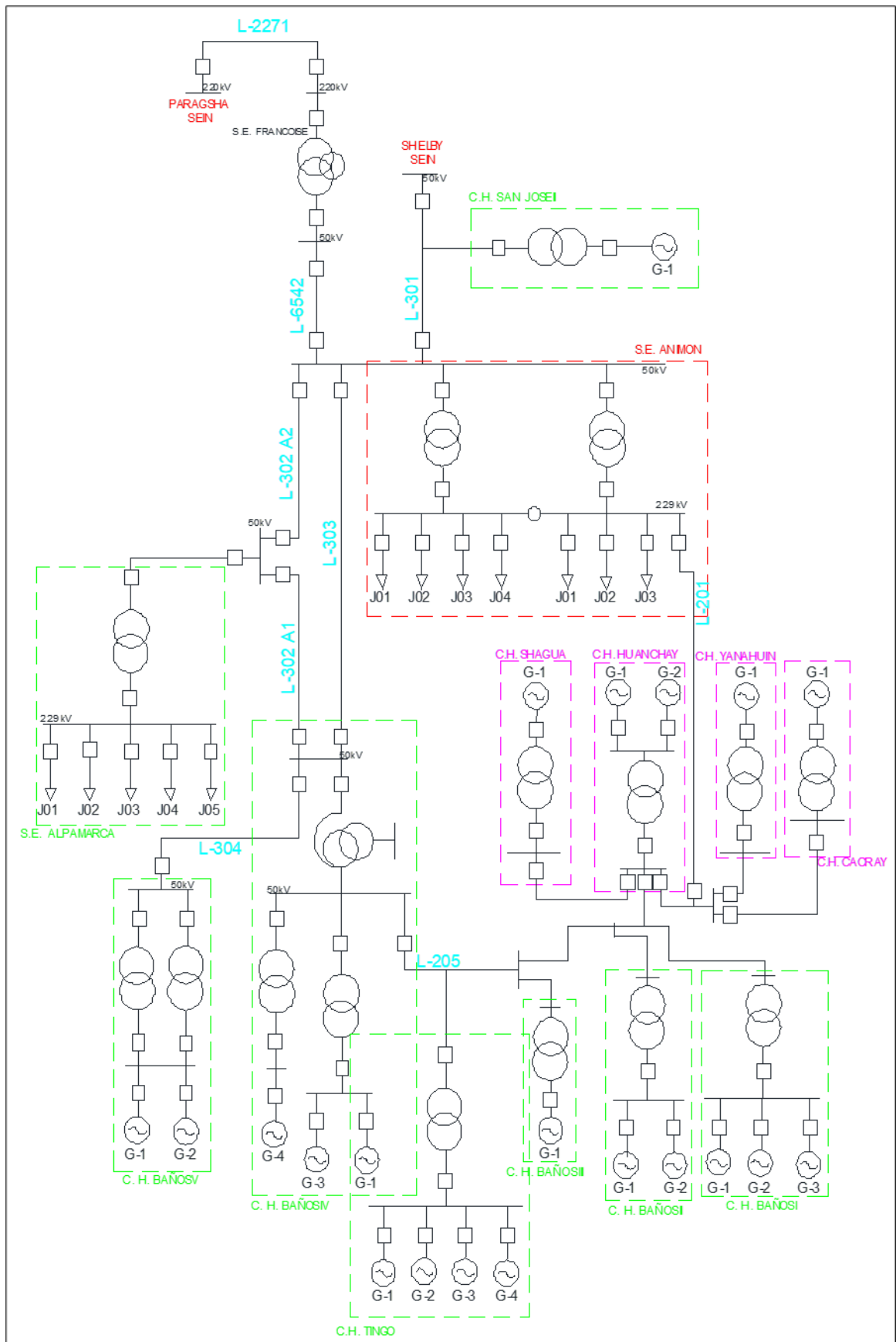


Figura 4.1 Sistema eléctrico Chungar – Alpamarca

El Sistema Eléctrico Chungar – Alpamarca está compuesto por muchos centros de generación y subestaciones eléctricas, a continuación, se las describe.

Ítem	Elemento	Descripción
1	Central Hidroeléctrica. Baños I	La subestación Baños I está compuesta por tres generadores de 0,50 MVA; un banco de transformadores de potencia 0,46/23 kV (2 MVA); salida en 22,9 kV que se conecta a la subestación Baños IV a través de la cual se inyecta la energía eléctrica generada por los tres generadores de la C.H. Baños I.
2	Central Hidroeléctrica. Baños II	La subestación Baños II está compuesta por dos generadores de 0,675 MVA y 1,250 MVA respectivamente, un transformador de potencia 23/0,46 kV (2 MVA) y salida en 22,9 kV que se conecta a la subestación Baños IV a través de la cual se inyecta la energía eléctrica generada por los dos generadores de la C.H. Baños II.
3	Central Hidroeléctrica. Baños III	La subestación Baños III está compuesta por un transformador de potencia 23/2,4 kV (2 MVA) y una salida en 22,9 kV que se conecta a la subestación Baños IV a través de la cual se inyecta la energía eléctrica generada por el generador de la C.H. Baños III.
4	Central Hidroeléctrica. Baños IV	La subestación Baños IV esta interconectada a través de tres líneas de transmisión de 50 kV y una línea en 23 kV, provenientes de las subestaciones Baños V, Animon y CH Baños III; asimismo esta subestación está compuesta por un autotransformador de potencia 50/22/4,16 kV (8/8/1.5 MVA); y dos transformadores elevadores, uno de 23/4,16 kV (4,2 MVA) y otro de 23/0,46 kV (2 MVA) a través de los cuales se evacúa la energía eléctrica generada por la C.H. Baños IV.
5	Central Hidroeléctrica. Baños V	La subestación Baños V está compuesta por dos transformadores de potencia 50/4.16 kV (6 MVA) y una línea de transmisión en 50 kV que se conecta a la subestación Baños IV a través del cual se inyecta la energía eléctrica generada por los dos generadores de la C.H. Baños V.

Tabla 4.1 Descripción de los GDs y subestaciones eléctricas del Sistema Eléctrico Chungar-Alpamarca.

Ítem	Elemento	Descripción
6	Central Hidroeléctrica Huanchay	La subestación Huanchay está compuesta por dos generadores de 1,06 MVA y 1,38 MVA; un transformador de potencia 2,3/23 kV (3 MVA); y una salida en 22,9 kV que se conecta a la subestación Animon a través de la cual se inyecta la energía eléctrica generada por los tres generadores de la C.H. Huanchay.
7	Central Hidroeléctrica Shagua	La subestación Shagua está compuesta por un generador de 1,38 MVA; un transformador de potencia 2,3/23 kV (2 MVA); y una salida en 22,9 kV que se conecta a la subestación Animon a través de la cual se inyecta la energía eléctrica generada por el generador de C.H. Shagua.
8	Central Hidroeléctrica Yanahuin	La subestación Yanahuin está compuesta por un generador de 0,62 MVA; un transformador de potencia 2,4/23 kV (0,65 MVA); y una salida en 22,9 kV que se conecta a la subestación Animon a través del cual se inyecta la energía eléctrica generada por el generador de la C.H. Yanahuin.
9	Central Hidroeléctrica Cacray	La subestación Cacray está compuesta por un generador de 0,28 MVA; un transformador de potencia 0,48/23 kV (0,6 MVA); y una salida en 22,9 kV que se conecta a la subestación Animon a través de la cual se entrega la energía eléctrica generada por la C.H. Cacray.
10	Central Hidroeléctrica San Jose	La Central Hidroeléctrica San José de 3 MVA entrega energía eléctrica a través de la subestación del mismo nombre 5.5/50 kV, del cual se deriva de línea L-301 en 50 kV.
11	Central Hidroeléctrica. Tingo	La subestación Tingo está compuesta por cuatro generadores de 0,50 MVA; un transformador de potencia 2,3/24 kV (2 MVA); y una salida en 22,9 kV que se conecta a la subestación Baños IV a través de la cual se inyecta la energía eléctrica generada por los tres generadores de la C.H. Tingo.
12	Subestación Eléctrica Françoise	La subestación Françoise presenta un transformador de potencia de 220/50/10.5 kV (50/50/10 MVA), el lado de 220 kV se alimenta a través la línea L-2271 que proviene de la subestación Paragsha II y el lado de 50 kV se conecta a la línea L-6542 que va hacia la S.E. Animon.

Tabla 4.2 Descripción de los GDs y subestaciones eléctricas del Sistema Eléctrico Chungar-Alpamarca (continuación de la tabla 4.1).

Ítem	Elemento	Descripción
13	Subestación Eléctrica Shelby	La subestación Shelby es una subestación de paso en 50 kV, que es alimentada desde las subestaciones Carhuamayo y Excelsior a través de las líneas L-6515 y L-6517 respectivamente.
14	Subestación Eléctrica Animon	La subestación Animon está compuesta por dos transformadores en paralelo de 48/23 kV (15/18 MVA), el cual se alimenta desde las subestaciones Francoise, Shelby y Baños IV, mediante las líneas en 50 kV; también cuenta con alimentación en 22,9 kV proveniente de las centrales ubicadas en la cuenca del río Chicrin.
15	Subestación Eléctrica Derivación Alpamarca	La subestación Derivación Alpamarca es alimentada desde las subestaciones Animon y Baños IV mediante las Líneas L-302B y L302A respectivamente.
16	Subestación Eléctrica Planta Alpamarca	La subestación Planta Alpamarca es alimentada desde la subestación Derivación Alpamarca mediante la Línea L-305 en 50 kV; esta subestación cuenta con un transformador 48/23 kV (14/18 MVA).

Tabla 4.3 Descripción de los GDs y subestaciones eléctricas del Sistema Eléctrico Chungar-Alpamarca (continuación de la tabla 4.2)

4.2 Impacto de la Generación Distribuida Sobre la Coordinación de Dispositivos de Protección en las Topologías Existentes en el Sistema Eléctrico Chungar – Alpamarca.

Los problemas de selectividad y coordinación de los dispositivos de protección son una de las preocupaciones relacionadas con los efectos de la inserción de las fuentes distribuidas. Esos problemas afectan directamente la seguridad de equipo, personal y continuidad del servicio. El análisis se debe hacer para determinar si los dispositivos protectores instalados en la red se coordinan correctamente después de insertar las fuentes distribuidas [12]. En este estudio, los efectos de la inserción de las fuentes distribuidas en un sistema de distribución eléctrico se evalúan y analizan. El cortocircuito se ejecutará en las diferentes barras de la red de distribución para determinar sus impactos en las corrientes de cortocircuito y su tiempo de detección. A fin de mejorar la efectividad de las protecciones de sobrecorriente del Sistema Eléctrico Chungar – Alpamarca se recomienda el uso del algoritmo adaptativo, en el Sistema Eléctrico Chungar – Alpamarca. 10 cambios topológicos son comunes (ver la tabla 4.1).

La topología completa es la única confiable ya que todo el englobado de las protecciones carecen de una adecuada coordinación para proteger los equipos en las demás topologías por hacer uso de métodos de coordinación convencional. El método convencional es muy confiable cuando la red eléctrica es sencilla; no así, cuando la topología es más compleja o existen muchos GDs, se vuelve una tarea algo más tediosa. Actualmente, en Perú no se cuenta con experiencias sobre la aplicación de métodos de coordinación de protecciones eléctricas con algoritmos adaptativos; lo cual demuestra que existe desconocimiento sobre el tema o desconfianza en su implementación.

ÍTEM	TOPOLOGÍA	DESCRIPCIÓN
1	Topología completa	Se incluye la salida de servicio de uno o dos generadores de menor capacidad que se suele hacer por trabajos de mantenimiento o por periodos de estiaje, el sistema eléctrico está conectada al SEIN a través de la S.E. Francoise.
2	Sistema eléctrico operando en aislado	Ante la indisponibilidad completa del SEIN se hace necesario reducir la carga a un 43% de la carga original. Abriéndose la posibilidad de aumentar la carga con el ingreso de grupos electrógenos que se suele realizar en estos casos.
3	Cambio de conexión al SEIN	Suele suceder por mantenimiento de la línea L-6542 o algún otro elemento aguas arriba que participe en la conexión con la barra de Paragsha en 220 KV del SEIN haciéndose necesario la conexión a través de la L-201 al SEIN a través de la S.E. Shelby, para mantener la tensión en el rango permitido se hace necesario bajar el factor de potencia de los grupos generadores y reducir la carga de ser necesario.
4	Fuera de servicio la línea L302A1	Suele suceder por mantenimiento de la línea L-302A1, en este escenario el flujo de carga incrementa aproximadamente 2.4 veces a través de la línea L-303, y la alimentación a la minera Alpamarca se realiza únicamente por la línea L-302 A2.
5	Fuera de servicio la línea L302A2	Suele suceder por mantenimiento de la línea L-302 A2, en este escenario el flujo de carga incrementa aproximadamente 1.8 veces a través de la línea L-303, y la alimentación a la minera Alpamarca se realiza únicamente por la línea L-302 A1.

Tabla 4.4 Diferentes topologías de operación que se presentan en el Sistema Eléctrico Chungar-Alpamarca

ÍTEM	TOPOLOGÍA	DESCRIPCIÓN
6	Fuera de servicio las líneas L-302 y L-303	En este escenario las potencias generadas por las centrales Baños I, II, III, IV, V y C.H. Tingo son entregadas a través de la línea L-201 incrementando su carga 3.4 veces. El sistema eléctrico puede trabajar en este escenario con normalidad siempre que se modifica los ajustes de los relés.
7	Fuera de servicio las líneas L-302A2 y L-303	En este escenario las potencias generadas por las centrales Baños I, II, III, IV, V y C.H. Tingo son entregadas a través de la línea L-201 incrementando su carga 3.5 veces. El sistema eléctrico puede trabajar en este escenario con normalidad siempre que se modifica los ajustes de los relés.
8	Fuera de servicio la línea L-303	Suele suceder por mantenimiento de la línea L-303, en este escenario el flujo de carga se incrementa 1.6 veces a través de la línea L-302.
9	Fuera de servicio la línea L-304	Suele suceder por mantenimiento de la L-304 quitándose a la red un aproximado de 10 MW de potencia la cual es suplida por el SEIN, esto disminuye el flujo de potencia en las líneas L-302 y L-303 así como también disminuye el valor de cortocircuito
10	Fuera de servicio la línea L-201	La línea L-201 es una línea principal que conecta la S.E. Animon a las centrales hidroeléctricas Cacray, Shagua, Yanahuin. La causa de su indisponibilidad puede ser por mantenimiento u otro, las centrales hidroeléctricas Cacray, Shagua, Yanahuin serán conectadas al sistema eléctrico a través de la línea L-205 optando de esta manera por un camino largo para entregar su energía, incrementando el flujo de potencia y la corriente de corto circuito en las líneas L-205, L-301 y L 303.

Tabla 4.5 Diferentes topologías de operación que se presentan en el Sistema Eléctrico Chungar-Alpamarca (continuación de la tabla 4.4).

4.3 Presentación de Resultados del Sistema de Distribución en Estudio.

Se ha simulado diferentes fallas en siete localizaciones usando el programa DigSilent Powerfactory, tal como se muestra en la Fig. 4.2. para escenarios de la 2 a la 10 de la tabla 4.5. Las fallas simuladas en cada ubicación incluyen once fallas fase a fase con una resistencia de falla entre 0Ω and 10Ω (0Ω , 1Ω , 2Ω , etc.) y once fallas fase a tierra con una resistencia de falla entre 0Ω and 100Ω (0Ω , 10Ω , 20Ω , etc.). Todas las fallas han sido

simuladas para el sistema de protección de sobrecorriente tradicional, así como el sistema de protección de sobrecorriente adaptativa.

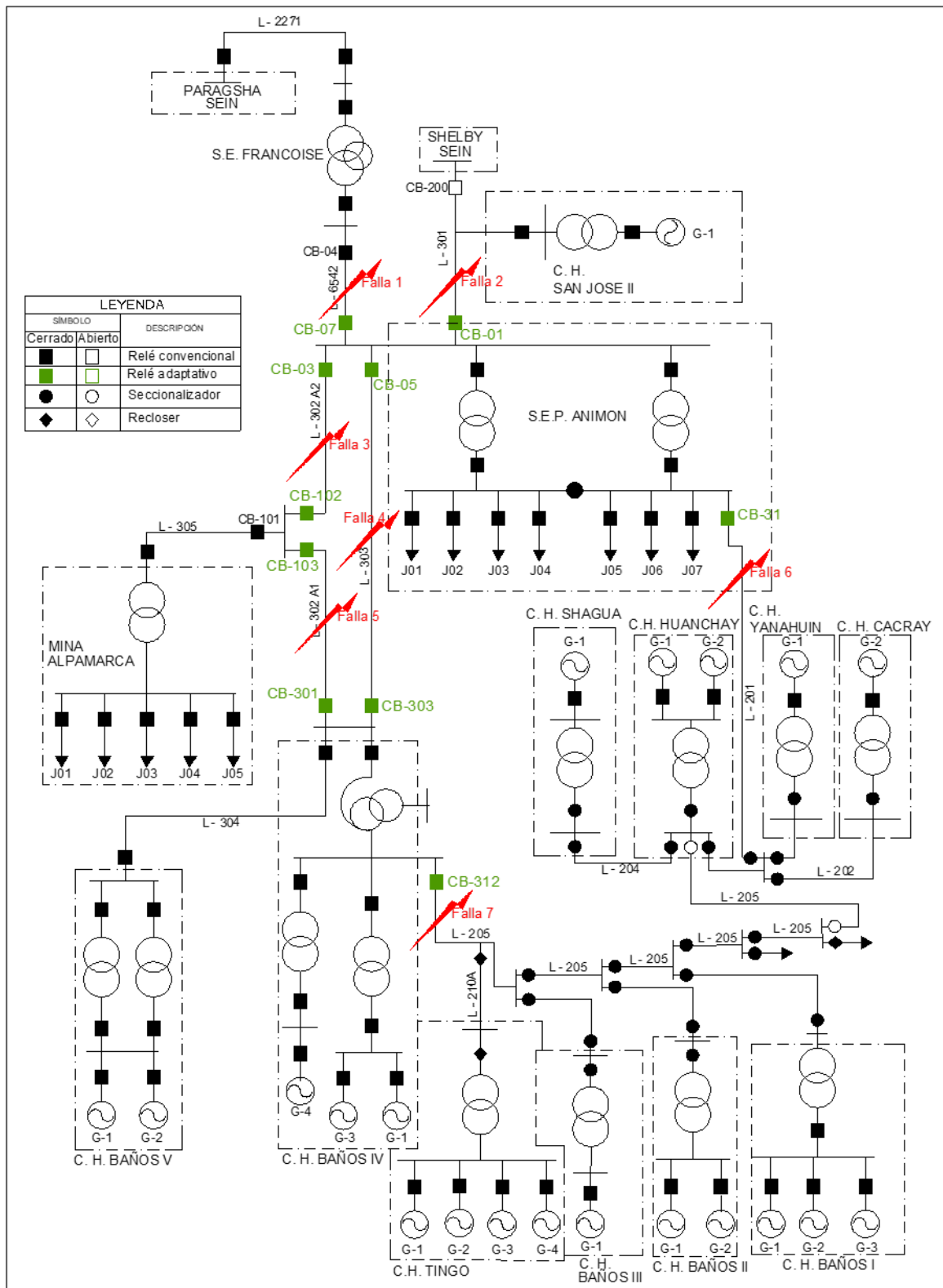


Figura 4.2 Diagrama de localización de fallas en la red.

La Figura 4.3 muestra los tiempos de funcionamiento medidos de los sistemas de protección convencionales y sobrecorriente adaptativo para todas las 693 simulaciones. Las respuestas están ordenadas de acuerdo al orden dado de los escenarios presentados en las tablas 4.4 y 4.5.

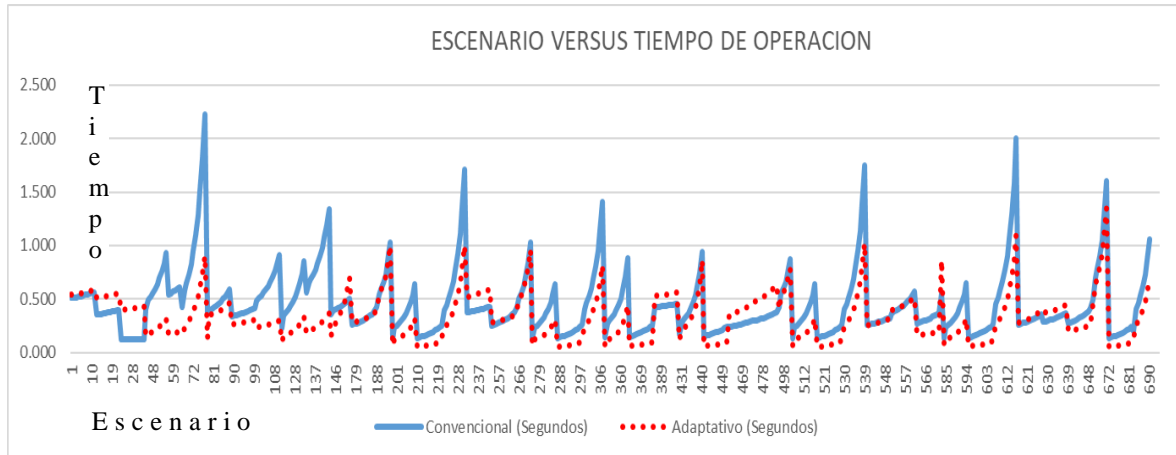


Figura 4.3 Tiempos de operación medidas de protección convencional y adaptativo durante las fallas de fase a fase.

La Figura 4.4 muestra los tiempos de funcionamiento medidos de los sistemas de protección convencionales y sobrecorriente adaptativo para todas las 693 simulaciones. Las respuestas están ordenadas de acuerdo al orden dado de los escenarios presentados en las tablas 4.4 y 4.5

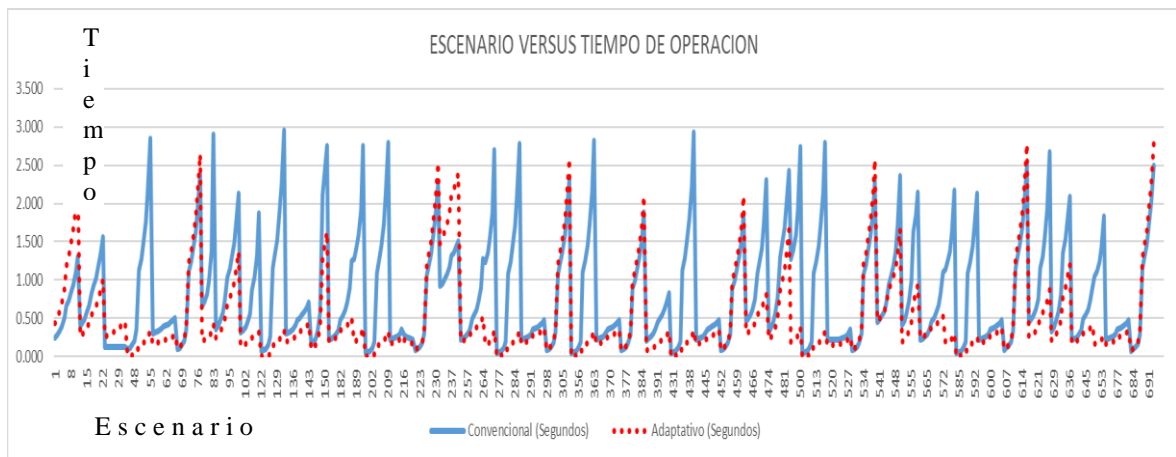


Figura 4.4 Tiempos de operación medidas de protección convencional y adaptativo durante las fallas de fase a tierra.

De la tabla 4.6 a la tabla 4.25 se muestran los ajustes fase a fase y de fase a tierra de los 10 relés adaptativos para los diferentes escenarios.

ÍTEM	Coordinación para fallas entre fases	CB-01						
		Dirección	Función temporizada			Función instantánea		
	Escenario		Corriente de arranque	Curva 01	Dial	Corriente de arranque	Curva 02	Tiempo de ajuste
1	Sistema eléctrico en operación normal	Forward	240	IEC VI	0.10	1400	DT	0.15
2	Sistema eléctrico operando en aislado	Forward	40	IEC NI	0.26	-	-	-
3	Cambio de conexión al SEIN	Forward	170	IEC NI	0.05	-	--	-
4	Fuera de servicio la línea L302A1	Forward	40	IEC NI	0.26	2534	DT	0.01
5	Fuera de servicio la línea L302A2	Forward	40	IEC NI	0.26	2534	DT	0.01
6	Fuera de servicio las líneas L302 y L303	Forward	40	IEC NI	0.26	2534	DT	0.01
7	Fuera de servicio las líneas L302A2 y L303	Forward	40	IEC NI	0.26	2534	DT	0.01
8	Fuera de servicio la línea L303	Forward	40	IEC NI	0.26	2534	DT	0.01
9	Fuera de servicio la línea L304	Forward	40	IEC NI	0.26	2534	DT	0.01
10	Fuera de servicio la línea L201_2	Forward	40	IEC NI	0.26	2534	DT	0.01

Tabla 4.6 Ajuste de fases del relé CB-01.

ÍTEM	Coordinación para fallas entre fases	CB-03						
		Dirección	Función temporizada			Función instantánea		
	Escenario		Corriente de arranque	Curva 01	Dial	Corriente de arranque	Curva 02	Tiempo de ajuste
1	Sistema eléctrico en operación normal	Forward	300	IEC NI	0.1	1400	DT	0.12
2	Sistema eléctrico operando en aislado	Forward	130	IEC NI	0.09	574	DT	0.1
3	Cambio de conexión al SEIN	Forward	240	IEC NI	0.08	1060	DT	0.1
4	Fuera de servicio la línea L302A1	Forward	290	IEC NI	0.13	1580	DT	0.1
5	Fuera de servicio la línea L302A2	-	-	-	-	-	-	-
6	Fuera de servicio las líneas L302 y L303	-	-	-	-	-	-	-
7	Fuera de servicio las líneas L302A2 y L303	-	-	-	-	-	-	-
8	Fuera de servicio la línea L303	Forward	158	IEC NI	0.15	2000	DT	0.1
9	Fuera de servicio la línea L304	Forward	288	IEC NI	0.1	2000	DT	0.1
10	Fuera de servicio la línea L201_2	Forward	310	IEC NI	0.09	2000	DT	0.1

Tabla 4.7 Ajuste de fases del relé CB-03

ITEM	Coordinación para fallas entre fases	CB-05						
		Dirección	Función temporizada			Función instantánea		
	Escenario		Corriente de arranque	Curva 01	Dial	Corriente de arranque	Curva 02	Tiempo de ajuste
1	Sistema eléctrico en operación normal	Forward	360	IEC curva A	0.05	900	DT	0.1
2	Sistema eléctrico operando en aislado	Forward	123	IEC curva A	0.05	570	DT	0.1
3	Cambio de conexión al SEIN	Forward	129	IEC curva A	0.06	1050	DT	0.1
4	Fuera de servicio la línea L302A1	Forward	193.8	IEC curva A	0.08	1200	DT	0.1
5	Fuera de servicio la línea L302A2	Forward	154.8	IEC curva A	0.09	1065	DT	0.1
6	Fuera de servicio las líneas L302 y L303	-	-	-	-	-	-	-
7	Fuera de servicio las líneas L302A2 y L303	-	-	-	-	-	-	-
8	Fuera de servicio la línea L303	-	-	-	-	-	-	-
9	Fuera de servicio la línea L304	Forward	150	IEC curva A	0.05	2004	DT	0.05
10	Fuera de servicio la línea L201_2	Forward	168	IEC curva A	0.06	2004	DT	0.05

Tabla 4.8 Ajuste de fases del relé CB-05.

ITEM	Coordinación para fallas entre fases	CB-07						
		Dirección	Función temporizada			Función instantánea		
	Escenario		Corriente de arranque	Curva 01	Dial	Corriente de arranque	Curva 02	Tiempo de ajuste
1	Sistema eléctrico en operación normal	Forward	360	IEC NI	0.05	696	DT	0.25
2	Sistema eléctrico operando en aislado	-	-	-	-	-	-	-
3	Cambio de conexión al SEIN	-	-	-	-	-	-	-
4	Fuera de servicio la línea L302A1	Forward	356	IEC NI	0.05	696	DT	0.25
5	Fuera de servicio la línea L302A2	Forward	352	IEC NI	0.05	696	DT	0.25
6	Fuera de servicio las líneas L302 y L303	Forward	404	IEC NI	0.05	-	-	-
7	Fuera de servicio las líneas L302A2 y L303	Forward	400	IEC NI	0.05	-	-	-
8	Fuera de servicio la línea L303	Forward	344	IEC NI	0.05	-	-	-
9	Fuera de servicio la línea L304	Forward	464	IEC NI	0.05	-	-	-
10	Fuera de servicio la línea L201_2	Forward	340	IEC NI	0.05	-	-	-

Tabla 4.9 Ajuste de fases del relé CB-07.

ITEM	Coordinación para fallas entre fases	CB-031						
		Dirección	Función temporizada			Función instantánea		
	Escenario		Corriente de arranque	Curva 01	Dial	Corriente de arranque	Curva 02	Tiempo de ajuste
1	Sistema eléctrico en operación normal	None	180	IEC VI	0.23	-	-	-
2	Sistema eléctrico operando en aislado	None	120	IEC VI	0.13	-	-	-
3	Cambio de conexión al SEIN	None	102	IEC VI	0.18	-	-	-
4	Fuera de servicio la línea L302A1	None	126	IEC VI	0.17	-	-	-
5	Fuera de servicio la línea L302A2	None	126	IEC VI	0.17	-	-	-
6	Fuera de servicio las líneas L302 y L303	None	324	IEC VI	0.05	-	-	-
7	Fuera de servicio las líneas L302A2 y L303	None	342	IEC VI	0.08	-	-	-
8	Fuera de servicio la línea L303	None	126	IEC VI	0.17	-	-	-
9	Fuera de servicio la línea L304	None	120	IEC VI	0.18	-	-	-
10	Fuera de servicio la línea L201_2	-	-	-	-	-	-	-

Tabla 4.10 Ajuste de fases del relé CB-031.

ITEM	Coordinación para fallas entre fases	CB-102						
		Dirección	Función temporizada			Función instantánea		
	Escenario		Corriente de arranque	Curva 01	Dial	Corriente de arranque	Curva 02	Tiempo de ajuste
1	Sistema eléctrico en operación normal	Forward	180	IEC NI	0.05	450	DT	0.1
2	Sistema eléctrico operando en aislado	Forward	108	IEC NI	0.11	525	DT	0.05
3	Cambio de conexión al SEIN	Forward	123	IEC NI	0.05	585	DT	0.05
4	Fuera de servicio la línea L302A1	None	282	IEC NI	0.09	-	-	-
5	Fuera de servicio la línea L302A2	-	-	-	-	-	-	-
6	Fuera de servicio las líneas L302 y L303	-	-	-	-	-	-	-
7	Fuera de servicio las líneas L302A2 y L303	-	-	-	-	-	-	-
8	Fuera de servicio la línea L303	Forward	225	IEC NI	0.07	705	DT	0.1
9	Fuera de servicio la línea L304	Forward	108	IEC NI	0.08	450	DT	0.1
10	Fuera de servicio la línea L201_2	Forward	111	IEC NI	0.09	741	DT	0.1

Tabla 4.11 Ajuste de fases del relé CB-102.

ITEM	Coordinación para fallas entre fases	CB-103						
		Dirección	Función temporizada			Función instantánea		
	Escenario		Corriente de arranque	Curva 01	Dial	Corriente de arranque	Curva 02	Tiempo de ajuste
1	Sistema eléctrico en operación normal	Forward	180	IEC NI	0.05	810	DT	0.1
2	Sistema eléctrico operando en aislado	Forward	126	IEC NI	0.05	300	DT	0.1
3	Cambio de conexión al SEIN	Forward	126	IEC NI	0.06	453	DT	0.02
4	Fuera de servicio la línea L302A1	-	-	-	-	-	-	-
5	Fuera de servicio la línea L302A2	None	282	IEC NI	0.08	978	DT	0.1
6	Fuera de servicio las líneas L302 y L303	-	-	-	-	-	-	-
7	Fuera de servicio las líneas L302A2 y L303	None	282	IEC NI	0.08	852	DT	0.1
8	Fuera de servicio la línea L303	Forward	180	IEC NI	0.08	930	DT	0.1
9	Fuera de servicio la línea L304	Forward	174	IEC NI	0.05	849	DT	0.1
10	Fuera de servicio la línea L201_2	Forward	201	IEC NI	0.05	822	DT	0.1

Tabla 4.12 Ajuste de fases del relé CB-103.

ITEM	Coordinación para fallas entre fases	CB-301						
		Dirección	Función temporizada			Función instantánea		
	Escenario		Corriente de arranque	Curva 01	Dial	Corriente de arranque	Curva 02	Tiempo de ajuste
1	Sistema eléctrico en operación normal	Forward	240	IEC Curve A	0.1	1305	DT	0.1
2	Sistema eléctrico operando en aislado	Forward	177	IEC Curve A	0.13	909	DT	0.1
3	Cambio de conexión al SEIN	Forward	204	IEC Curve A	0.11	1068	DT	0.1
4	Fuera de servicio la línea L302A1	-	-	-	-	-	-	-
5	Fuera de servicio la línea L302A2	Forward	264	IEC Curve A	0.13	1305	DT	0.1
6	Fuera de servicio las líneas L302 y L303	-	-	-	-	-	-	-
7	Fuera de servicio las líneas L302A2 y L303	Forward	252	IEC Curve A	0.12	1281	DT	0.1
8	Fuera de servicio la línea L303	Forward	222	IEC Curve A	0.1	975	DT	0.1
9	Fuera de servicio la línea L304	Forward	141	IEC Curve A	0.12	918	DT	0.1
10	Fuera de servicio la línea L201_2	Forward	240	IEC Curve A	0.1	1305	DT	0.1

Tabla 4.13 Ajuste de fases del relé CB-301.

ITEM	Coordinación para fallas entre fases	CB-303						
		Dirección	Función temporizada			Función instantánea		
	Escenario		Corriente de arranque	Curva 01	Dial	Corriente de arranque	Curva 02	Tiempo de ajuste
1	Sistema eléctrico en operación normal	Forward	240	IEC curva A	0.04	495	DT	0.1
2	Sistema eléctrico operando en aislado	Forward	138	IEC curva A	0.09	921	DT	0.05
3	Cambio de conexión al SEIN	Forward	102	IEC curva A	0.06	495	DT	0.1
4	Fuera de servicio la línea L302A1	Forward	213	IEC curva A	0.07	729	DT	0.01
5	Fuera de servicio la línea L302A2	Forward	225	IEC curva A	0.06	720	DT	0.01
6	Fuera de servicio las líneas L302 y L303	-	-	-	-	-	-	-
7	Fuera de servicio las líneas L302A2 y L303	-	-	-	-	-	-	-
8	Fuera de servicio la línea L303	-	-	-	-	-	-	-
9	Fuera de servicio la línea L304	Forward	87	IEC curva A	0.11	810	DT	0.01
10	Fuera de servicio la línea L201_2	Forward	225	IEC curva A	0.04	1215	DT	0.01

Tabla 4.14 Ajuste de fases del relé CB-303

ITEM	Coordinación para fallas entre fases	CB-312						
		Dirección	Función temporizada			Función instantánea		
	Escenario		Corriente de arranque	Curva 01	Dial	Corriente de arranque	Curva 02	Tiempo de ajuste
1	Sistema eléctrico en operación normal	None	100	IEC curve C	1.8	-	-	-
2	Sistema eléctrico operando en aislado	None	115	IEC curve C	0.55	-	-	-
3	Cambio de conexión al SEIN	None	96	IEC curve C	1	-	-	-
4	Fuera de servicio la línea L302A1	None	100	IEC curve C	1.05	-	-	-
5	Fuera de servicio la línea L302A2	None	98	IEC curve C	1.08	-	-	-
6	Fuera de servicio las líneas L302 y L303	None	327	IEC curve C	0.07			
7	Fuera de servicio las líneas L302A2 y L303	None	247	IEC curve C	0.11			
8	Fuera de servicio la línea L303	None	94	IEC curve C	1.19	-	-	-
9	Fuera de servicio la línea L304	None	99	IEC curve C	1.01	-	-	-
10	Fuera de servicio la línea L201_2	None	100	IEC curve C	1.17	-	-	-

Tabla 4.15 Ajuste de fases del relé CB-312

ÍTEM	Coordinación para fallas entre fase y tierra	CB-01						
		Dirección	Función temporizada			Función instantánea		
	Escenario		Corriente de arranque	Curva 01	Dial	Corriente de arranque	Curva 02	Tiempo de ajuste
1	Sistema eléctrico en operación normal	Forward	40	IEC NI	0.13	-	-	-
2	Sistema eléctrico operando en aislado	Forward	42	IEC NI	0.07	-	-	-
3	Cambio de conexión al SEIN	Forward	34	IEC NI	0.09	-	--	-
4	Fuera de servicio la línea L302A1	Forward	40	IEC NI	0.1	-	--	-
5	Fuera de servicio la línea L302A2	Forward	40	IEC NI	0.1	-	--	-
6	Fuera de servicio las líneas L302 y L303	Forward	44	IEC NI	0.09	-	--	-
7	Fuera de servicio las líneas L302A2 y L303	Forward	42	IEC NI	0.09	-	--	-
8	Fuera de servicio la línea L303	Forward	46	IEC NI	0.09	-	--	-
9	Fuera de servicio la línea L304	Forward	40	IEC NI	0.1	-	--	-
10	Fuera de servicio la línea L201_2	Forward	34	IEC NI	0.1	-	--	-

Tabla 4.16 Ajuste de fase a tierra del relé CB-01.

ÍTEM	Coordinación para fallas entre fase y tierra	CB-03						
		Dirección	Función temporizada			Función instantánea		
	Escenario		Corriente de arranque	Curva 01	Dial	Corriente de arranque	Curva 02	Tiempo de ajuste
1	Sistema eléctrico en operación normal	Forward	80	IEC NI	0.15	850	DT	0.1
2	Sistema eléctrico operando en aislado	Forward	78	IEC NI	0.08	336	DT	0.1
3	Cambio de conexión al SEIN	Forward	42	IEC NI	0.13	748	DT	0.15
4	Fuera de servicio la línea L302A1	Forward	40	IEC NI	0.19	2650	DT	0.1
5	Fuera de servicio la línea L302A2	-	-	-	-	-	-	-
6	Fuera de servicio las líneas L302 y L303	-	-	-	-	-	-	-
7	Fuera de servicio las líneas L302A2 y L303	-	-	-	-	-	-	-
8	Fuera de servicio la línea L303	Forward	42	IEC NI	0.17	1738	DT	0.1
9	Fuera de servicio la línea L304	Forward	44	IEC NI	0.21	1800	DT	0.1
10	Fuera de servicio la línea L201_2	Forward	44	IEC NI	0.17	1858	DT	0.1

Tabla 4.17 Ajuste de fase a tierra del relé CB-03

ITEM	Coordinación para fallas entre fase y tierra	CB-05						
		Dirección	Función temporizada			Función instantánea		
	Escenario		Corriente de arranque	Curva 01	Dial	Corriente de arranque	Curva 02	Tiempo de ajuste
1	Sistema eléctrico en operación normal	Forward	90	IEC NI	0.07	405	DT	0.1
2	Sistema eléctrico operando en aislado	Forward	9	IEC NI	0.07	330	DT	0.1
3	Cambio de conexión al SEIN	Forward	39	IEC NI	0.05	558	DT	0.1
4	Fuera de servicio la línea L302A1	Forward	39	IEC NI	0.09	1713	DT	0.1
5	Fuera de servicio la línea L302A2	Forward	39	IEC NI	0.09	1710	DT	0.1
6	Fuera de servicio las líneas L302 y L303	-	-	-	-	-	-	-
7	Fuera de servicio las líneas L302A2 y L303	-	-	-	-	-	-	-
8	Fuera de servicio la línea L303	-	-	-	-	-	-	-
9	Fuera de servicio la línea L304	Forward	30	IEC NI	0.12	1782	DT	0.1
10	Fuera de servicio la línea L201_2	Forward	39	IEC NI	0.08	405	DT	0.1

Tabla 4.18 Ajuste de fase a tierra del relé CB-05.

ITEM	Coordinación para fallas entre fase y tierra	CB-07						
		Dirección	Función temporizada			Función instantánea		
	Escenario		Corriente de arranque	Curva 01	Dial	Corriente de arranque	Curva 02	Tiempo de ajuste
1	Sistema eléctrico en operación normal	Forward	40	IEC NI	0.4	300	DT	0.15
2	Sistema eléctrico operando en aislado	-	-	-	-	-	-	-
3	Cambio de conexión al SEIN	-	-	-	-	-	-	-
4	Fuera de servicio la línea L302A1	Forward	40	IEC NI	0.05	344	DT	0.15
5	Fuera de servicio la línea L302A2	Forward	40	IEC NI	0.05	346	DT	0.15
6	Fuera de servicio las líneas L302 y L303	Forward	40	IEC NI	0.4	300	DT	0.05
7	Fuera de servicio las líneas L302A2 y L303	Forward	40	IEC NI	0.4	300	DT	0.05
8	Fuera de servicio la línea L303	Forward	40	IEC NI	0.05	300	DT	0.05
9	Fuera de servicio la línea L304	Forward	40	IEC NI	0.05	452	DT	0.05
10	Fuera de servicio la línea L201_2	Forward	40	IEC NI	0.05	1278	DT	0.05

Tabla 4.19 Ajuste de fase a tierra del relé CB-07.

ITEM	Coordinación para fallas entre fase y tierra	CB-031						
		Dirección	Función temporizada			Función instantánea		
	Escenario		Corriente de arranque	Curva 01	Dial	Corriente de arranque	Curva 02	Tiempo de ajuste
1	Sistema eléctrico en operación normal	None	48	IEC VI	0.35	-	-	-
2	Sistema eléctrico operando en aislado	None	42	IEC VI	0.05	1614	DT	0
3	Cambio de conexión al SEIN	None	42	IEC VI	0.05	2466	DT	.0.01
4	Fuera de servicio la línea L302A1	None	42	IEC VI	0.05	-	-	-
5	Fuera de servicio la línea L302A2	None	42	IEC VI	0.05	-	-	-
6	Fuera de servicio las líneas L302 y L303	None	42	IEC VI	0.05	-	-	-
7	Fuera de servicio las líneas L302A2 y L303	None	42	IEC VI	0.05	-	-	-
8	Fuera de servicio la línea L303	None	42	IEC VI	0.05	-	-	-
9	Fuera de servicio la línea L304	None	42	IEC VI	0.05	-	-	-
10	Fuera de servicio la línea L201_2	-	-	-	-	-	-	-

Tabla 4.20 Ajuste de fase a tierra del relé CB-031.

ITEM	Coordinación para fallas entre fase y tierra	CB-102						
		Dirección	Función temporizada			Función instantánea		
	Escenario		Corriente de arranque	Curva 01	Dial	Corriente de arranque	Curva 02	Tiempo de ajuste
1	Sistema eléctrico en operación normal	Forward	39	IEC VI	0.35	528 pri.A	DT	0.13
2	Sistema eléctrico operando en aislado	Forward	39	IEC VI	0.22	528 pri.A	DT	0.13
3	Cambio de conexión al SEIN	Forward	36	IEC VI	0.25	729	DT	0.13
4	Fuera de servicio la línea L302A1	-	39	IEC NI	0.1	669	DT	0.1
5	Fuera de servicio la línea L302A2	-	-	-	-	-	-	-
6	Fuera de servicio las líneas L302 y L303	-	-	-	-	-	-	-
7	Fuera de servicio las líneas L302A2 y L303	-	-	-	-	-	-	-
8	Fuera de servicio la línea L303	Forward	45	IEC VI	0.19	822	DT	0.02
9	Fuera de servicio la línea L304	Forward	39	IEC VI	0.15	648	DT	0.05
10	Fuera de servicio la línea L201_2	Forward	39	IEC VI	0.2	846	DT	0.05

Tabla 4.21 Ajuste de fase a tierra del relé CB-102.

ITEM	Coordinación para fallas entre fase y tierra	CB-103						
		Dirección	Función temporizada			Función instantánea		
	Escenario		Corriente de arranque	Curva 01	Dial	Corriente de arranque	Curva 02	Tiempo de ajuste
1	Sistema eléctrico en operación normal	Forward	54	IEC NI	0.13	300	DT	0.1
2	Sistema eléctrico operando en aislado	Forward	39	IEC NI	0.1	300	DT	0.1
3	Cambio de conexión al SEIN	Forward	30	IEC NI	0.05	300	DT	0.1
4	Fuera de servicio la línea L302A1	-	-	-	-	-	-	-
5	Fuera de servicio la línea L302A2	-	39	IEC NI	0.1	840	DT	0.1
6	Fuera de servicio las líneas L302 y L303	-	-	-	-	-	-	-
7	Fuera de servicio las líneas L302A2 y L303	-	39	IEC NI	0.1	840	DT	0.1
8	Fuera de servicio la línea L303	Forward	33	IEC NI	0.1	528	DT	0.1
9	Fuera de servicio la línea L304	Forward	42	IEC NI	0.15	393	DT	0.1
10	Fuera de servicio la línea L201_2	Forward	39	IEC NI	0.08	405	DT	0.13

Tabla 4.22 Ajuste de fase a tierra del relé CB-103.

ITEM	Coordinación para fallas entre fase y tierra	CB-301						
		Dirección	Función temporizada			Función instantánea		
	Escenario		Corriente de arranque	Curva 01	Dial	Corriente de arranque	Curva 02	Tiempo de ajuste
1	Sistema eléctrico en operación normal	Forward	39	IEC Curve B	0.49	1350	DT	0.1
2	Sistema eléctrico operando en aislado	Forward	39	IEC Curve B	0.87	1275	DT	0.1
3	Cambio de conexión al SEIN	Forward	39	IEC Curve B	0.57	1356	DT	0.1
4	Fuera de servicio la línea L302A1	-	-	-	-	-	-	-
5	Fuera de servicio la línea L302A2	Forward	36	IEC Curve B	0.81	1350	DT	0.1
6	Fuera de servicio las líneas L302 y L303	-	-	-	-	-	-	-
7	Fuera de servicio las líneas L302A2 y L303	Forward	39	IEC Curve A	0.19	1350	DT	0.1
8	Fuera de servicio la línea L303	Forward	39	IEC Curve B	0.73	1542	DT	0.1
9	Fuera de servicio la línea L304	Forward	39	IEC Curve B	0.57	1350	DT	0.1
10	Fuera de servicio la línea L201_2	Forward	42	IEC Curve B	0.7	1350	DT	0.1

Tabla 4.23 Ajuste de fase a tierra del relé CB-301.

ITEM	Coordinación para fallas entre fase y tierra	CB-303						
		Dirección	Función temporizada			Función instantánea		
	Escenario		Corriente de arranque	Curva 01	Dial	Corriente de arranque	Curva 02	Tiempo de ajuste
1	Sistema eléctrico en operación normal	Forward	39	IEC NI	0.22	495	DT	0.1
2	Sistema eléctrico operando en aislado	Forward	39	IEC NI	0.11	945	DT	0.1
3	Cambio de conexión al SEIN	Forward	39	IEC NI	0.11	1140	DT	0.1
4	Fuera de servicio la línea L302A1	-	42	IEC NI	0.11	1182	DT	0.1
5	Fuera de servicio la línea L302A2	Forward	42	IEC NI	0.11	1173	DT	0.1
6	Fuera de servicio las líneas L302 y L303	-	-	-	-	-	-	-
7	Fuera de servicio las líneas L302A2 y L303	-	-	-	-	-	-	-
8	Fuera de servicio la línea L303	-	-	-	-	-	-	-
9	Fuera de servicio la línea L304	Forward	39	IEC NI	0.1	900	DT	0.1
10	Fuera de servicio la línea L201_2	Forward	39	IEC NI	0.11	1464	DT	0.1

Tabla 4.24 Ajuste de fase a tierra del relé CB-303

ITEM	Coordinación para fallas entre fase y tierra	CB-312						
		Dirección	Función temporizada			Función instantánea		
	Escenario		Corriente de arranque	Curva 01	Dial	Corriente de arranque	Curva 02	Tiempo de ajuste
1	Sistema eléctrico en operación normal	None	20	IEC curve B	1	1000	DT	0.1
2	Sistema eléctrico operando en aislado	None	20	IEC curve B	1.11	2214	DT	0.1
3	Cambio de conexión al SEIN	None	20	IEC curve B	1.12	2566	DT	0.1
4	Fuera de servicio la línea L302A1	None	20	IEC curve B	1.12	2770	DT	0.1
5	Fuera de servicio la línea L302A2	None	20	IEC curve B	1.12	3656	DT	0.1
6	Fuera de servicio las líneas L302 y L303	None	20	IEC curve B	1.12	2640	DT	0.1
7	Fuera de servicio las líneas L302A2 y L303	None	20	IEC curve B	1.12	2630	DT	0.1
8	Fuera de servicio la línea L303	None	20	IEC curve B	1.12	2746	DT	0.1
9	Fuera de servicio la línea L304	None	20	IEC curve B	1.11	2572	DT	0.1
10	Fuera de servicio la línea L201_2	None	20	IEC curve B	1.12	3166	DT	0.1

Tabla 4.25 Ajuste de fase a tierra del relé CB-312

4.3.1 Topología 1 (Sistema Eléctrico en Operación Normal).

Se presentan las coordinaciones de la forma tradicional (como se encuentra actualmente) de los equipos de protección que protegen los diferentes elementos que forma parte del Sistema Eléctrico Chungar-Alpamarca.

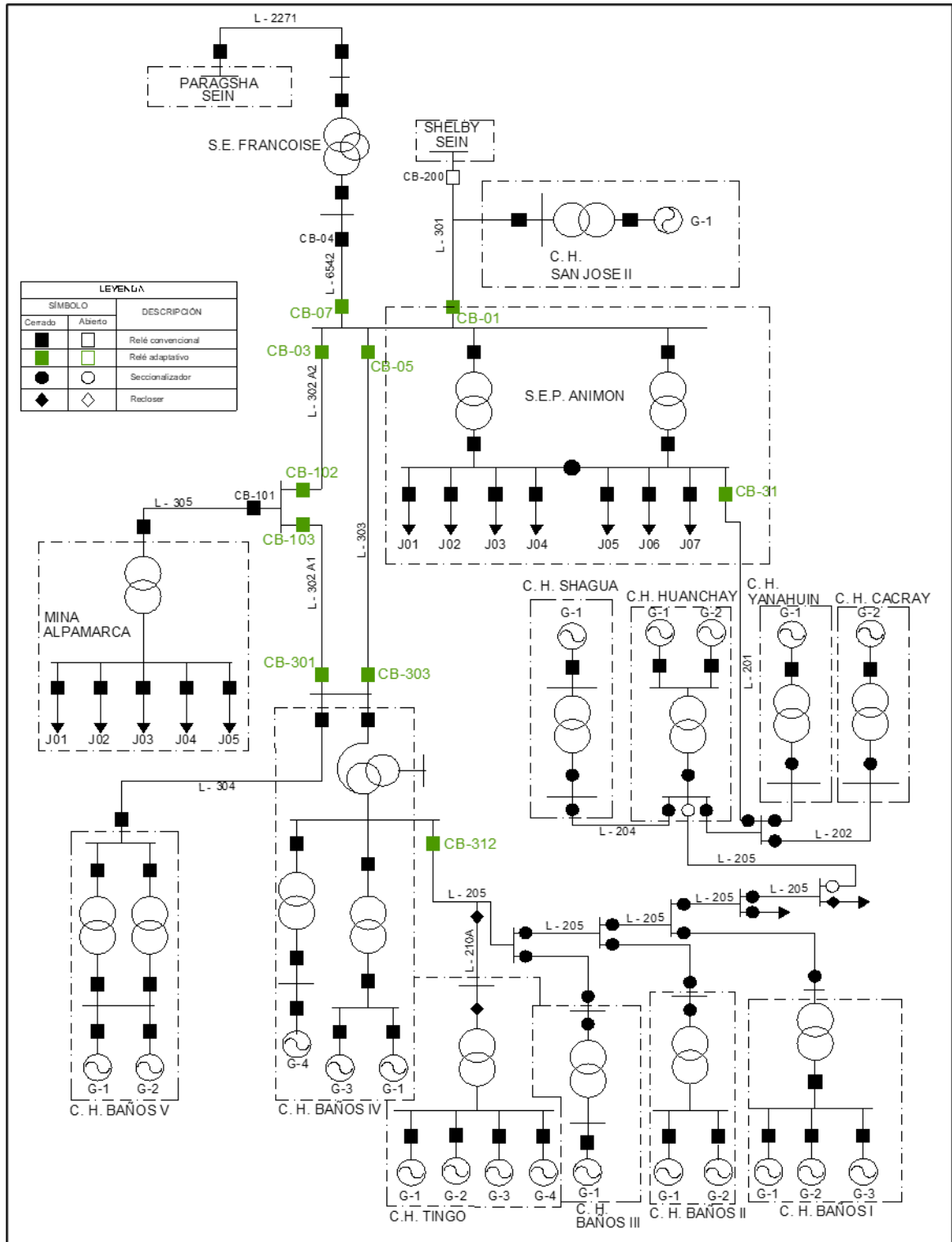


Figura 4.5 Sistema Eléctrico Chungar operando con normalidad

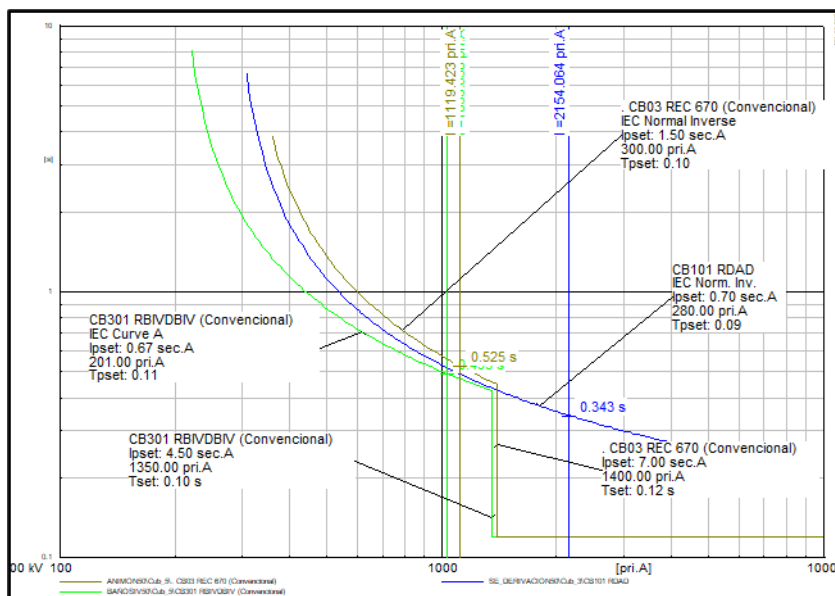


Figura 4.6 Cortocircuito trifásico al 1% de la línea L-305, ajuste convencional de los relés CB101, CB03 y CB301.

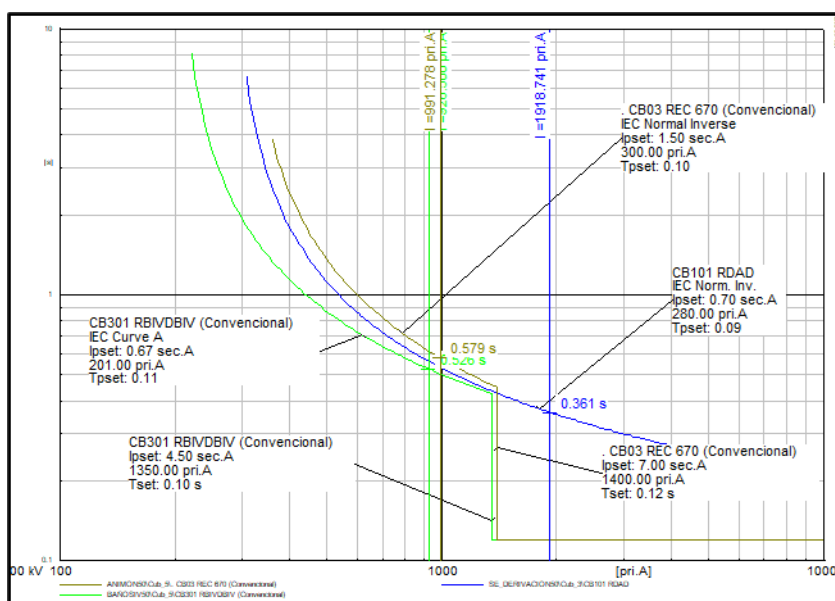


Figura 4.7 Cortocircuito trifásico al 99% de la línea L-305, ajuste convencional de los relés CB101, CB03 y CB301.

En la figura 4.6 el relé CB101 despeja la falla en 343 ms y la protección de respaldo los relés CB301 y CB03 lo hacen en 502 ms y 525 ms, existiendo un margen de coordinación de 159 ms y 182 ms respectivamente, lo cual se considera adecuado. En la figura 4.7 se observa que el relé CB101 despeja la falla en 361 ms y la protección de respaldo los relés CB301 y CB03 lo hacen en 541 ms y 579 ms, existiendo un margen de coordinación de 180 ms y 218 ms respectivamente, lo cual se considera adecuado.

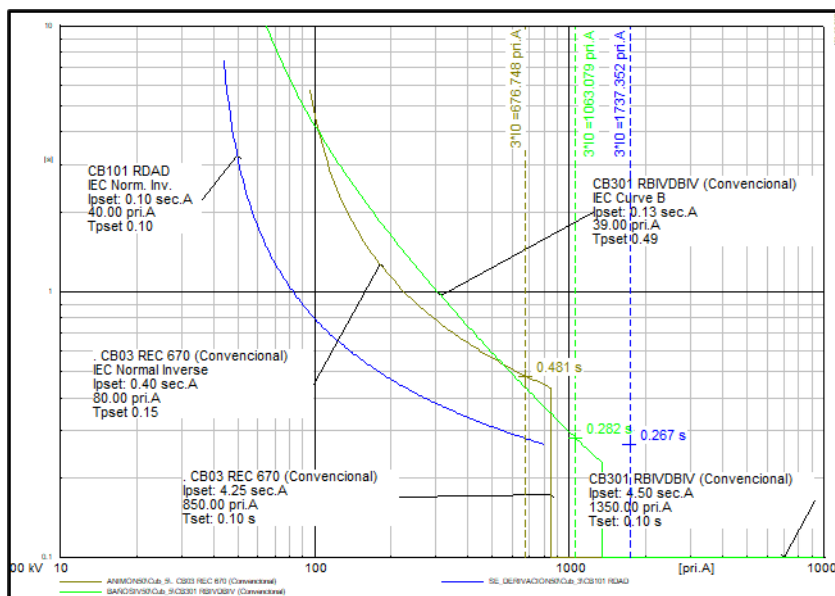


Figura 4.8 Cortocircuito monofásico al 1% de la línea L-305, ajuste convencional de los relés CB101, CB03 y CB301.

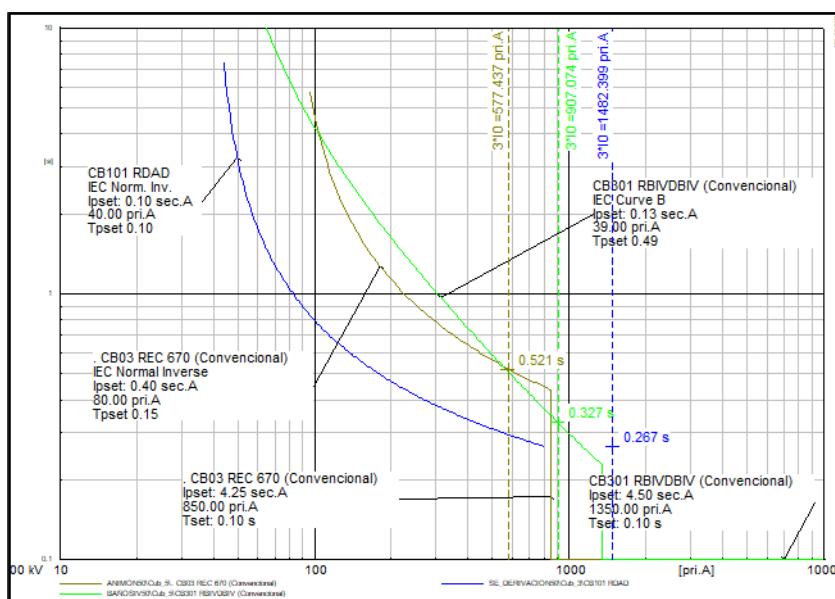


Figura 4.9 Cortocircuito monofásico al 99% de la línea L-305, ajuste convencional de los relés CB101, CB03 y CB301.

En la figura 4.8 se observa que el relé CB101 despeja la falla en 267 ms y la protección de respaldo los relés CB301 y CB03 lo hacen en 282 ms y 481 ms, existiendo un margen de coordinación de 15 ms y 214 ms respectivamente, lo cual no se considera adecuado. En la figura 4.9 se observa que el relé CB101 despeja la falla en 267 ms y la protección de respaldo los relés CB301 y CB03 lo hacen en 327 ms y 521 ms, existiendo un margen de coordinación de 60 ms y 254 ms respectivamente, lo cual no se considera adecuado.

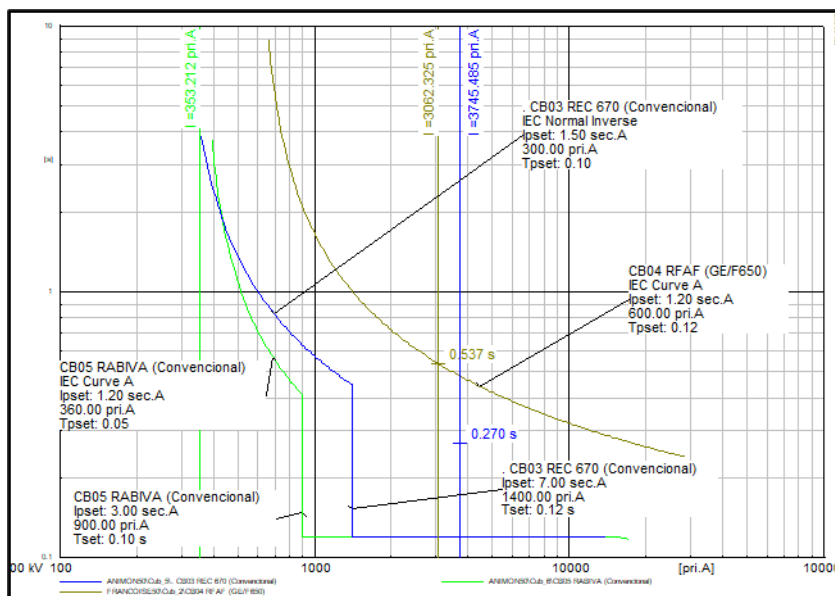


Figura 4.10 Cortocircuito trifásico al 1% de la línea L-302A2, ajuste convencional de los relés CB03, CB04 y CB05.

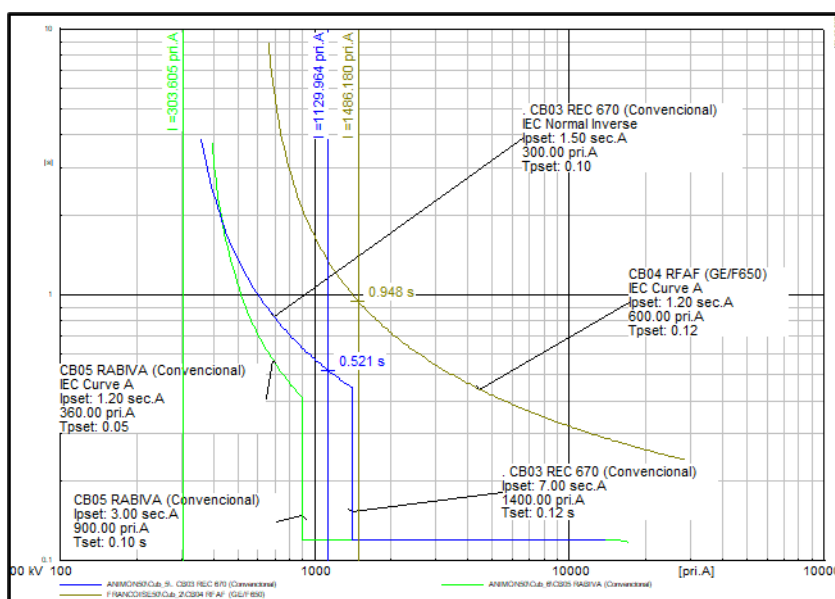


Figura 4.11 Cortocircuito trifásico al 99% de la línea L-302A2, ajuste convencional de los relés CB03, CB04 y CB05.

En la figura 4.10 se observa que el relé CB03 despeja la falla en 120 ms y la protección de respaldo el relé CB04 lo hace en 537 ms, existiendo un margen de coordinación de 417 ms, lo cual se considera adecuado. En la figura 4.11 se observa que ante fallas trifásicas francas al 99% de la línea L-302A2 el relé CB03 despeja la falla en 521 ms y la protección de respaldo el relé CB04 lo hace en 948 ms, existiendo un margen de coordinación de 427 ms, lo cual se considera adecuado.

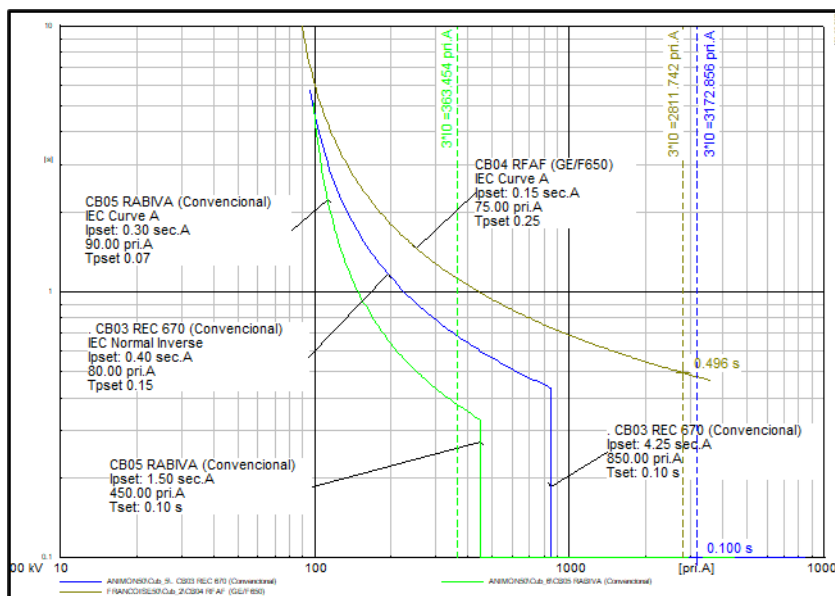


Figura 4.12 Cortocircuito monofásico al 1% de la línea L-302A2, ajuste convencional de los relés CB03, CB04 y CB05.

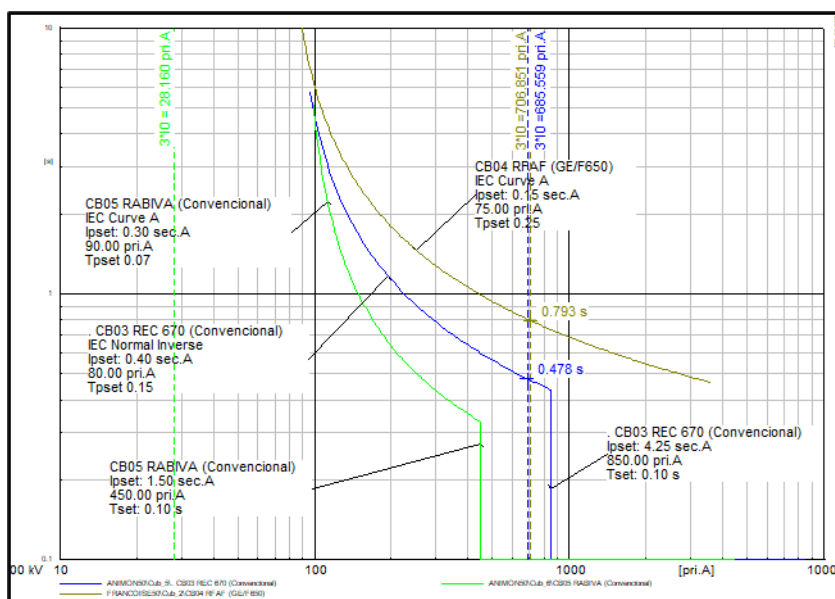


Figura 4.13 Cortocircuito monofásico al 99% de la línea L-302A2, ajuste convencional de los relés CB03, CB04 y CB05.

En la figura 4.12 se observa que ante fallas monofásicas francas al 1% de la línea L-302A2 el relé CB03 despeja la falla en 100 ms y la protección de respaldo el relé CB04 lo hace en 496 ms, existiendo un margen de coordinación de 396 ms, lo cual se considera adecuado. En la figura 4.13 se observa que ante fallas monofásicas francas al 99% de la línea L-302A2 el relé CB03 despeja la falla en 478 ms y la protección de respaldo el relé CB04 lo hace en 315 ms, existiendo un margen de coordinación de 427 ms, lo cual se considera adecuado.

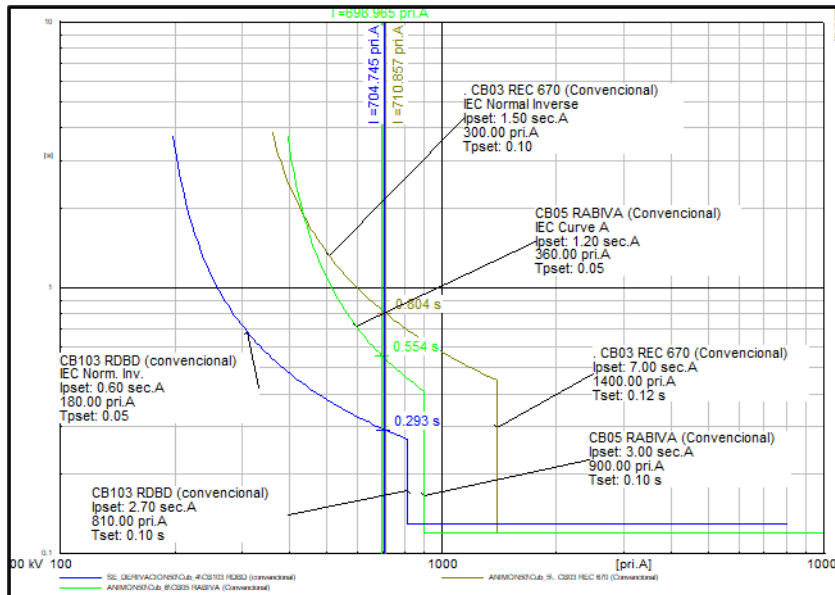


Figura 4.14 Cortocircuito trifásico al 1% de la línea L-302A1, ajuste convencional de los relés CB103, CB03 y CB05.

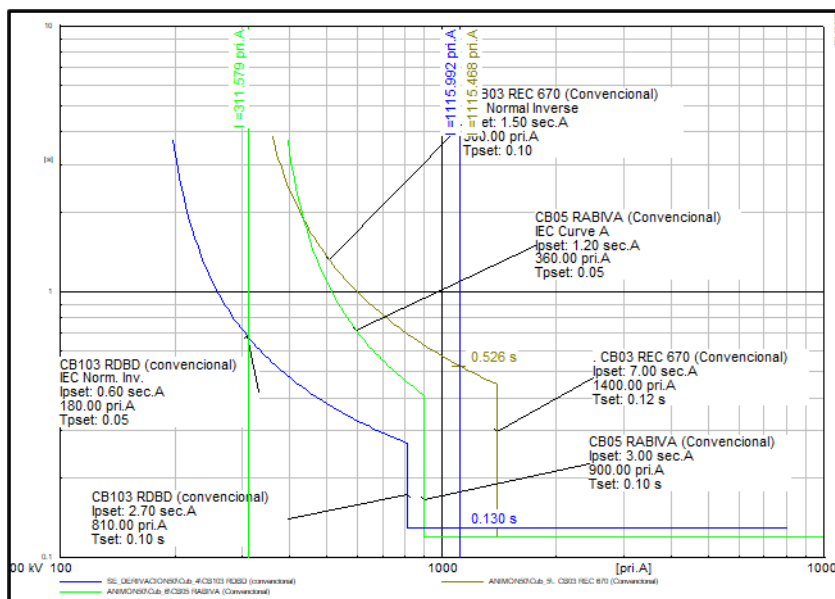


Figura 4.15 Cortocircuito trifásico al 99% de la línea L-302A1, ajuste convencional de los relés CB103, CB03 y CB05.

En la figura 4.14 se observa que ante fallas trifásicas francas al 1% de la línea L-302A1 el relé CB103 despeja la falla en 293 ms y la protección de respaldo el relé CB05 lo hace en 554 ms, existiendo un margen de coordinación de 261 ms, lo cual se considera adecuado. En la figura 4.15 se observa que ante fallas trifásicas francas al 99% de la línea L-302A1 el relé CB103 despeja la falla en 130 ms y la protección de respaldo el relé CB04 lo hace en 526 ms, existiendo un margen de coordinación de 396 ms, lo cual se considera adecuado. Se ha reducido el tiempo de actuación de los relés.

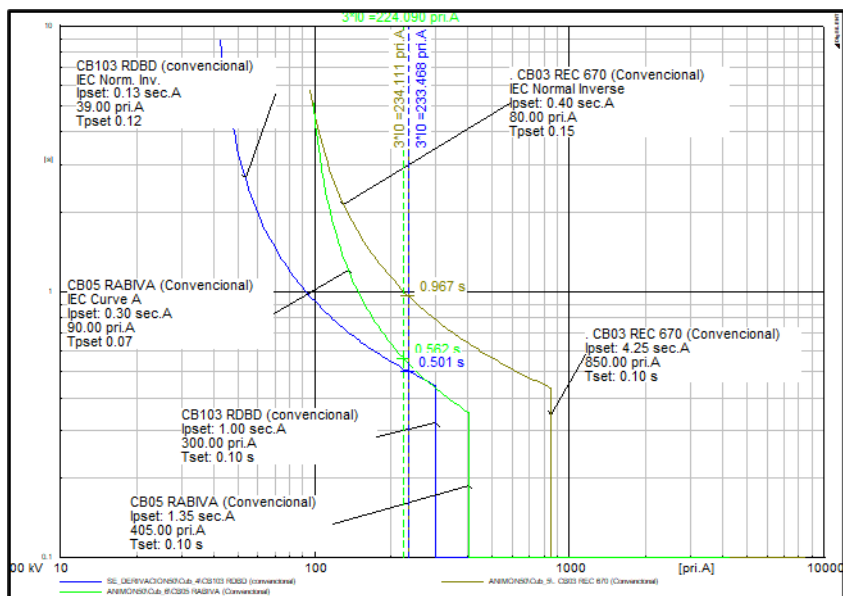


Figura 4.16 Cortocircuito monofásico al 1% de la línea L-302A1, ajuste convencional de los relés CB103, CB03 y CB05.

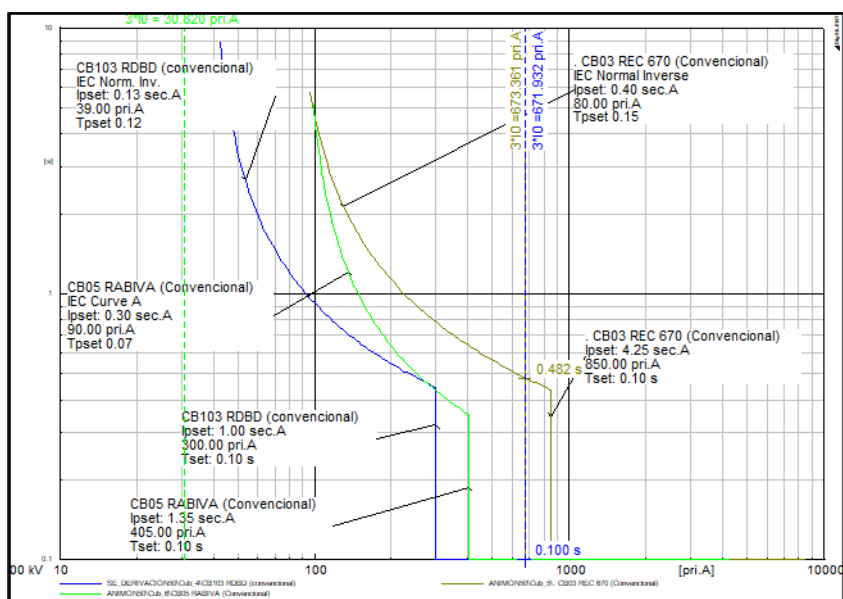


Figura 4.17 Cortocircuito trifásico al 99% de la línea L-302A1, ajuste convencional de los relés CB103, CB03 y CB05.

En la figura 4.16 se observa que ante fallas trifásicas francas al 1% de la línea L-302A1 el relé CB103 despeja la falla en 501 ms y la protección de respaldo el relé CB05 lo hace en 562 ms, existiendo un margen de coordinación de 61 ms, lo cual se considera inadecuado. En la figura 4.17 se observa que ante fallas trifásicas francas al 99% de la línea L-302A1 el relé CB103 despeja la falla en 130 ms y la protección de respaldo el relé CB04 lo hace en 482 ms, existiendo un margen de coordinación de 352 ms, lo cual se considera adecuado.

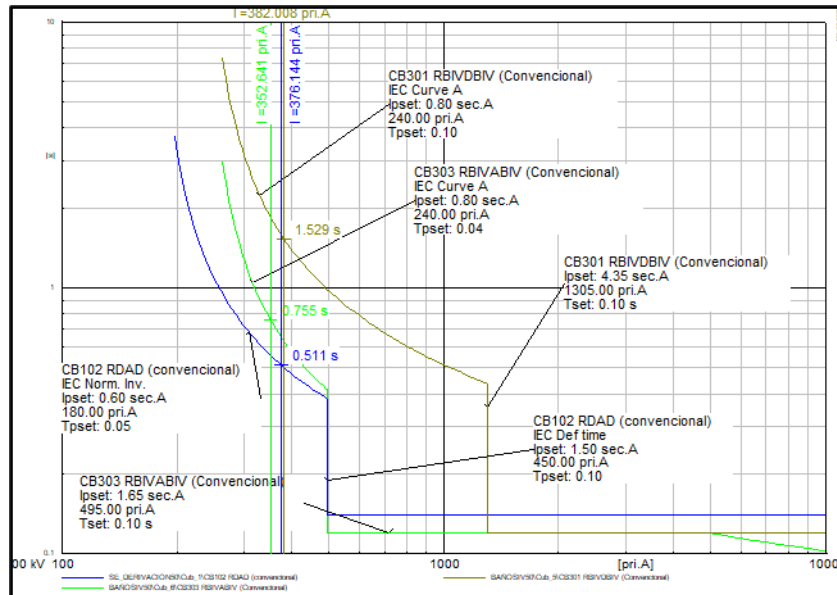


Figura 4.18 Cortocircuito trifásico al 1% de la línea L-302A2, ajuste convencional de los relés CB102, CB301 y CB303.

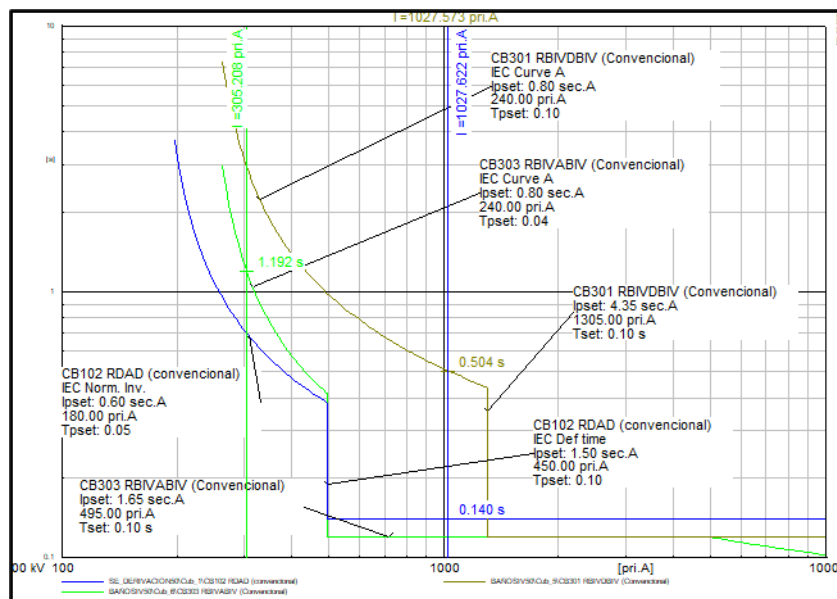


Figura 4.19 Cortocircuito trifásico al 99% de la línea L-302A2, ajuste convencional de los relés CB102, CB301 y CB303.

En la figura 4.18 se observa que ante fallas trifásicas francas al 1% de la línea L-302A2 el relé CB102 despeja la falla en 511 ms y la protección de respaldo el relé CB303 lo hace en 755 ms, existiendo un margen de coordinación de 244 ms, lo cual se considera adecuado. En la figura 4.19 se observa que ante fallas trifásicas francas al 99% de la línea L-302A2 el relé CB102 despeja la falla en 140 ms y la protección de respaldo el relé CB301 lo hace en 504 ms, existiendo un margen de coordinación de 364 ms, lo cual se considera adecuado.

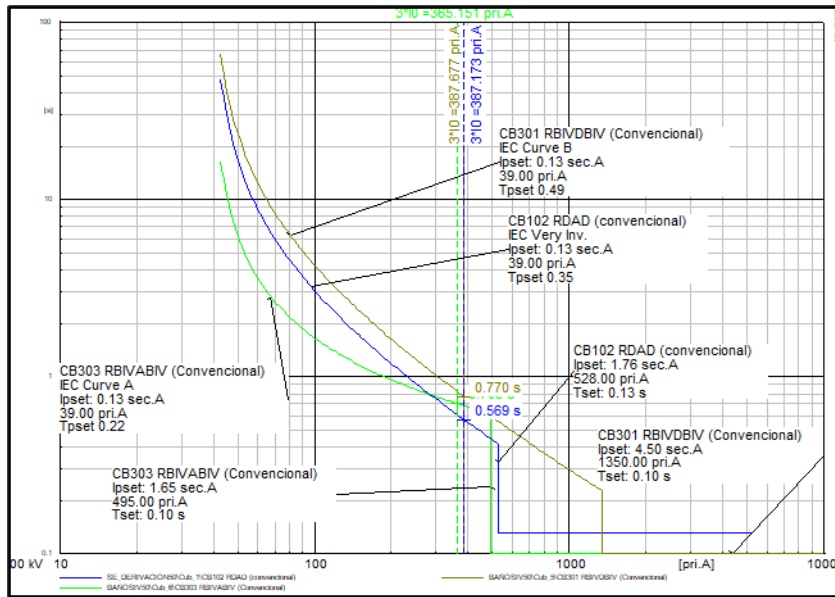


Figura 4.20 Cortocircuito monofásico al 1% de la línea L-302A2, ajuste convencional de los relés CB102, CB301 y CB303.

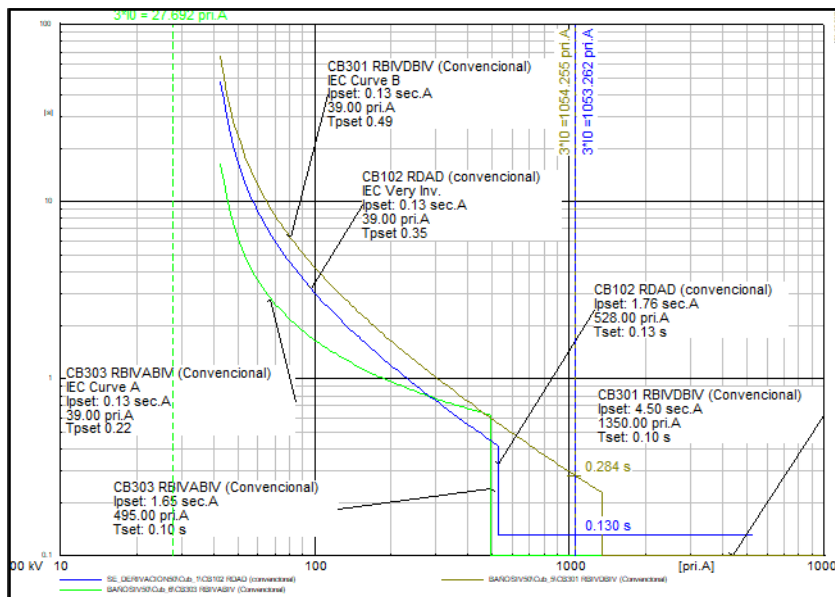


Figura 4.21 Cortocircuito monofásico al 99% de la línea L-302A2, ajuste convencional de los relés CB102, CB301 y CB303.

En la figura 4.20 se observa que ante fallas monofásicas francas al 1% de la línea L-302A2 el relé CB102 despeja la falla en 569 ms y la protección de respaldo el relé CB303 lo hace en 703 ms, existiendo un margen de coordinación de 134 ms, lo cual se considera adecuado. En la figura 4.21 se observa que ante fallas monofásicas francas al 99% de la línea L-302A2 el relé CB102 despeja la falla en 130 ms y la protección de respaldo el relé CB301 lo hace en 284 ms, existiendo un margen de coordinación de 154 ms, lo cual se considera adecuado.

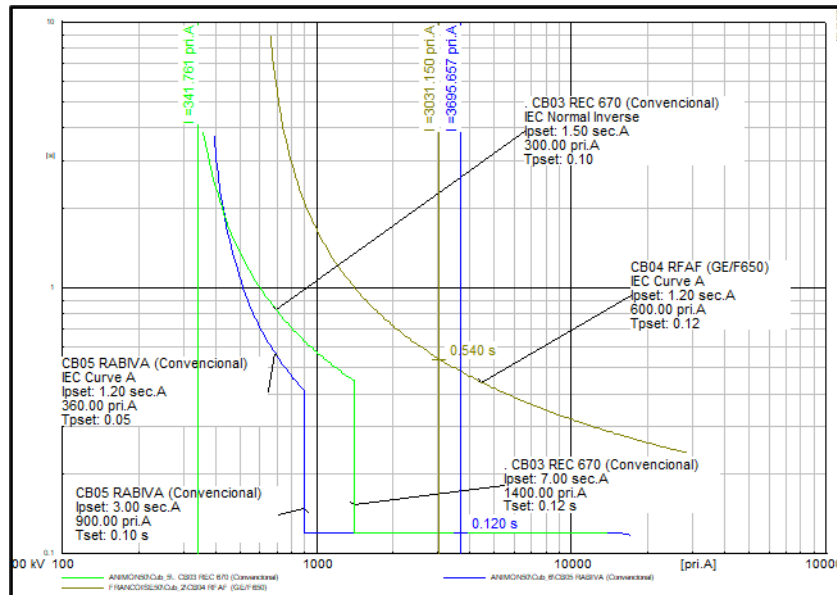


Figura 4.22 Cortocircuito trifásico al 1% de la línea L-303, ajuste convencional de los relés CB05, CB03 y CB04.

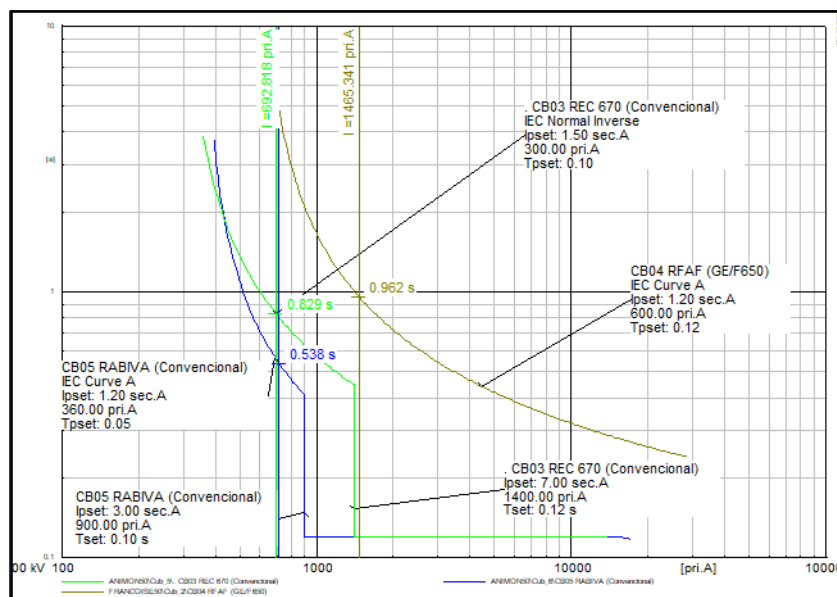


Figura 4.23 Cortocircuito trifásico al 99% de la línea L-303, ajuste convencional de los relés CB05, CB03 y CB04

En la figura 4.22 se observa que ante fallas trifásicas francas al 1% de la línea L-303 el relé CB05 despeja la falla en 120 ms y la protección de respaldo el relé CB04 lo hace en 540 ms, existiendo un margen de coordinación de 420 ms, lo cual se considera adecuado. En la figura 4.23 se observa que ante fallas trifásicas francas al 99% de la línea L-303 el relé CB05 despeja la falla en 538 ms y la protección de respaldo el relé CB03 lo hace en 829 ms, existiendo un margen de coordinación de 291 ms, lo cual se considera adecuado.

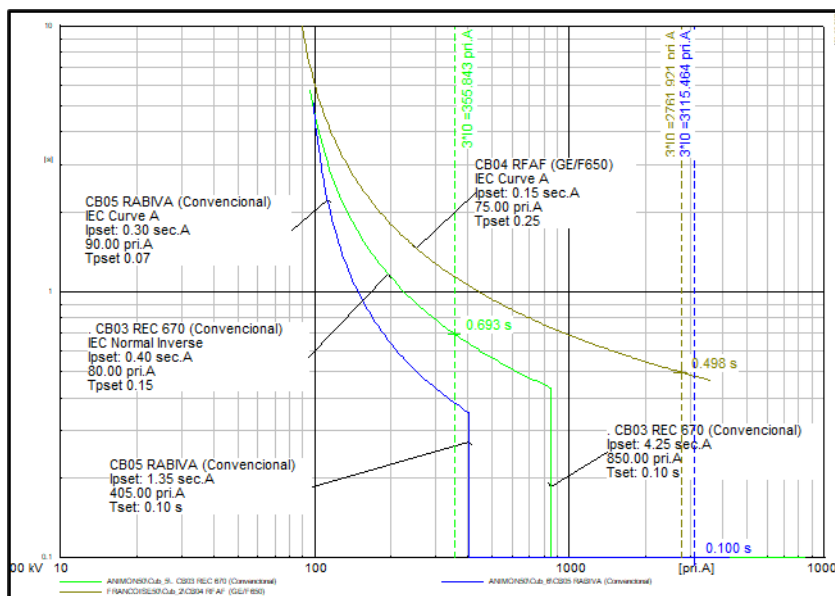


Figura 4.24 Cortocircuito monofásico al 1% de la línea L-303, ajuste convencional de los relés CB05, CB03 y CB04.

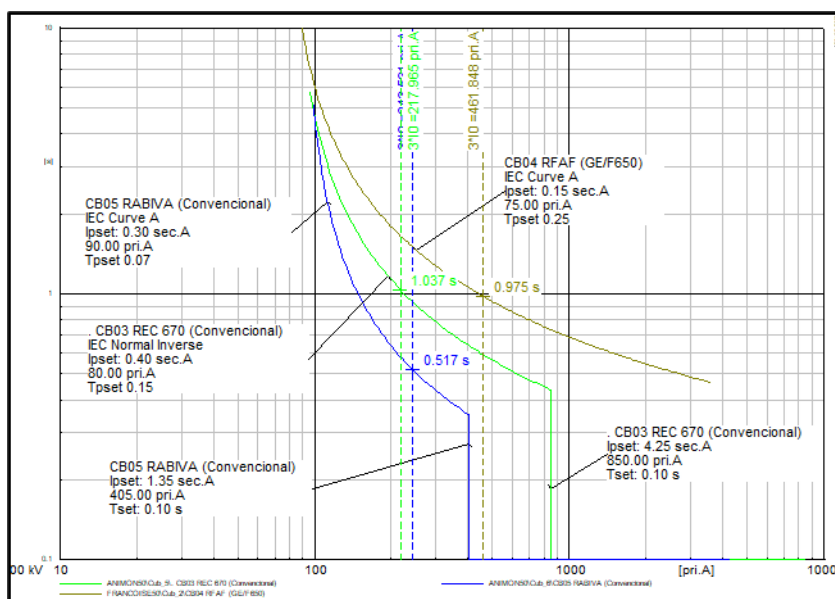


Figura 4.25 Cortocircuito monofásica al 99% de la línea L-303, ajuste convencional de los relés CB05, CB03 y CB04

En la figura 4.24 se observa que ante fallas monofásicas francas al 1% de la línea L-303 el relé CB05 despeja la falla en 100 ms y la protección de respaldo el relé CB04 lo hace en 498 ms, existiendo un margen de coordinación de 398 ms, lo cual se considera adecuado. En la figura 4.25 se observa que ante fallas monofásicas francas al 99% de la línea L-303 el relé CB05 despeja la falla en 517 ms y la protección de respaldo el relé CB04 lo hace en 975 ms, existiendo un margen de coordinación de 458 ms, lo cual se considera adecuado.

ITEM	RELÉ	TRADICIONAL (Ajustes actuales)					ALGORITMO GENÉTICO (Ajustes propuestos para este escenario)				
		I>	CURVA	t>	I>>	t>>	I>	CURVA	t>	I>>	t>>
1	CB 01	240	IEC VI	0.1	1400	0.15	240	IEC VI	0.09	-	-
2	CB 03	300	IEC NI	0.1	1400	0.12	184	IEC NI	0.13	3000	0.12
3	CB 05	360	IEC curva A	0.05	900	0.1	150	IEC curva A	0.07	2901	0.1
4	CB 07	360	IEC NI	0.05	696	0.25	332	IEC NI	0.05	868	0.2
5	CB 31	180	IEC VI	0.23	-	-	114	IEC VI	0.19	-	-
6	CB 102	180	IEC NI	0.05	450	0.1	96	IEC NI	0.10	822	0.1
7	CB 103	180	IEC NI	0.05	810	0.1	132	IEC NI	0.07	891	0.1
8	CB 301	240	IEC Curve A	0.1	1305	0.1	201	IEC Curve A	0.11	1350	0.1
9	CB 303	240	IEC curva A	0.04	495	0.1	192	IEC curva A	0.04	1320	0.1
10	CB 312	100	IEC curve C	1.8	-	-	132	IEC curve C	0.3	-	-

Tabla 4.26 Protección de fases: Ajustes tradicional y ajustes usando algoritmo genético en el escenario en operación normal de la red eléctrica.

ITEM	RELÉ	FORMA TRADICIONAL			CON ALGORITMO GENÉTICO		
		I0>	CURVA	t0>	I0>	CURVA	t0>
1	CB 01	40	IEC NI	0.13	24	IEC NI	0.13
2	CB 03	80	IEC NI	0.15	58	IEC NI	0.15
3	CB 05	90	IEC NI	0.07	84	IEC NI	0.07
4	CB 07	40	IEC NI	0.4	32	IEC NI	0.4
5	CB 31	48	IEC VI	0.35	30	IEC VI	0.35
6	CB 102	39	IEC VI	0.35	21	IEC VI	0.35
7	CB 103	54	IEC NI	0.13	51	IEC NI	0.1
8	CB 301	39	IEC Curve B	0.49	39	IEC Curve B	0.75
9	CB 303	39	IEC NI	0.22	21	IEC NI	0.22
10	CB 312	20	IEC curve B	1	14	IEC curve B	1

Tabla 4.27 Protección de tierra: Ajustes tradicional y ajustes usando algoritmo genético en el escenario en operación normal de la red eléctrica.

En las tablas 4.26 y 4.27 se observa que usando algoritmos genéticos se reduce la corriente de arranque y el dial de tiempo de los relés logrando de esta manera una mayor rapidez en su actuación.

4.3.2 Topología 2 (Sistema Eléctrico Operando en Aislado).

Trabajando en aislado se disminuye el valor de las corrientes de corto circuito del sistema eléctrico variando de esta manera la coordinación de protecciones [14].

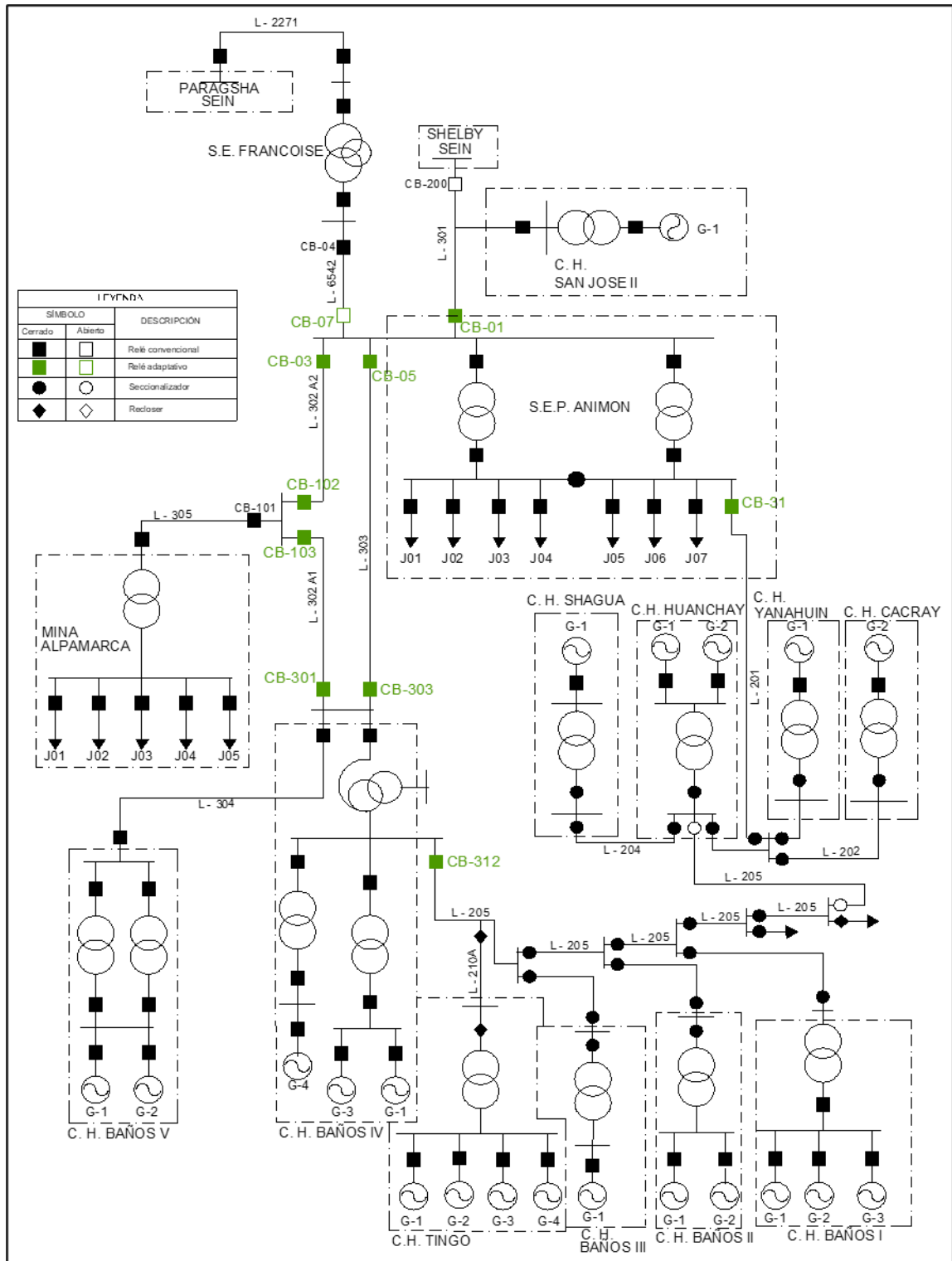


Figura 4.26 Sistema Eléctrico Chungar operando en aislado.

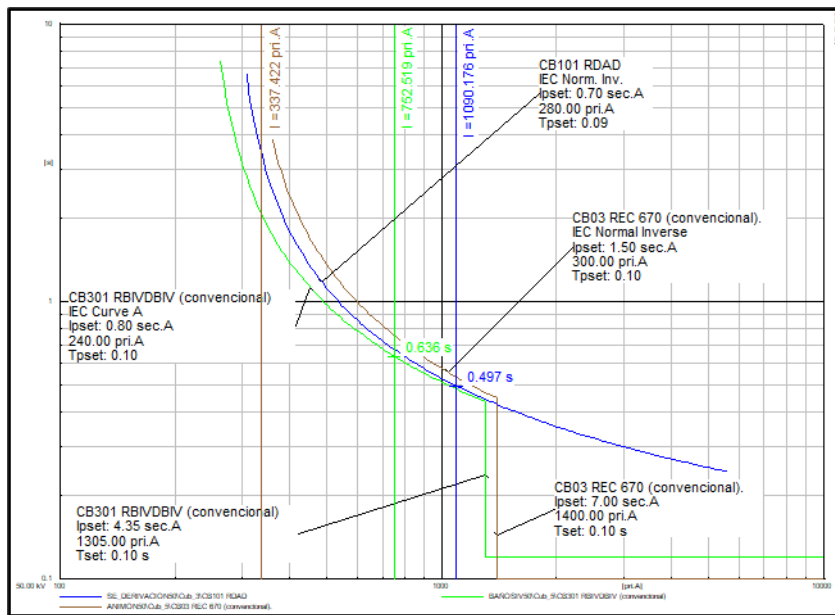


Figura 4.27 Cortocircuito trifásico al 1% de la línea L-305, ajustes convencionales del relé principal CB101 y sus relés de respaldo CB03 y CB301.

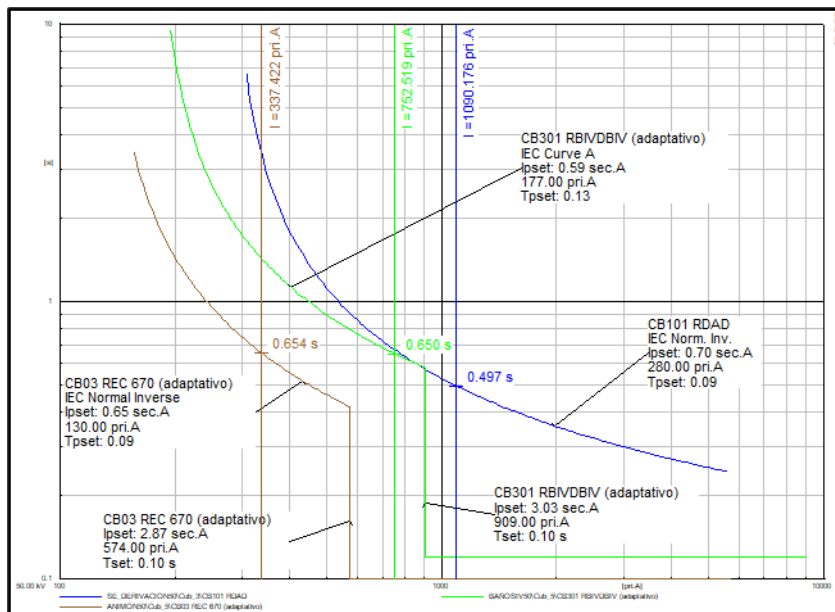


Figura 4.28 Cortocircuito trifásico al 1% de la línea L-305, ajustes adaptativos del relé principal CB101 y sus relés de respaldo CB03 y CB301.

En la figura 4.27 (ajuste convencional) se observa que la protección de respaldo el relé CB03 no alcanza disparar, lo cual se considera inadecuado y en la figura 4.28 (ajustes adaptativos) se observa que la protección de respaldo el relé CB03 dispara en 654 ms lo cual se considera adecuado.

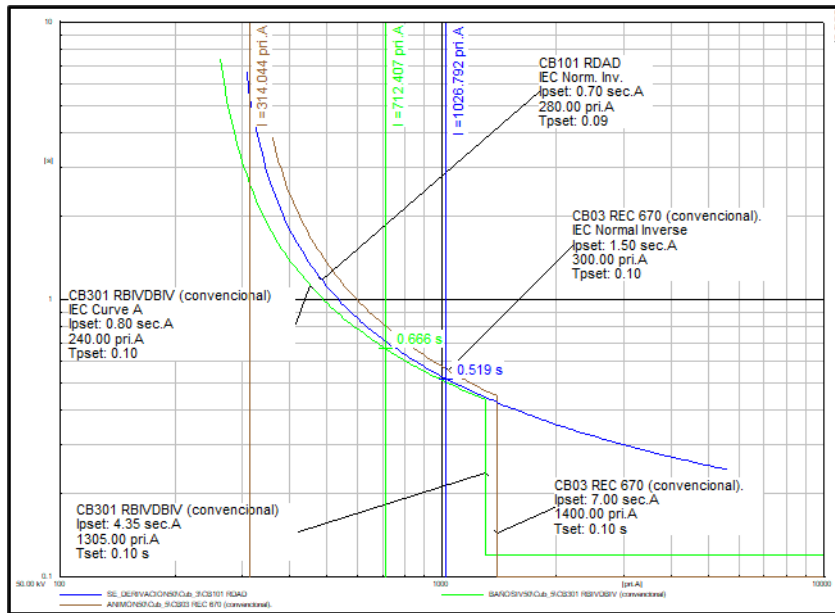


Figura 4.29 Cortocircuito trifásico al 99% de la línea L-305, ajustes convencionales del relé principal CB101 y sus relés de respaldo CB03 y CB301.

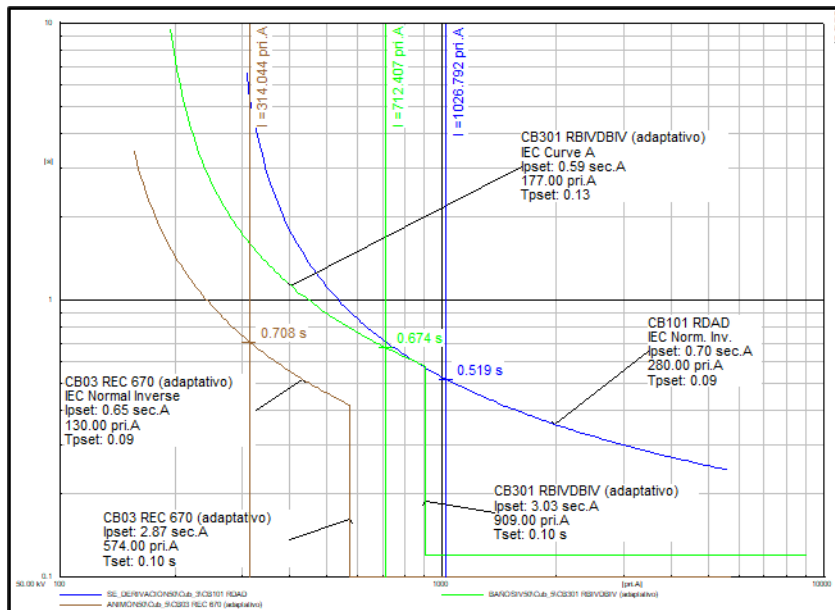


Figura 4.30 Cortocircuito trifásico al 99% de la línea L-305, ajustes adaptativos del relé principal CB101 y sus relés de respaldo CB03 y CB301.

En la figura 4.29 (ajuste convencional) se observa que la protección de respaldo el relé CB03 no alcanza disparar, lo cual se considera inadecuado. En la figura 4.30 (ajustes adaptativos) se observa que la protección de respaldo el relé CB03 dispara en 708 ms, lo cual se considera adecuado.

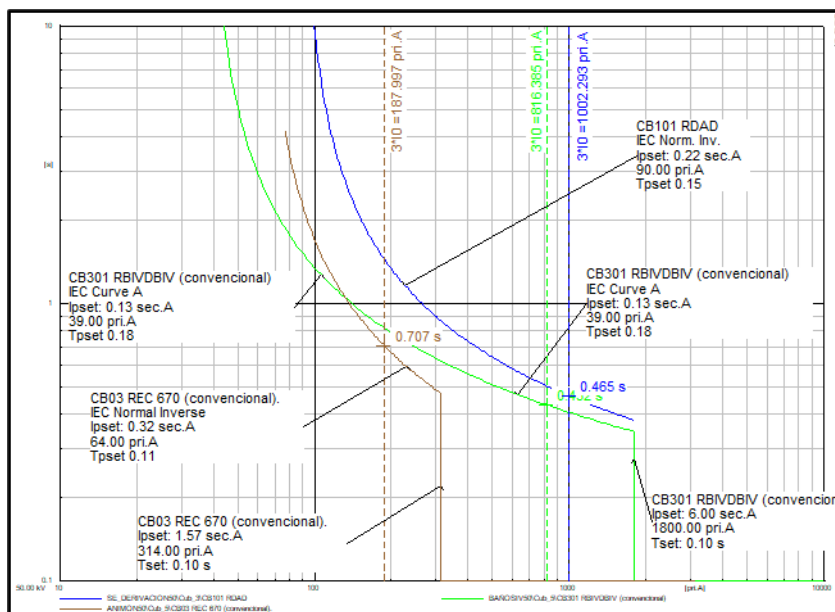


Figura 4.31 Cortocircuito monofásico al 1% de la línea L-305, ajustes convencionales del relé principal CB101 y sus relés de respaldo CB03 y CB301.

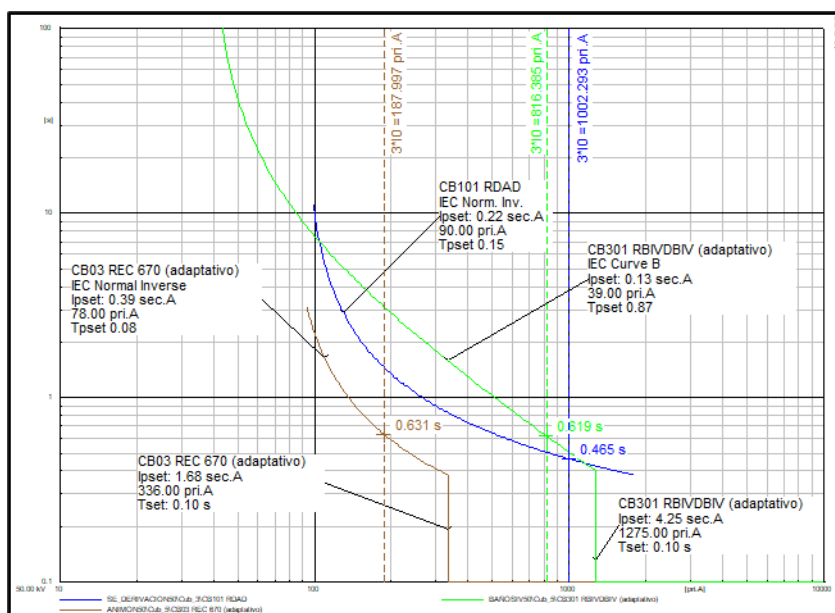


Figura 4.32 Cortocircuito monofásico al 1% de la línea L-305, ajustes adaptativos del relé principal CB101 y sus relés de respaldo CB03 y CB301.

En la figura 4.31 (ajuste convencional) se observa que el relé CB301 que debería ser de respaldo despeja primero la falla en 432 ms perdiéndose de esta manera la selectividad, lo cual se considera inadecuado. En la figura 4.32 (ajustes adaptativos) se observa que el relé CB101 despeja la falla en 465 ms y la protección de respaldo el relé CB03 lo hace en 631 ms, existiendo un margen de coordinación de 166 ms, lo cual se considera adecuado.

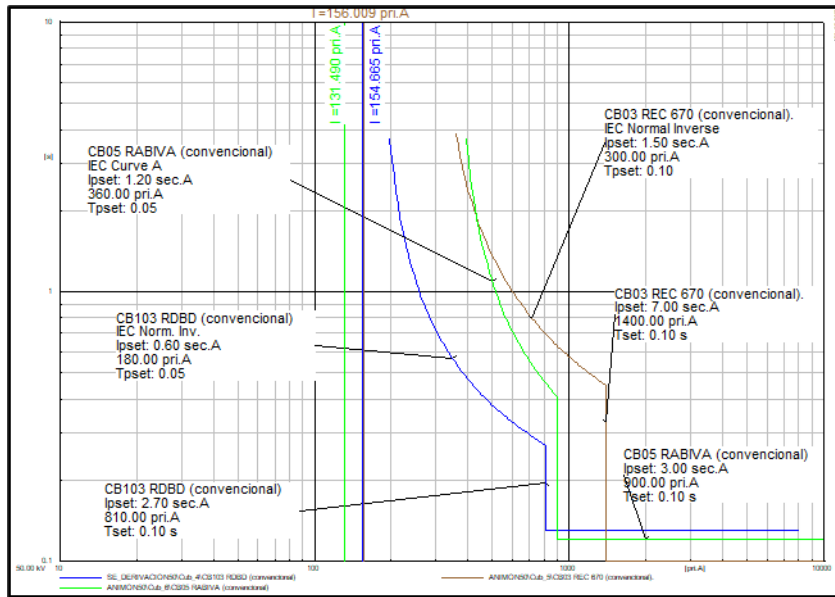


Figura 4.33 Cortocircuito trifásico al 1% de la línea L-302A1, ajustes convencionales del relé principal CB103 y sus relés de respaldo CB03 y CB05.

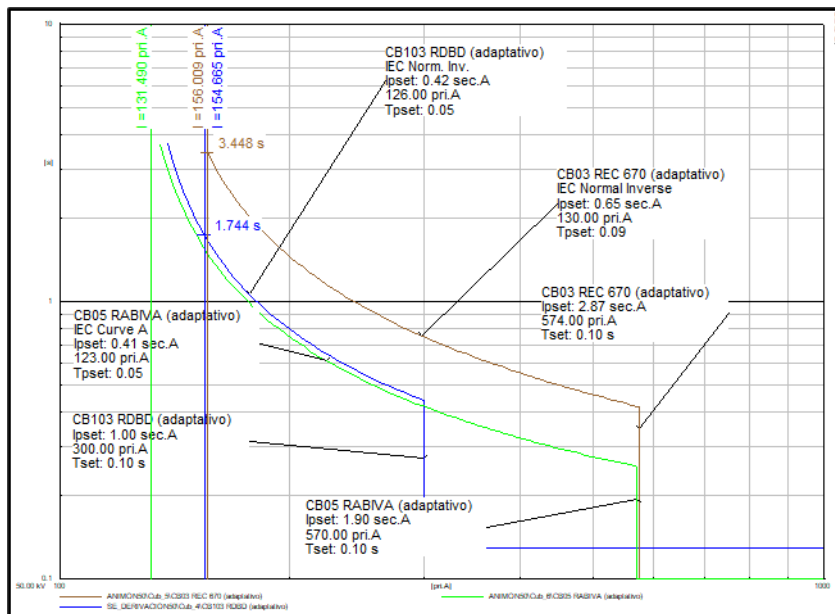


Figura 4.34 Cortocircuito trifásico al 1% de la línea L-302A1, ajustes adaptativos del relé principal CB103 y sus relés de respaldo CB03 y CB05.

En la figura 4.33 (ajustes convencionales) se observa que no se despeja la falla, lo cual se considera inadecuado. En la figura 4.34 (ajustes adaptativos) se observa que ante fallas trifásicas francas al 1% de la línea L-302A1 el relé CB103 despeja la falla en 1744 ms y la protección de respaldo el relé CB03 lo hace en 3448 ms, lo cual se considera adecuado.

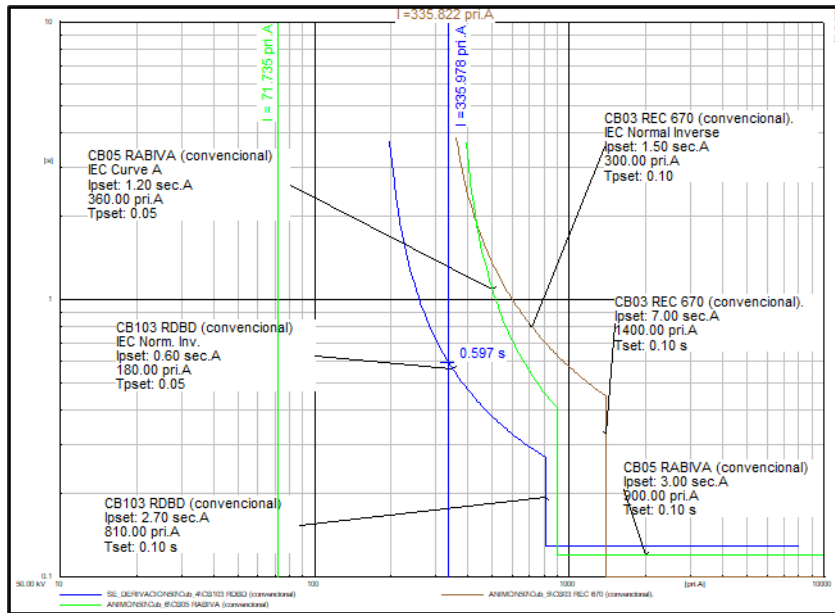


Figura 4.35 Cortocircuito trifásico al 99% de la línea L-302A1, ajustes convencionales del relé principal CB103, y sus relés de respaldo CB03 y CB05.

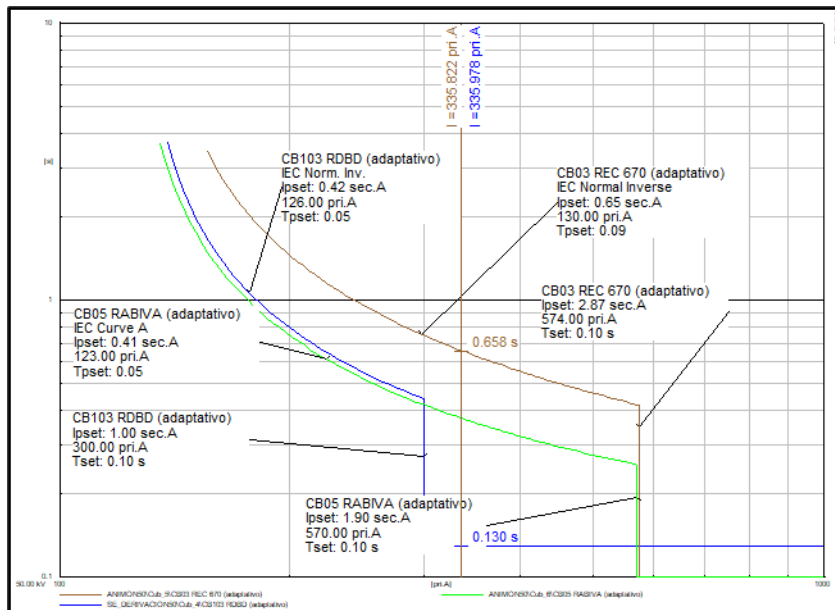


Figura 4.36 Cortocircuito trifásico al 99% de la línea L-302A1, ajustes adaptativos del relé principal CB103, y sus relés de respaldo CB03 y CB05.

En la figura 4.35 (ajuste convencional) se observa que ante fallas trifásicas francas al 99% de la línea L-302A1 el relé CB103 despeja la falla en 597 ms y la protección de respaldo el relé CB03 no lo hace, lo cual se considera inadecuado. En la figura 4.36 (ajustes adaptativos) se observa que el relé CB103 despeja la falla en 130 ms y la protección de respaldo el relé CB03 lo hace en 658 ms, existiendo un margen de coordinación de 528 ms, lo cual se considera adecuado.

4.3.3 Topología 3 (Cambio de Conexión al SEIN).

Cambiar de punto de alimentación principal hace variar el valor de las corrientes de corto circuito del sistema eléctrico afectando de esta manera la coordinación de protecciones.

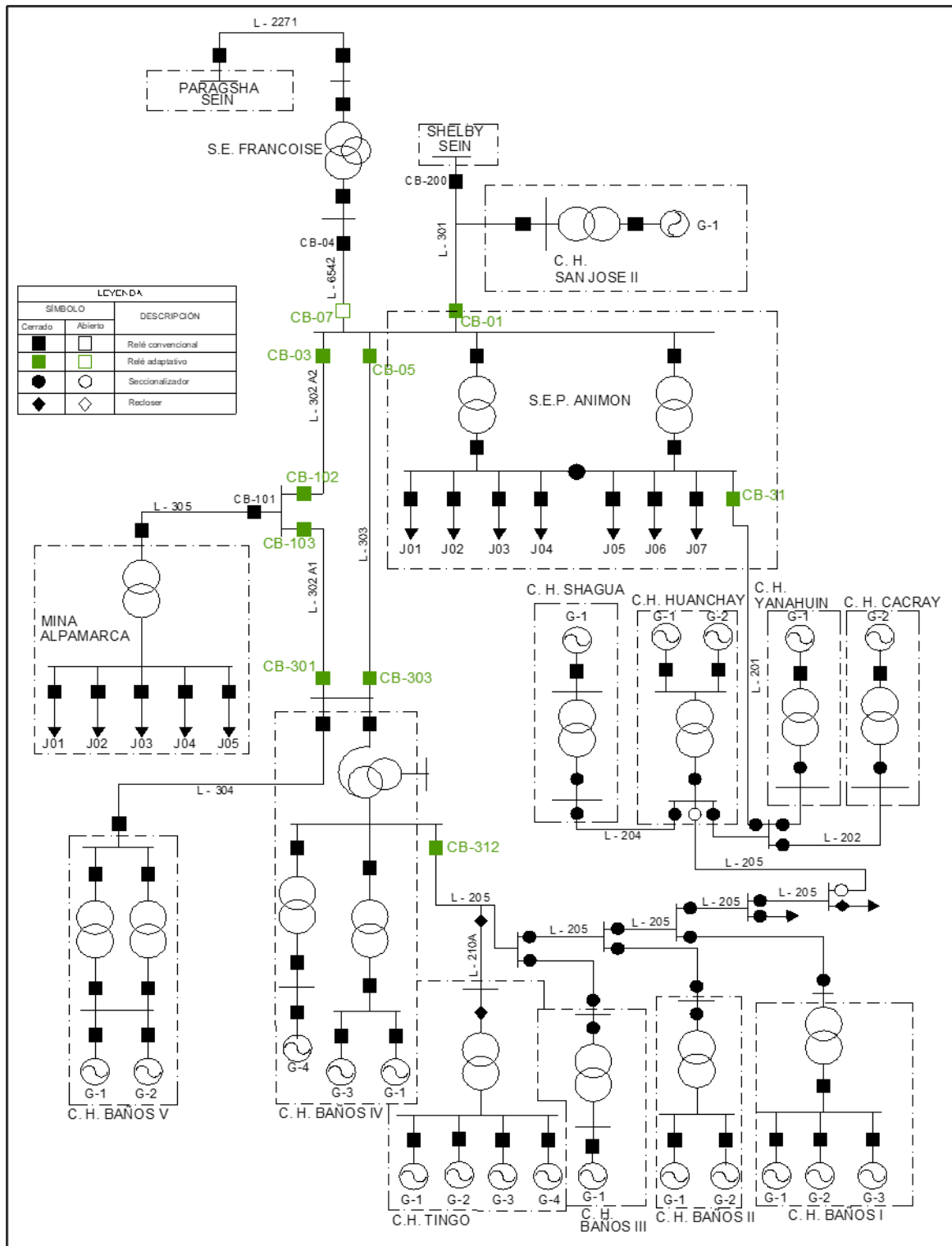


Figura 4.37 Sistema Eléctrico Chungar alimentándose por Shelby – SEIN.

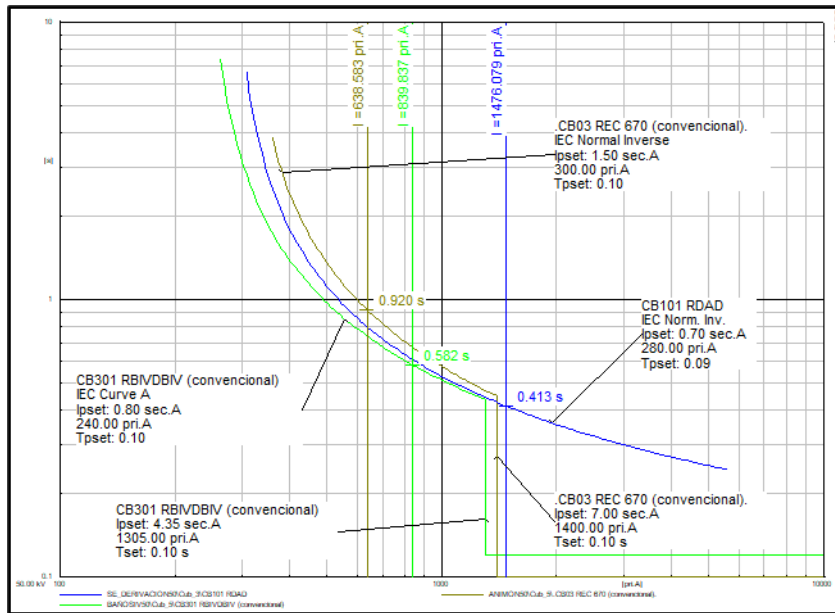


Figura 4.38 Cortocircuito trifásico al 1% de la línea L-305, ajuste convencional de los relés CB101, CB03 y CB301.

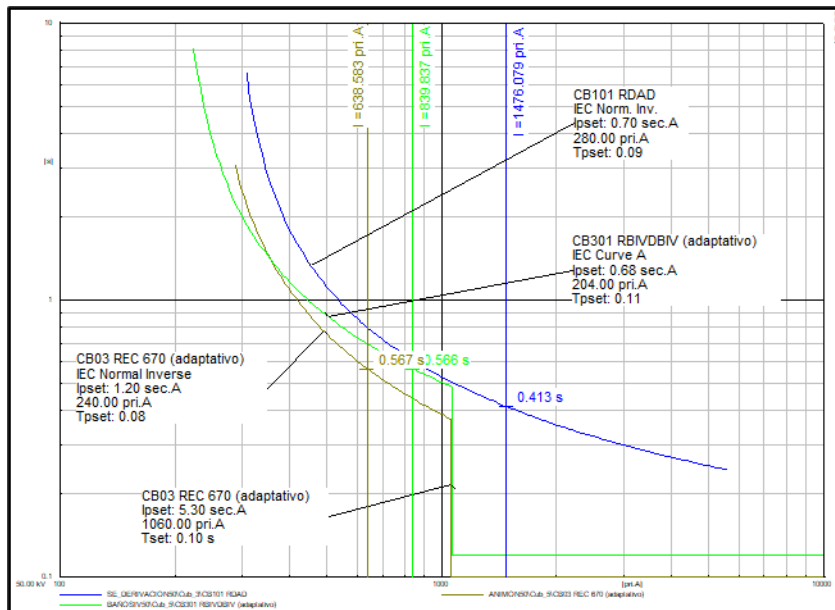


Figura 4.39 Cortocircuito trifásico al 1% de la línea L-305, ajuste adaptativo de los relés CB101, CB03 y CB301.

En la figura 4.38 (ajuste convencional) se observa que ante fallas trifásicas francas al 1% de la línea L-305 el relé CB101 despeja la falla en 413 ms y los relés de respaldo CB301 y CB03 lo hacen en 582 ms y 920 ms, existiendo un margen de coordinación de 169 ms y 507 ms respectivamente, lo cual es adecuado. En la figura 4.39 (ajustes adaptativos) se observa que el relé de respaldo CB03 dispara en 567 ms, existiendo un margen de coordinación de 154 ms, los tiempos de actuación se han reducido.

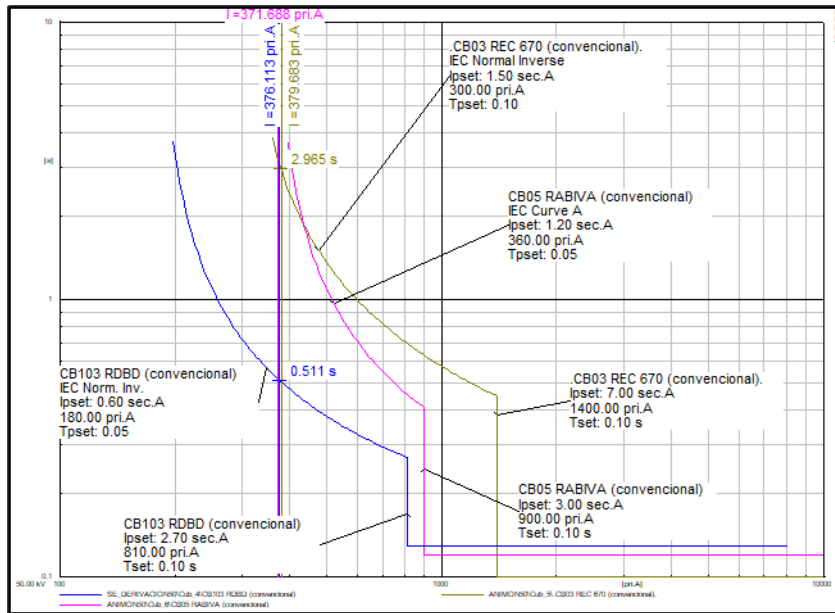


Figura 4.40 Cortocircuito trifásico al 1% de la línea L-302A1, ajuste convencional de los relés CB103, CB03 y CB05.

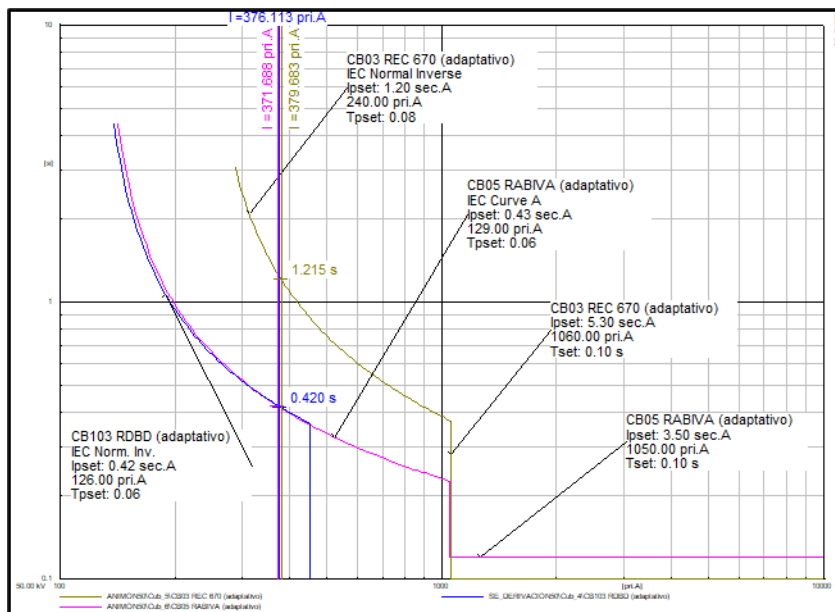


Figura 4.41 Cortocircuito trifásico al 1% de la línea L-302A1, ajuste adaptativo de los relés CB103, CB03 y CB05.

En la figura 4.40 (ajuste convencional) se observa que ante fallas trifásicas francas al 1% de la línea L-302A1 el relé CB103 despeja la falla en 511 ms y la protección de respaldo el relé CB03 lo hace en 2,9 s, existiendo un margen de coordinación de 2,4 s, lo cual no es adecuado. En la figura 4.41 (ajustes adaptativos) se observa que el relé CB103 despeja la falla en 420 ms y la protección de respaldo el relé CB03 lo hace en 1215 ms, existiendo un margen de coordinación de 795 ms. Se ha reducido el tiempo de actuación de los relés.

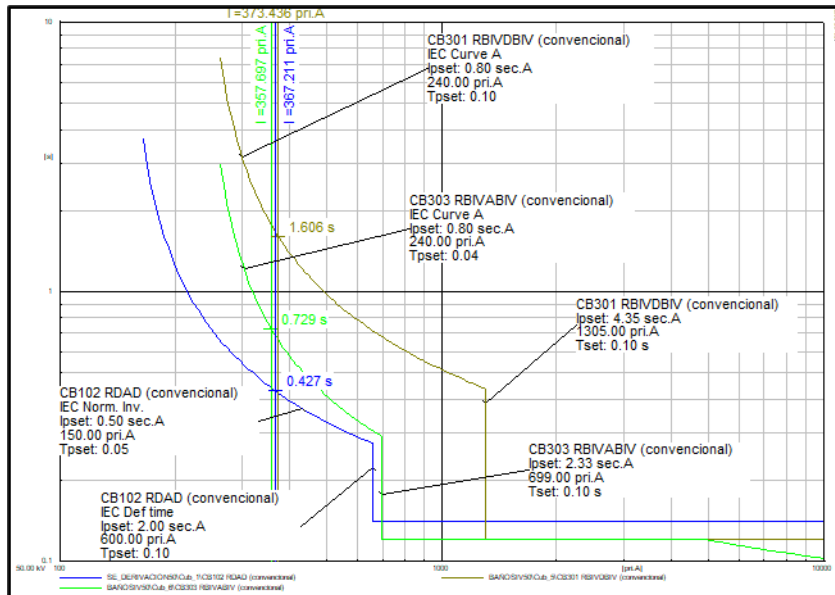


Figura 4.42 Cortocircuito trifásico al 1% de la línea L-302A2, ajuste convencional de los relés CB102, CB301 y CB303.

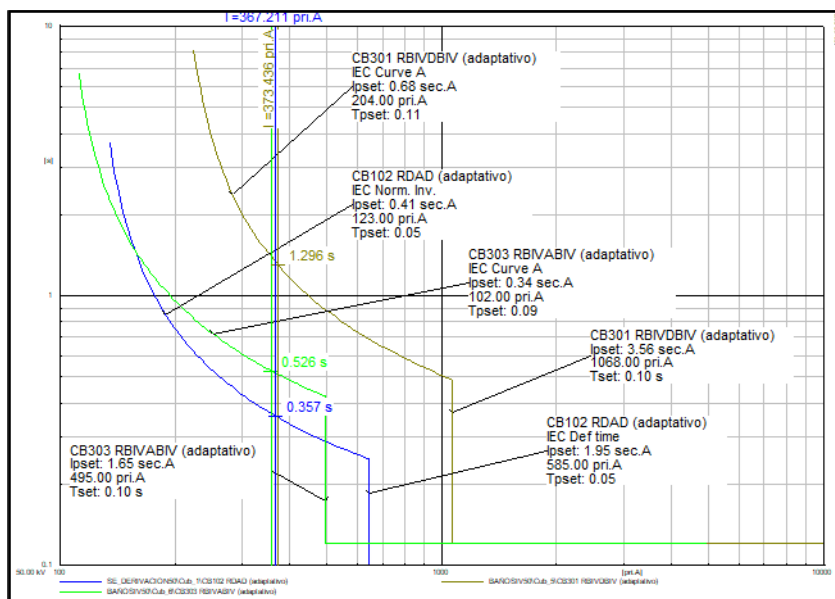


Figura 4.43 Cortocircuito trifásico al 1% de la línea L-302A2, ajuste adaptativo de los relés CB102, CB301 y CB303.

En la figura 4.42 (ajuste convencional) se observa que ante fallas trifásicas francas al 1% de la línea L-302A2 el relé CB102 despeja la falla en 427 ms y la protección de respaldo el relé CB303 lo hace en 729 ms, existiendo un margen de coordinación de 302 ms, lo cual es adecuado. En la figura 4.43 (ajustes adaptativos) se observa que el relé CB102 despeja la falla en 357 ms y la protección de respaldo el relé CB303 lo hace en 526 ms, haciendo un margen de coordinación de 169 ms. Se ha reducido el tiempo de actuación de los relés.

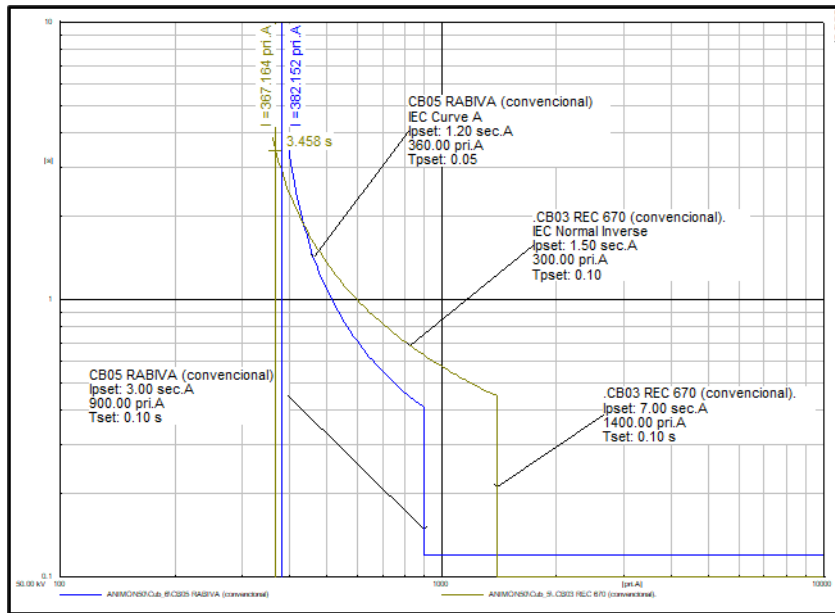


Figura 4.44 Cortocircuito trifásico al 99% de la línea L-303, ajuste convencional del relé principal CB05 y el relé de respaldo CB03.

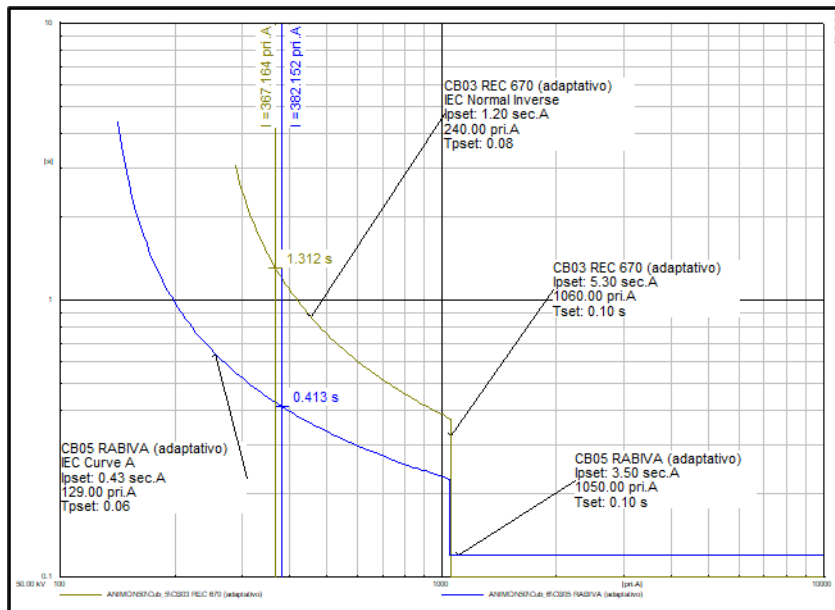


Figura 4.45 Cortocircuito trifásico al 99% de la línea L-303, ajuste adaptativo del relé principal CB05 y el relé de respaldo CB03.

En la figura 4.44 (ajuste convencional) se observa que ante fallas trifásicas francas al 99% de la línea L-303 el relé principal CB05 no despeja la falla, lo cual se considera inadecuado. En la figura 4.45 (ajustes adaptativos) se observa que el relé CB05 despeja la falla en 413 ms y la protección de respaldo el relé CB03 lo hace en 1312 ms, existiendo un margen de coordinación de 899 ms, lo cual se considera adecuado.

4.3.4 Topología 4 (Desconexión de la Línea L302A1).

La desconexión de una línea influye en el valor de las corrientes de corto circuito del sistema eléctrico influyendo de esta manera en la coordinación de protecciones.

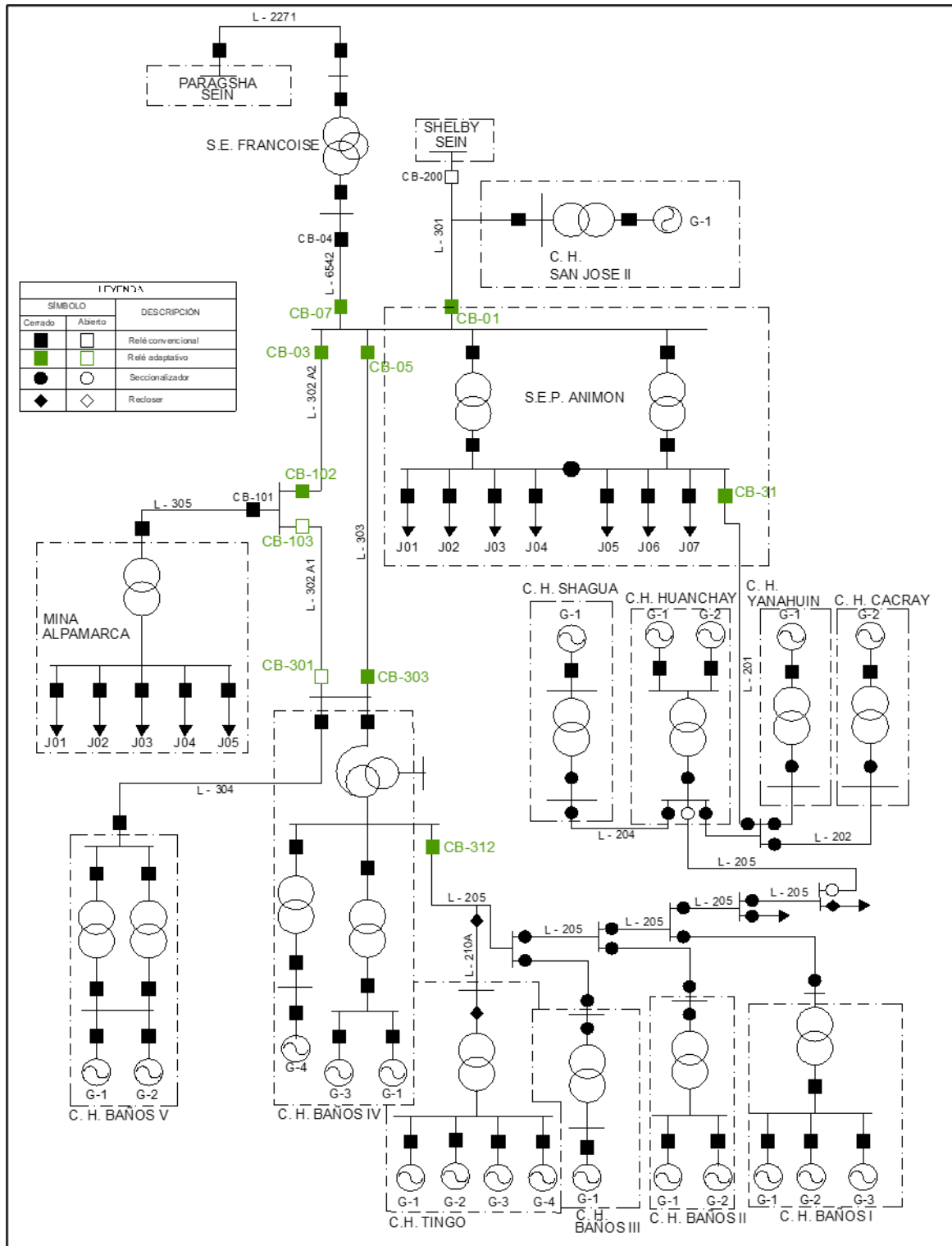


Figura 4.46 Sistema Eléctrico Chungar con desconexión de la línea L302A1

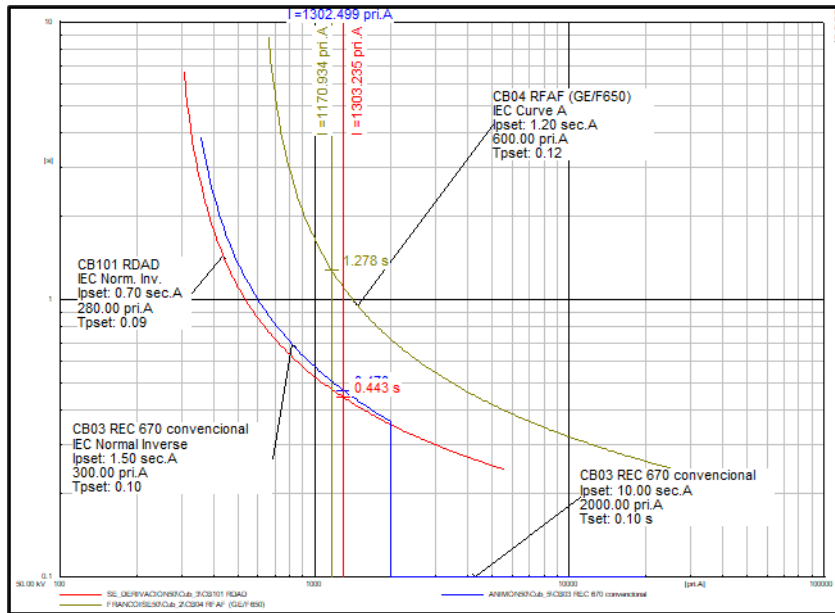


Figura 4.47 Cortocircuito trifásico al 01% de la línea L-305, relés CB 101, CB 03 y CB 04, ajuste convencional.

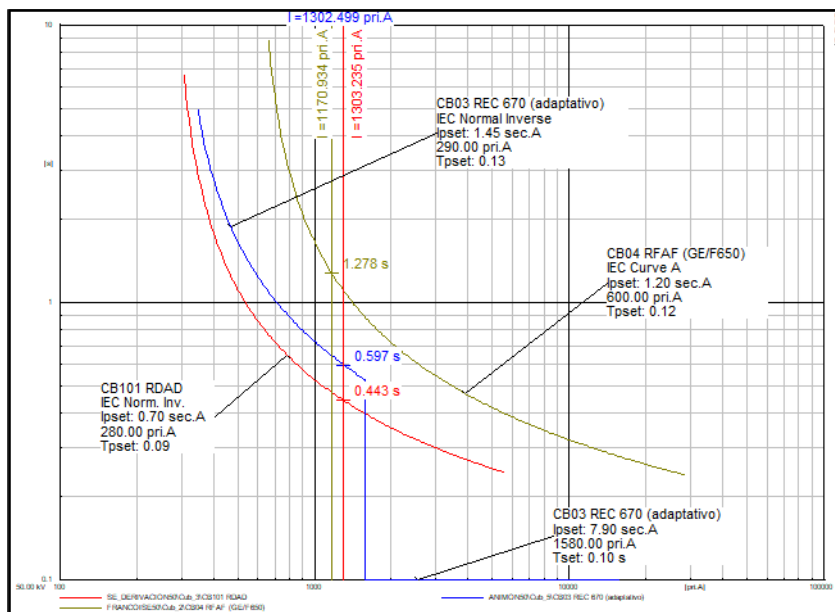


Figura 4.48 Cortocircuito trifásico al 01% de la línea L-305, relés CB 101, CB 03 y CB 04, ajuste adaptativo.

En la figura 4.47 (ajuste convencional) se observa que ante fallas trifásicas francas al 1% de la línea L-305 el relé CB101 despeja la falla en 443 ms y la protección de respaldo CB03 lo hacen en 470 ms, existiendo un margen de coordinación de 27 ms, lo cual se considera inadecuado. En la figura 4.48 (ajuste adaptativo) se observa que el relé CB101 despeja la falla en 443 ms y la protección de respaldo CB03 lo hacen en 597 ms. Lo cual se considera adecuado.

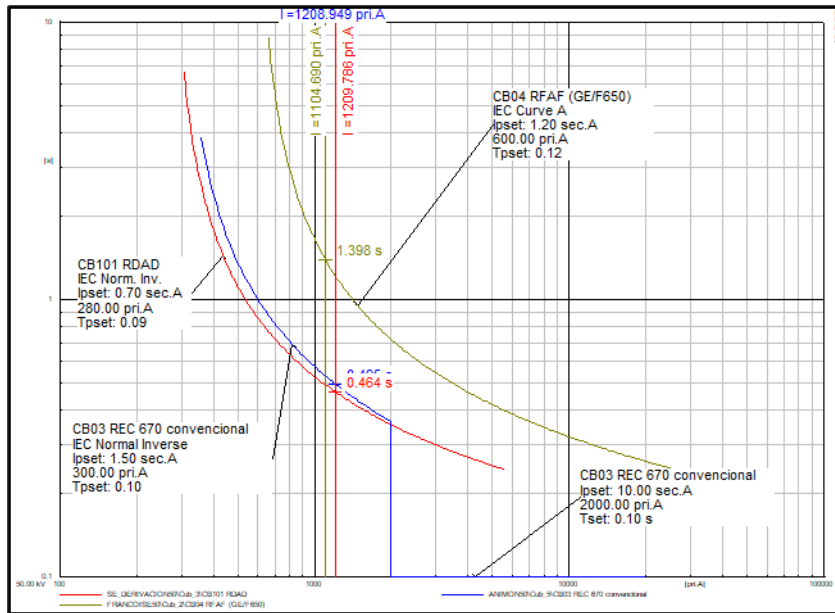


Figura 4.49 Cortocircuito trifásico al 99% de la línea L-305, relés CB 101, CB 03 y CB 04, ajuste convencional.

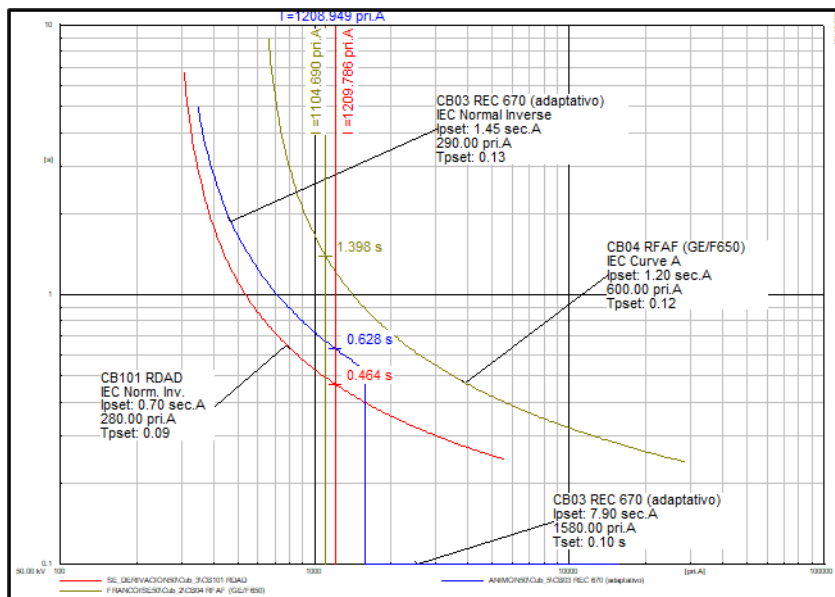


Figura 4.50 Cortocircuito trifásico al 99% de la línea L-305, relés CB 101, CB 03 y CB 04, ajuste adaptativo.

En la figura 4.49 (ajuste convencional) se observa que ante fallas trifásicas francas al 1% de la línea L-305 el relé CB101 despeja la falla en 464 ms y la protección de respaldo CB03 lo hacen en 495 ms, existiendo un margen de coordinación de 31 ms, lo cual se considera inadecuado. En la figura 4.50 (ajuste adaptativo) se observa que el relé CB101 despeja la falla en 464 ms y la protección de respaldo CB03 lo hacen en 628 ms, existiendo un margen de coordinación de 164 ms, lo cual se considera adecuado.

4.3.5 Topología 5 (Desconexión de la Línea L-302A2).

La desconexión de una línea influye en el valor de las corrientes de corto circuito del sistema eléctrico influyendo de esta manera en la coordinación de protecciones.

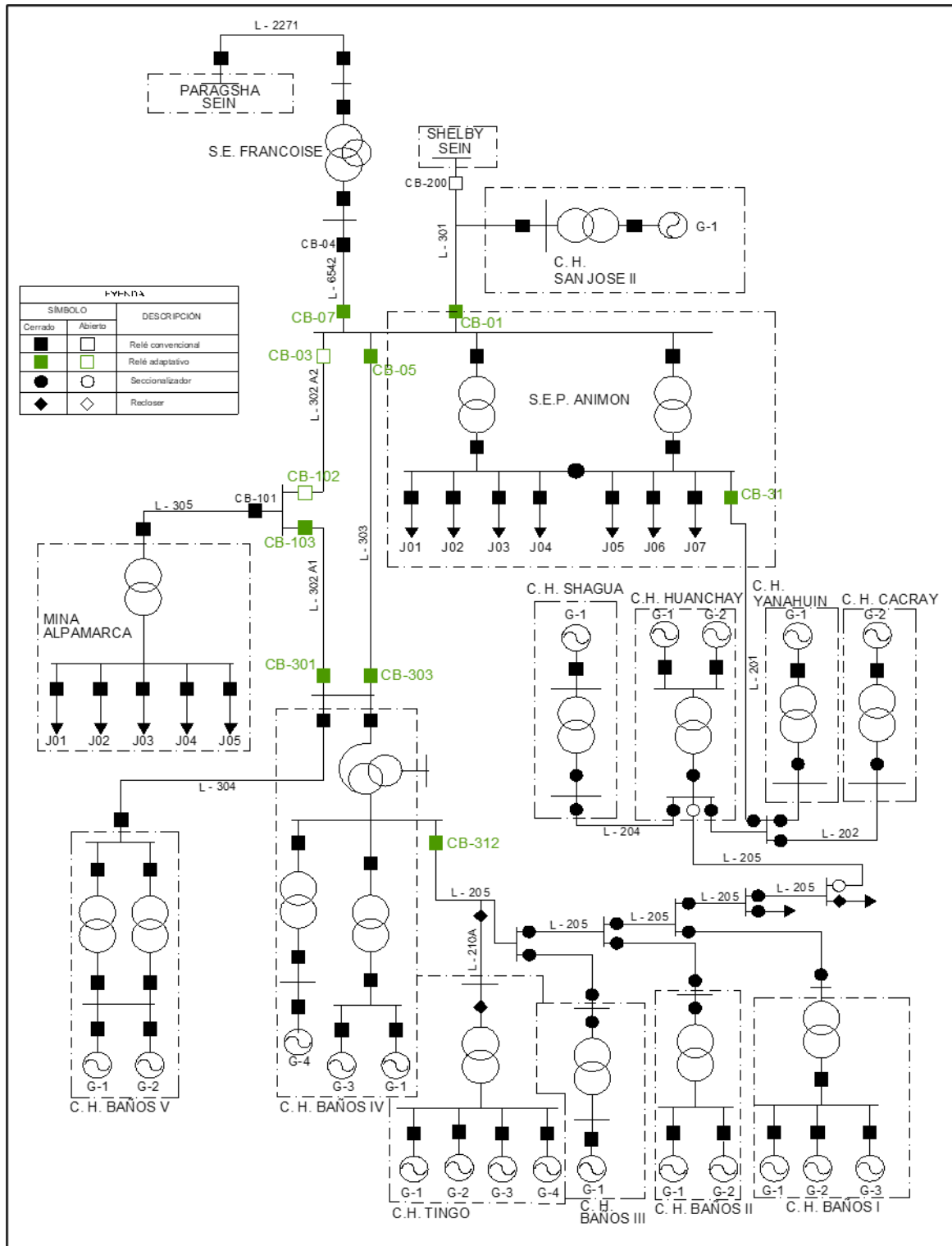


Figura 4.51 Sistema Eléctrico Chungar con desconexión de la línea L-302A2

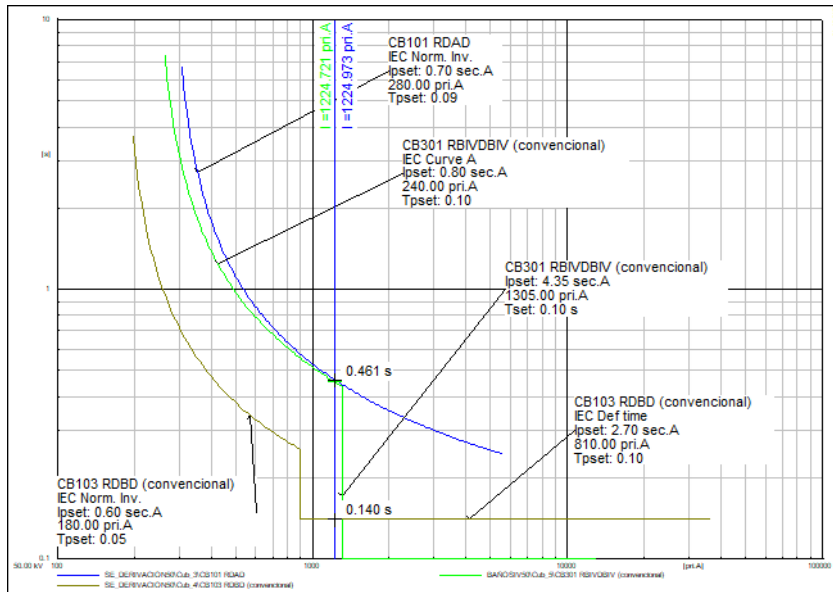


Figura 4.52 Cortocircuito trifásico al 1% de la línea L-305. Relés CB 103, CB 301 y CB 101, ajuste convencional.

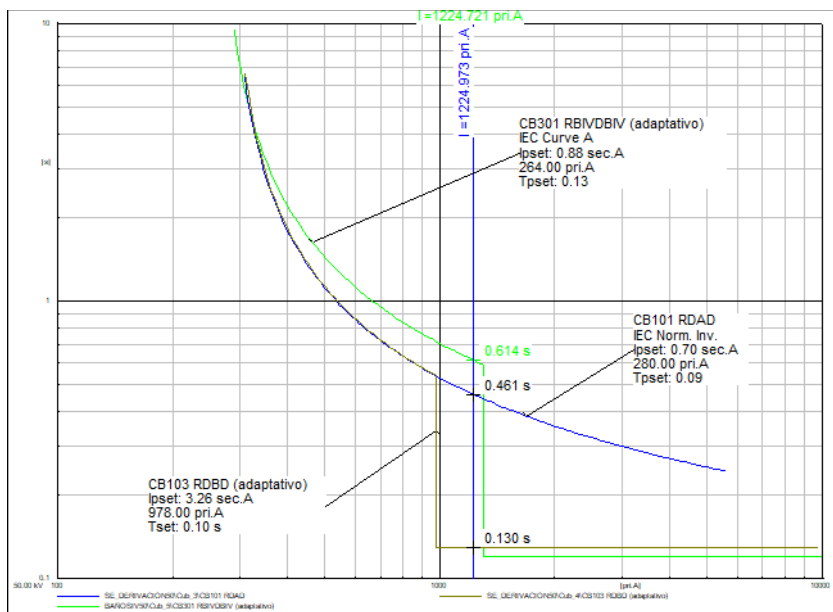


Figura 4.53 Cortocircuito trifásico al 1% de la línea L-305. Relés CB 103, CB 301 y CB 101, ajuste adaptativo.

De la figura 4.52 se observa que el ajuste convencional los relés no coordinan haciendo necesario implementar los ajustes adaptativos de la figura 4.53.

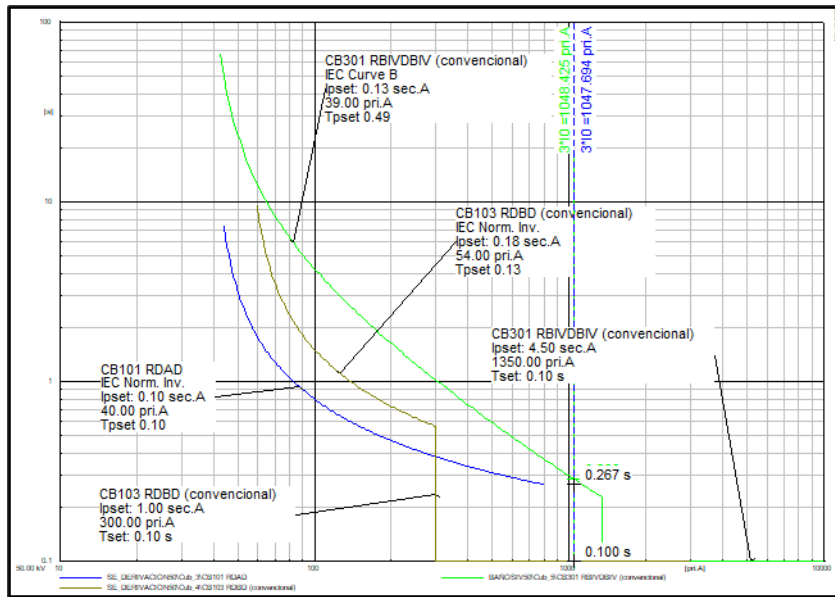


Figura 4.54 Cortocircuito monofásico al 1% de la línea L-305. Relés CB 303, CB 301 y CB 101, ajuste convencional.

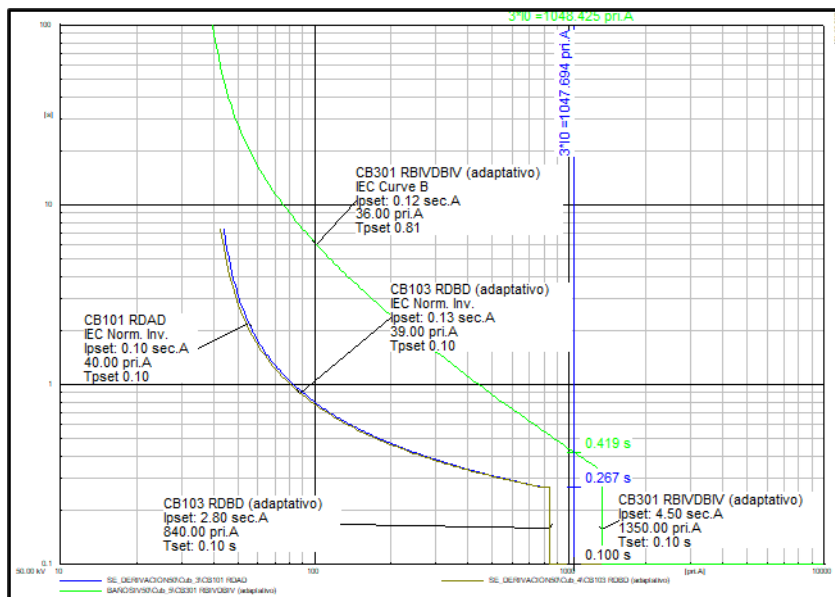


Figura 4.55 Cortocircuito monofásico al 1% de la línea L-305. Relés CB 303, CB 301 y CB 101, ajuste adaptativo.

De la figura 4.54 se observa que el ajuste convencional los relés no coordinan haciendo necesario implementar los ajustes adaptativos de la figura 4.55.

4.3.6 Topología 6 (Desconexión de las Líneas L-302 y L-303)

La desconexión de las líneas L-302 y L-303 incrementan el valor de flujo y cortocircuito en las líneas L-205 y L-201 afectando de esta manera en la coordinación de las protecciones.

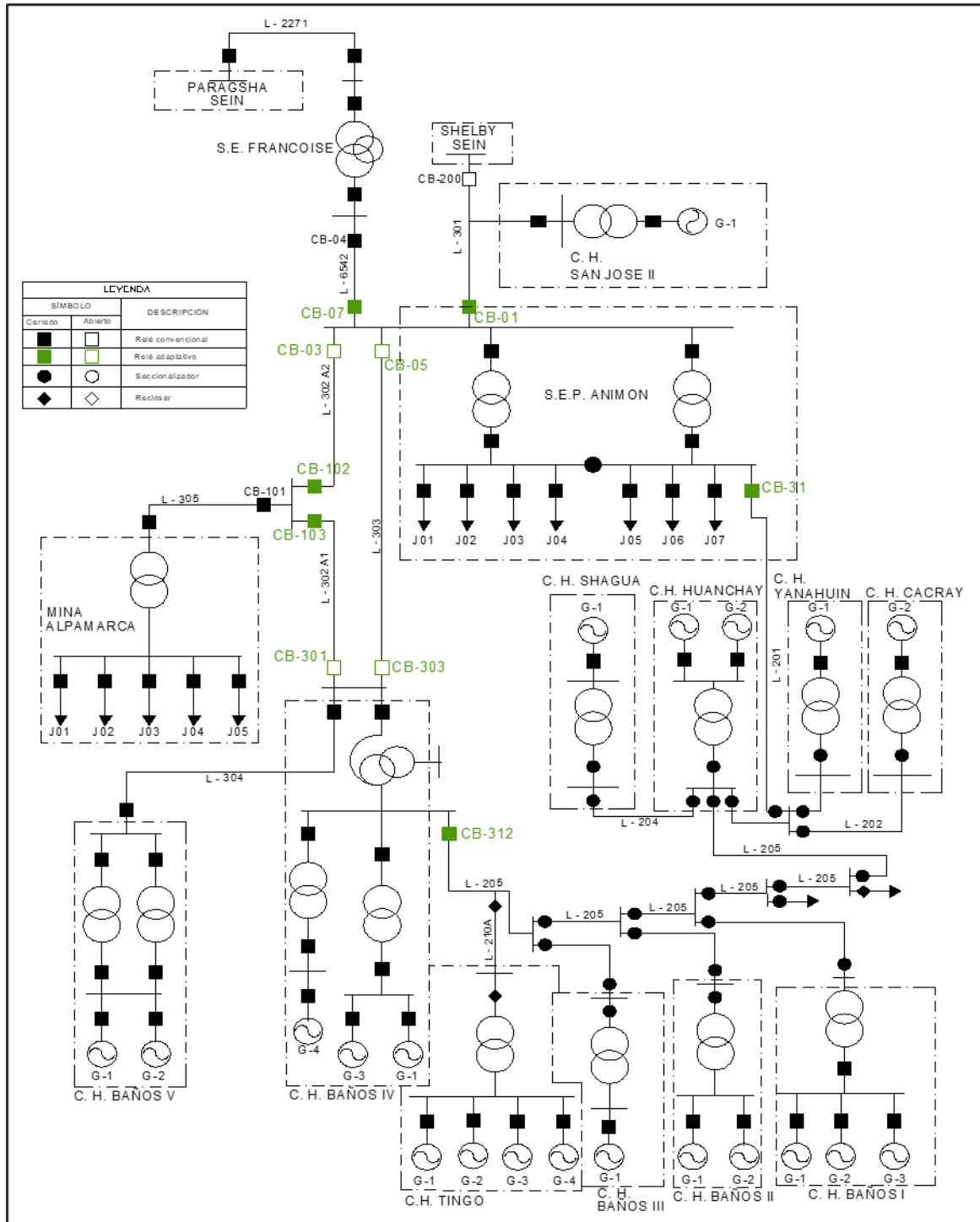


Figura 4.56 Sistema Eléctrico Chungar operando con las líneas L-302 y L-303 fuera de servicio.

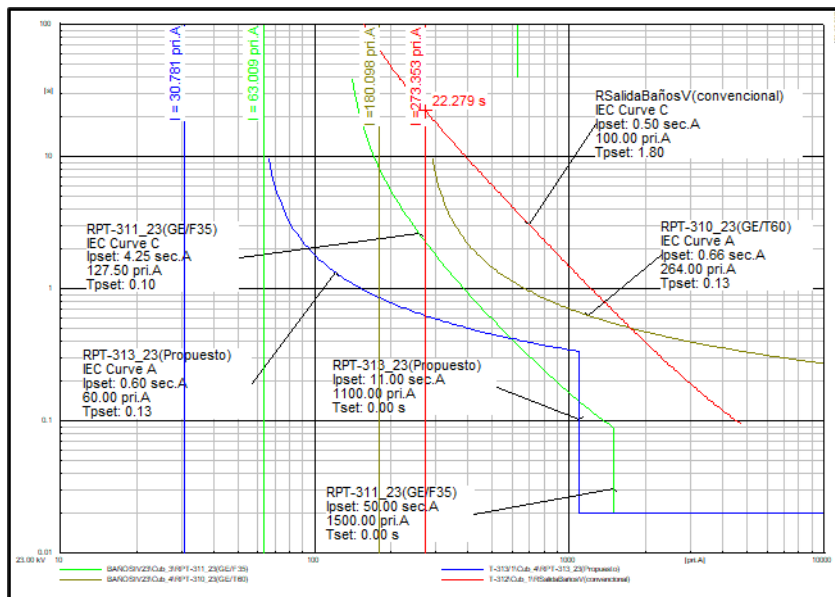


Figura 4.57 Flujo de potencia y los relés de sobrecorriente de la central hidroeléctrica Baños IV y sus subestaciones, ajuste convencional del relé CB-312.

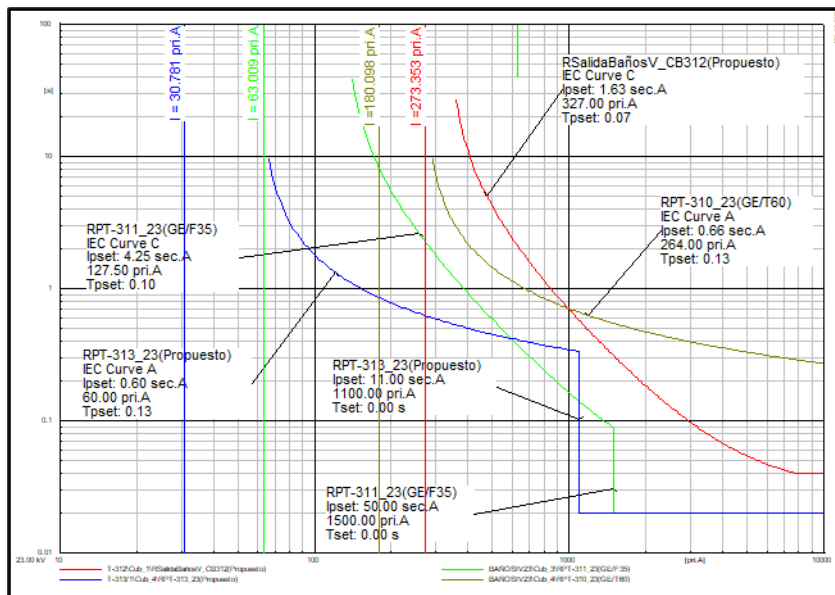


Figura 4.58 Flujo de potencia y los relés de sobrecorriente de la central hidroeléctrica Baños IV y sus subestaciones, ajuste adaptativo del relé CB-312.

De la figura 4.57 se observa que durante operación normal el ajuste convencional del relé CB-312 le manda a disparar en 22.3 segundos, la cual se considera inadecuado. De la figura 4.58 se observa que los relés trabajan correctamente en operación normal

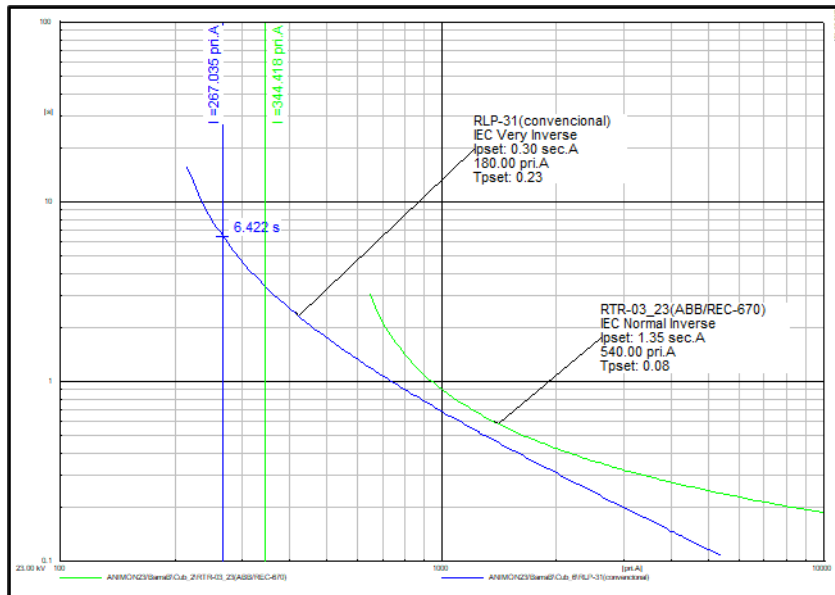


Figura 4.59 Flujo de potencia y los relés de sobrecorriente CB-31 y CB-18. Ajuste convencional.

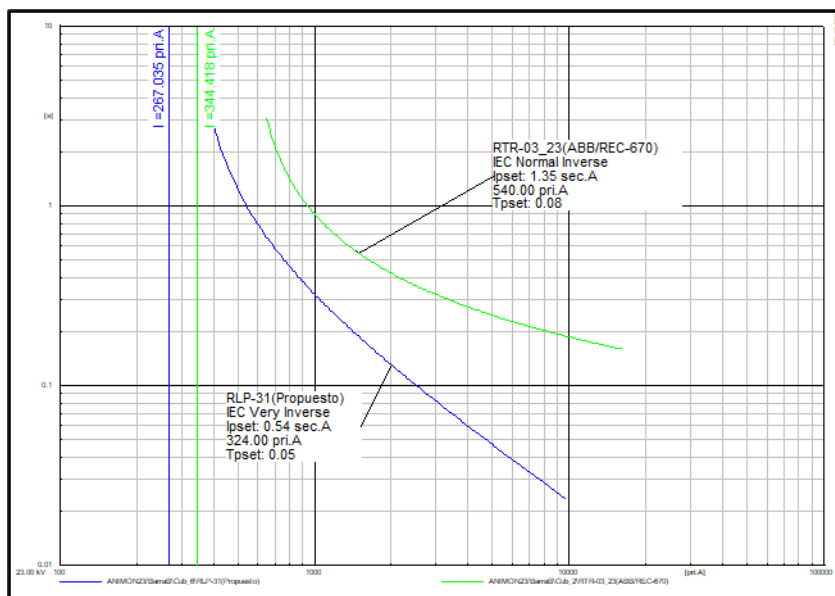


Figura 4.60 Flujo de potencia y los relés de sobrecorriente CB-31 y CB-18. Ajuste adaptativo.

De la figura 4.59 se observa que el ajuste convencional del relé CB-31 manda a disparar en 6.422 segundos durante operación normal la cual se considera inadecuado. De la figura 4.60 se observa que los relés trabajan correctamente en operación normal.

4.3.7 Topología 7 (Desconexión de la Línea L-302A2 y L-303).

La desconexión de las líneas L-302A2 y L-303 incrementan el valor de flujo y cortocircuito en las líneas L-205 y L-201 afectando de esta manera en la coordinación de las protecciones

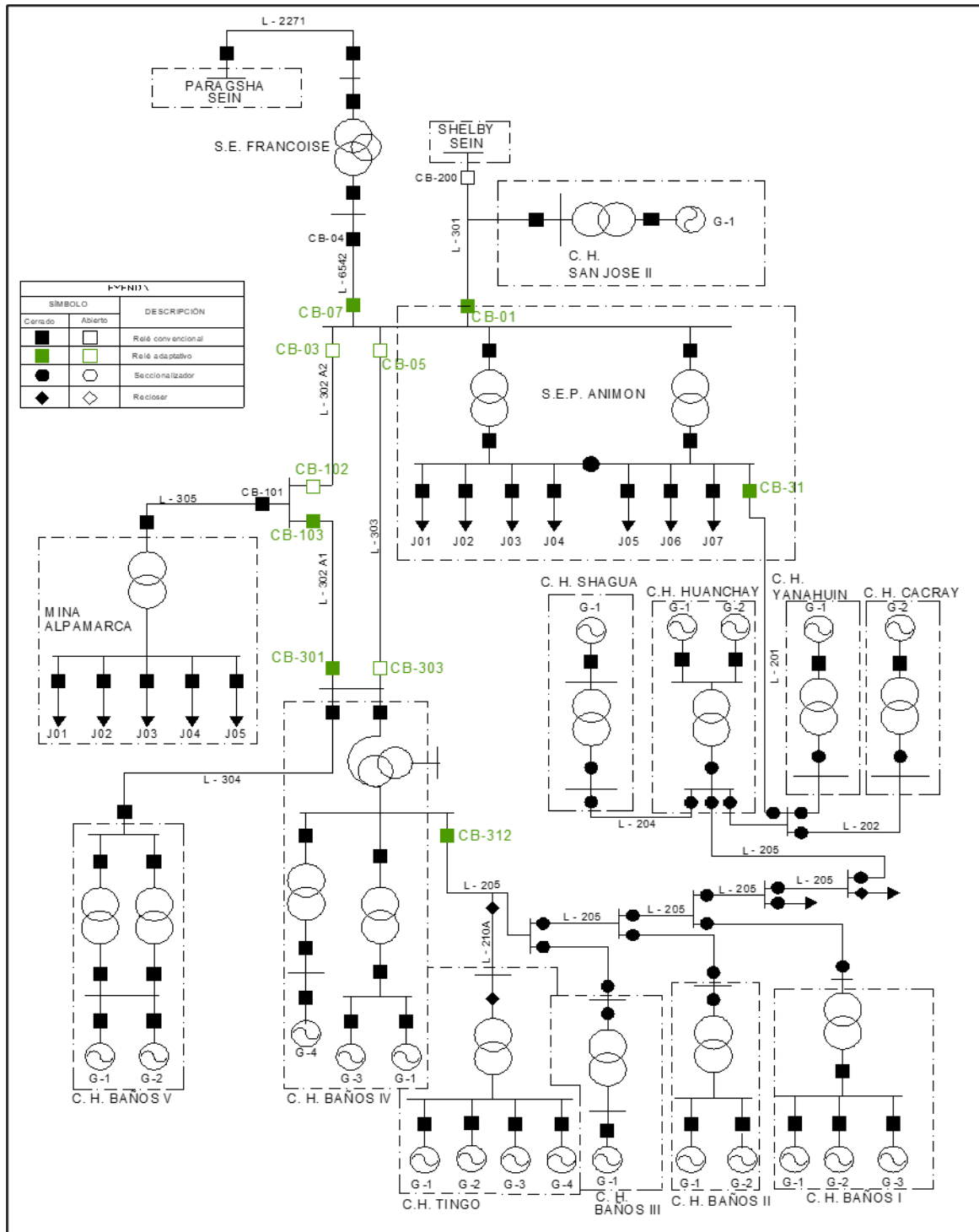


Figura 4.61 Sistema Eléctrico Chungar con desconexión de la línea L-302A2 y L-303.

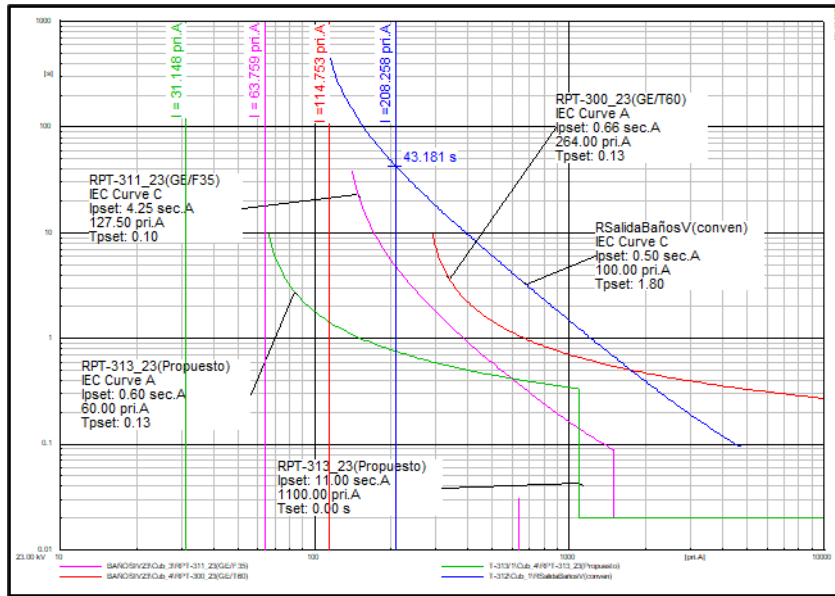


Figura 4.62 Flujo de potencia y los relés de sobrecorriente de la central hidroeléctrica Baños IV y sus subestaciones, ajuste convencional del relé CB-312.

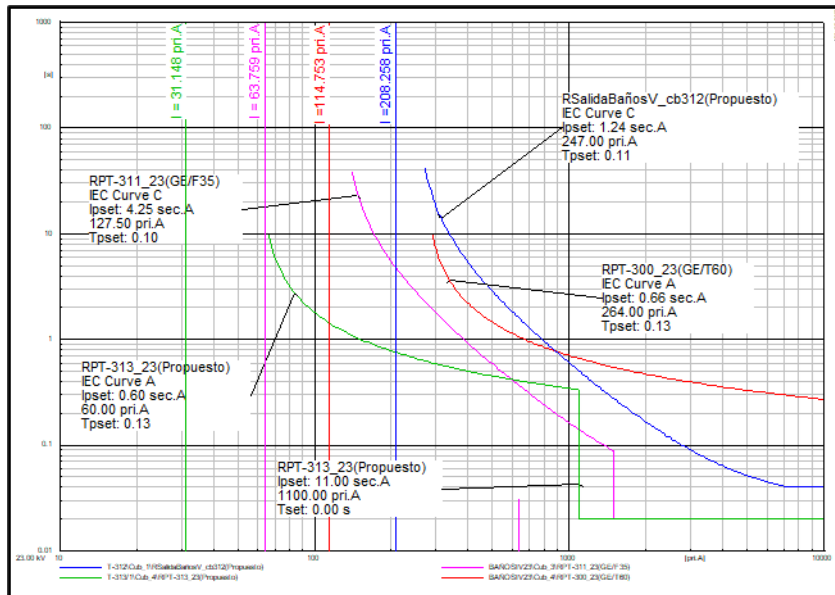


Figura 4.63 Flujo de potencia y los relés de sobrecorriente de la central hidroeléctrica Baños IV y sus subestaciones, ajuste adaptativo del relé CB-312.

De la figura 4.62 se observa que durante operación normal el ajuste convencional del relé CB-312 le manda a disparar en 43.18 segundos, la cual se considera inadecuado. De la figura 4.63 se observa que los relés trabajan correctamente en operación normal

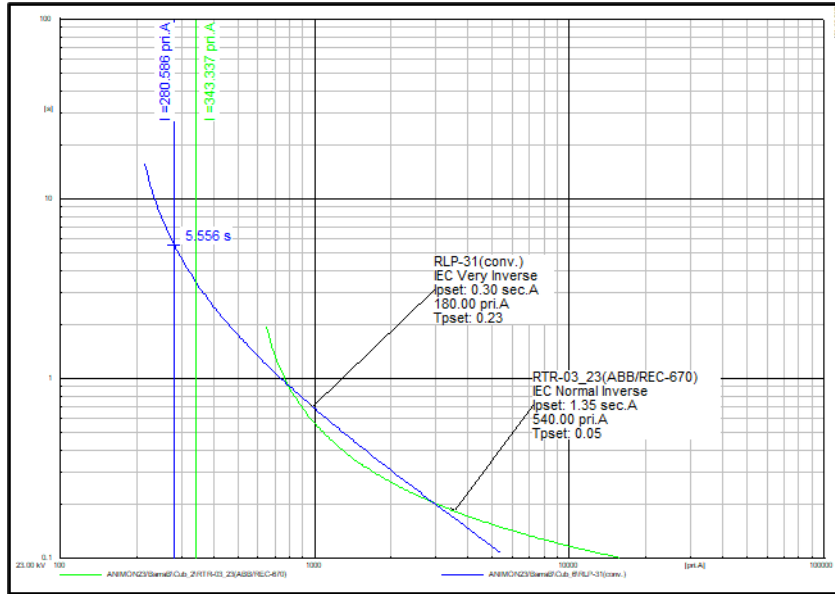


Figura 4.64 Flujo de potencia y los relés de sobrecorriente CB-31 y CB-18. Ajuste convencional.

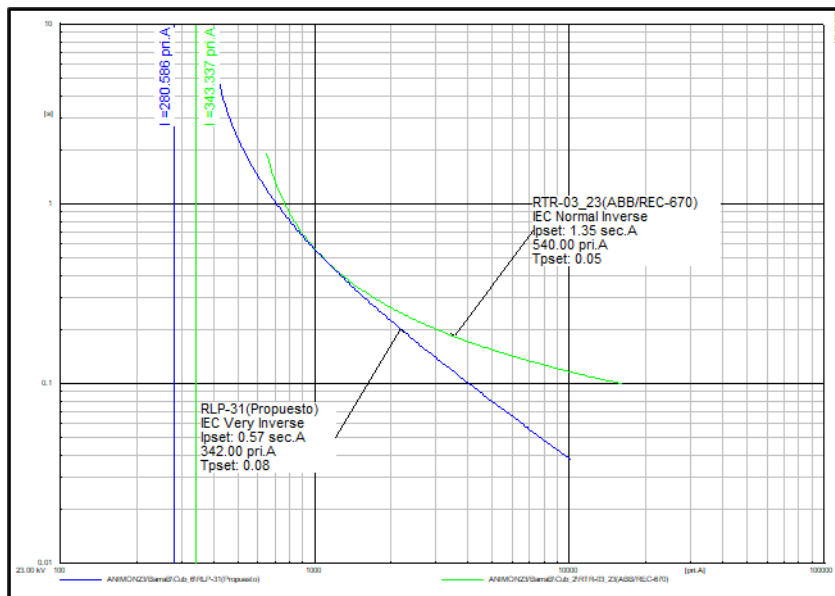


Figura 4.65 Flujo de potencia y los relés de sobrecorriente CB-31 y CB-18. Ajuste adaptativo.

De la figura 4.64 se observa que el ajuste convencional del relé CB-31 manda a disparar en 5.556 segundos durante operación normal la cual se considera inadecuado. De la figura 4.65 se observa que los relés trabajan correctamente en operación normal.

4.3.8 Topología 8 (Desconexión de la Línea L-303).

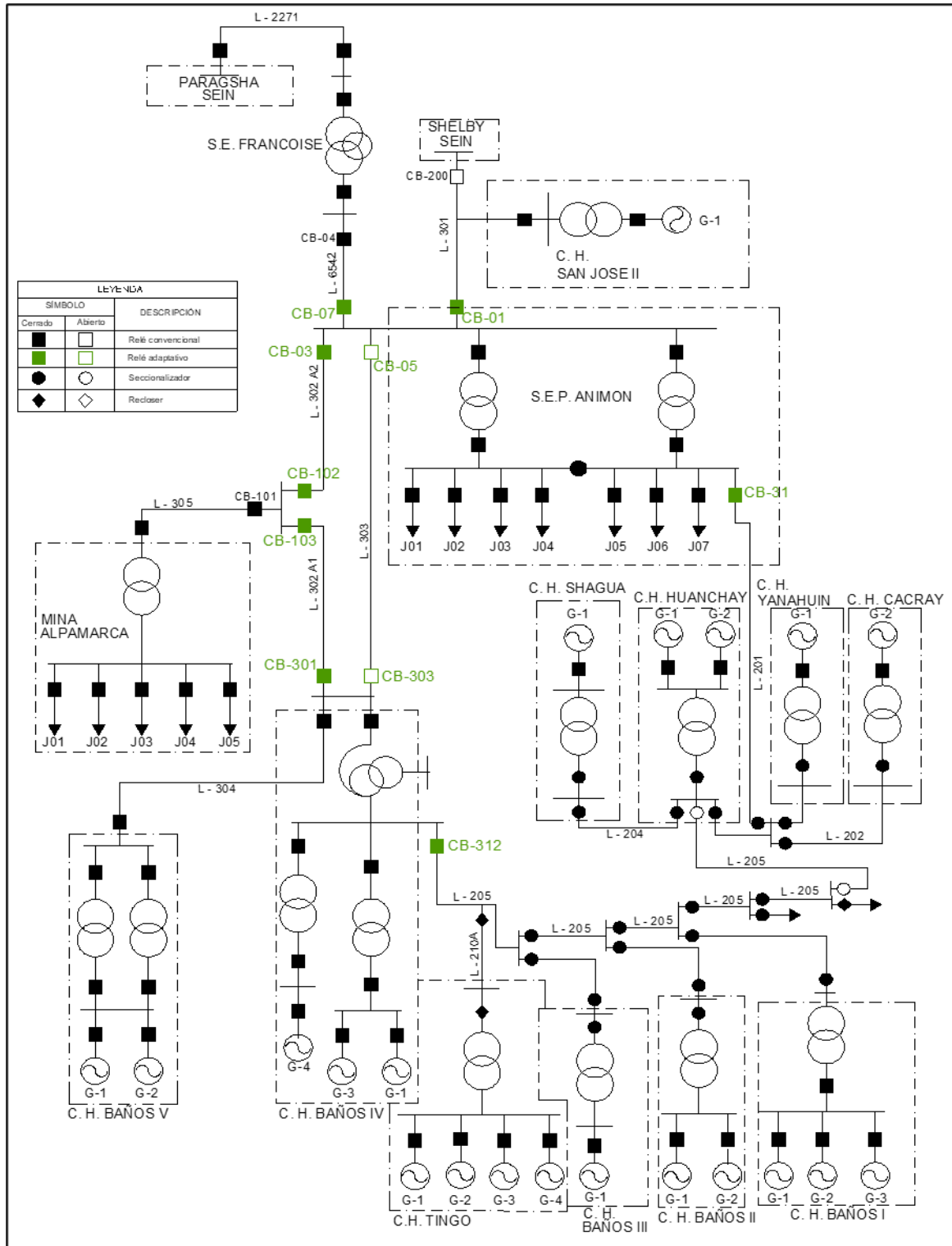


Figura 4.66 Sistema Eléctrico Chungar con desconexión de la línea L-303.

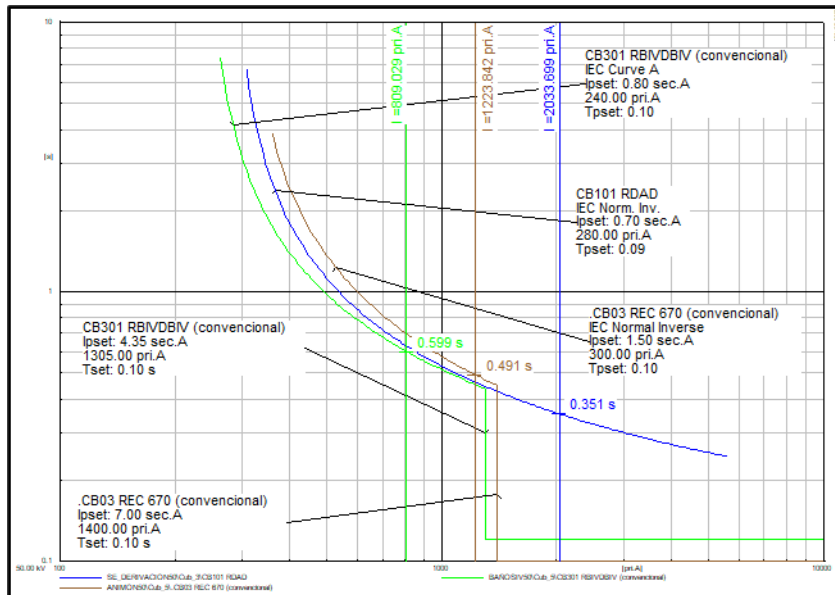


Figura 4.67 Cortocircuito trifásico al 1% de la línea L-305, ajuste convencional de los relés CB101, CB03 y CB301.

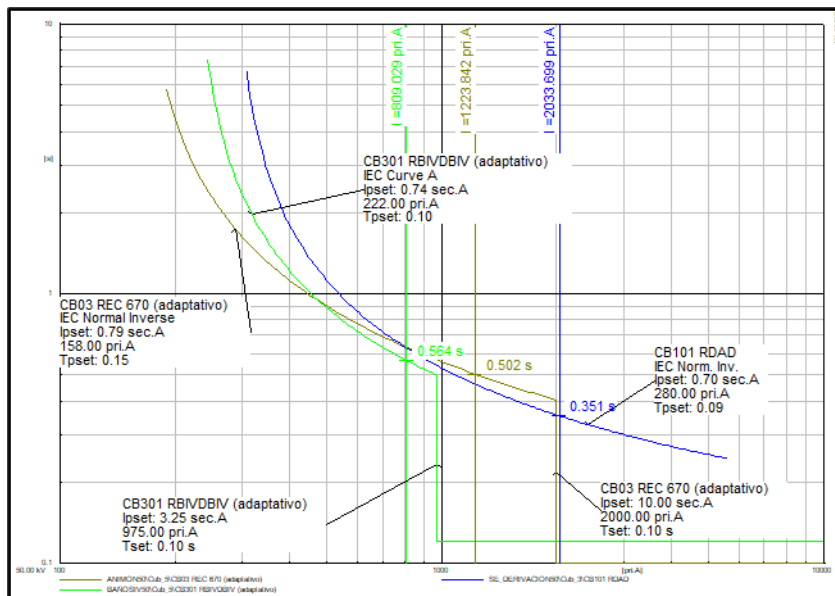


Figura 4.68 Cortocircuito trifásico al 1% de la línea L-305, ajuste adaptativo de los relés CB101, CB03 y CB301.

En la figura 4.67 (ajuste convencional) se observa que ante fallas trifásicas francas al 1% de la línea L-305 el relé CB101 despeja la falla en 351 ms y la protección de respaldo los relés CB301 y CB03 lo hacen en 599 ms y 491 ms, existiendo un margen de coordinación de 248 ms y 140 ms respectivamente, lo cual se considera adecuado. En la figura 4.68 (ajustes adaptativos) se observa que la protección de respaldo el relé CB301 dispara en 564 ms, haciendo un margen de coordinación de 213 ms, lo cual se considera adecuado. Se han reducido los tiempos de actuación de los relés.

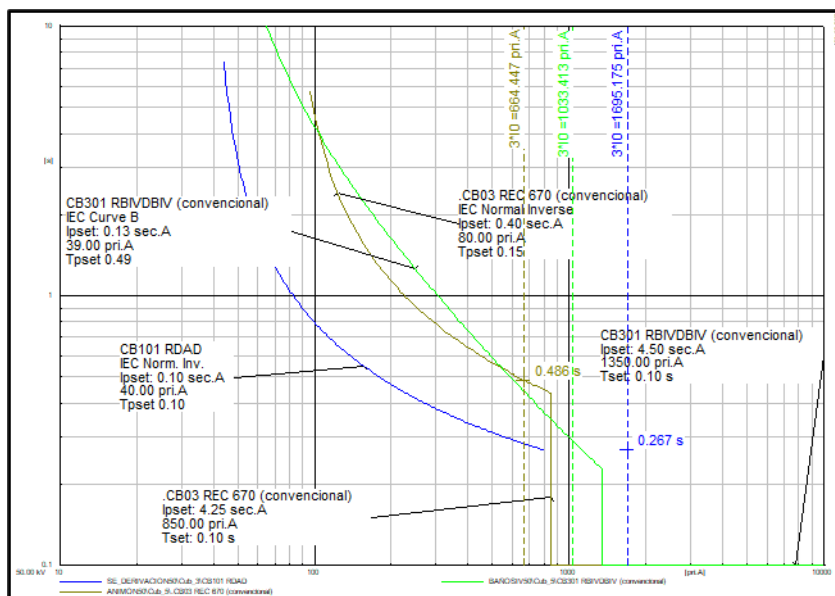


Figura 4.69 Cortocircuito monofásico al 1% de la línea L-305, ajuste convencional de los relés CB101, CB03 y CB301.

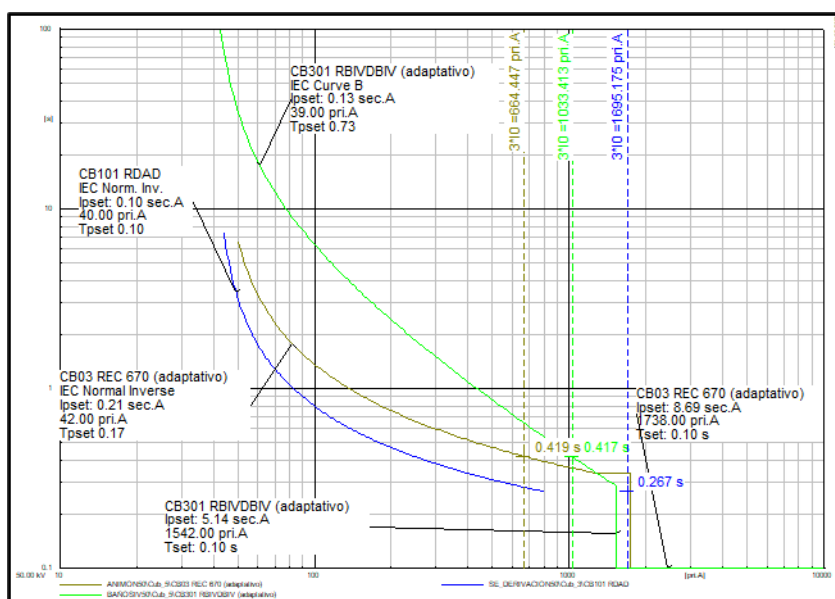


Figura 4.70 Cortocircuito monofásico al 1% de la línea L-305, ajuste adaptativo de los relés CB101, CB03 y CB301.

En la figura 4.69 (ajuste convencional) se observa que ante fallas monofásicas francas al 1% de la línea L-305 el relé CB101 despeja la falla en 267 ms y la protección de respaldo los relés CB301 y CB03 lo hacen en 289 ms y 486 ms, existiendo un margen de coordinación de 22 ms y 219 ms respectivamente, lo cual es inadecuado. En la figura 4.70 (ajustes adaptativos) se observa que la protección de respaldo los relés CB301 y CB03 lo hacen en 417 ms y 419 ms, existiendo un margen de coordinación de 150 ms y 152 ms respectivamente, lo cual se considera adecuado.

4.3.9 Topología 9 (Desconexión de la Línea L-304 Originando la Salida de la Central Hidroeléctrica Baños V).

La salida de un GD disminuye la corriente de falla, puede llegar a causar inoperatividad en algunos relés.

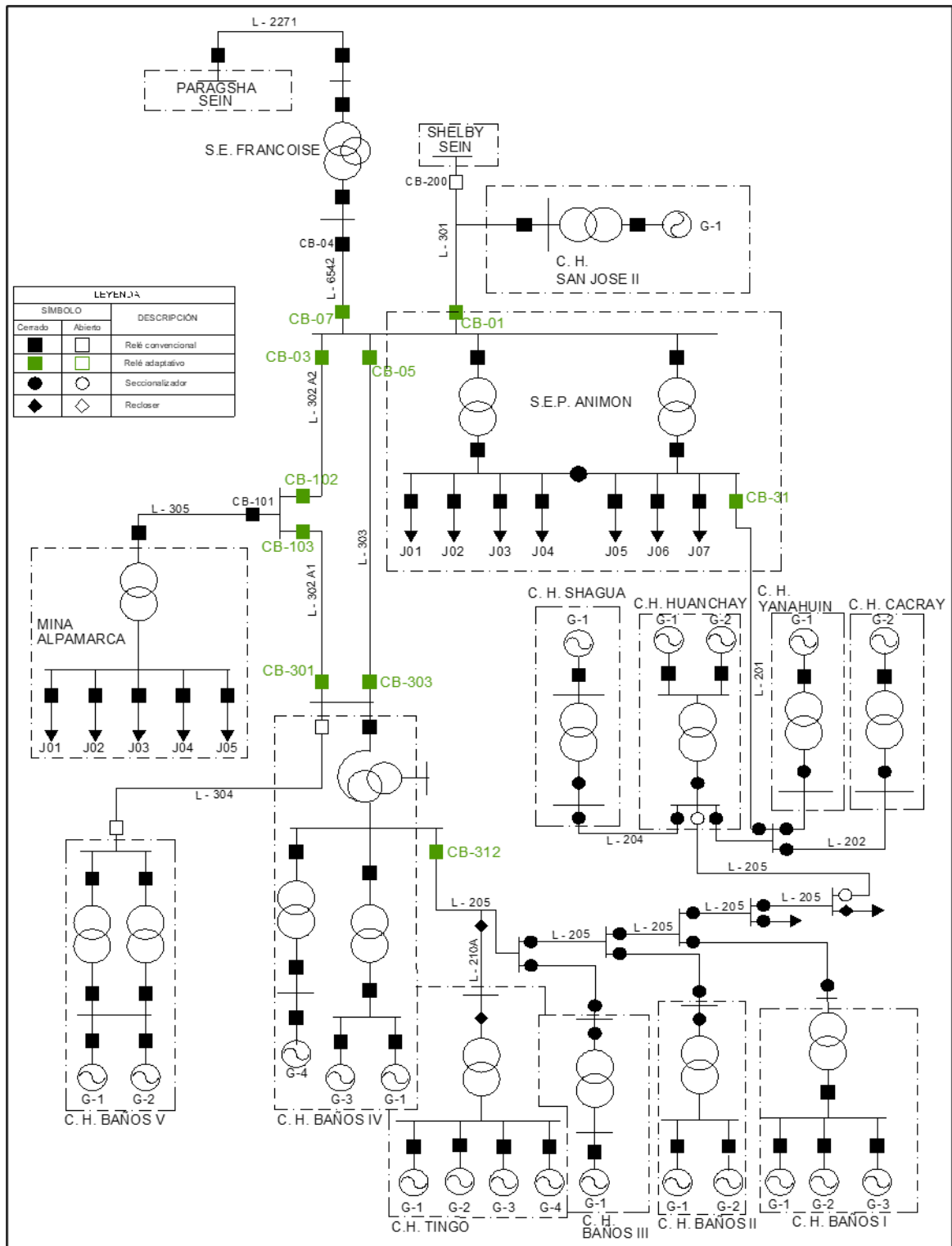


Figura 4.71 Sistema Eléctrico Chungar con desconexión de la línea L-304.

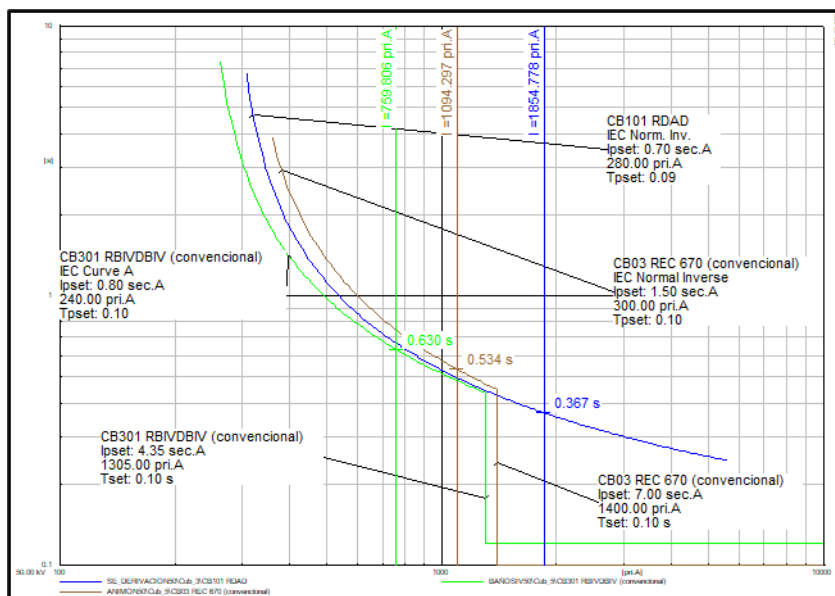


Figura 4.72 Cortocircuito trifásico al 1% de la línea L-305, ajuste convencional de los relés CB101, CB03 y CB301.

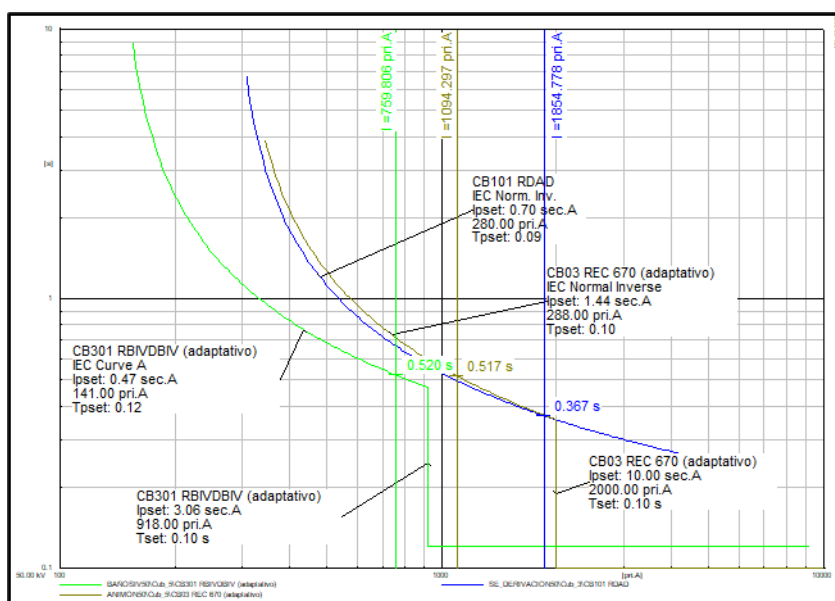


Figura 4.73 Cortocircuito trifásico al 1% de la línea L-305, ajuste adaptativo de los relés CB101, CB03 y CB301.

En la figura 4.72 (ajuste convencional) se observa que ante fallas trifásicas al 1% de la línea L-305 el relé CB101 despeja la falla en 367 ms y la protección de respaldo los relés CB301 y CB03 lo hacen en 630 ms y 534 ms, existiendo un margen de coordinación de 263 ms y 167 ms respectivamente. En la figura 4.73 (ajustes adaptativos) se observa que la protección de respaldo los relés CB301 y CB03 lo hacen en 520 ms y 517 ms, existiendo un margen de coordinación de 153 ms y 150 ms respectivamente, lo cual se considera adecuado. Se han reducido los tiempos de actuación de los relés.

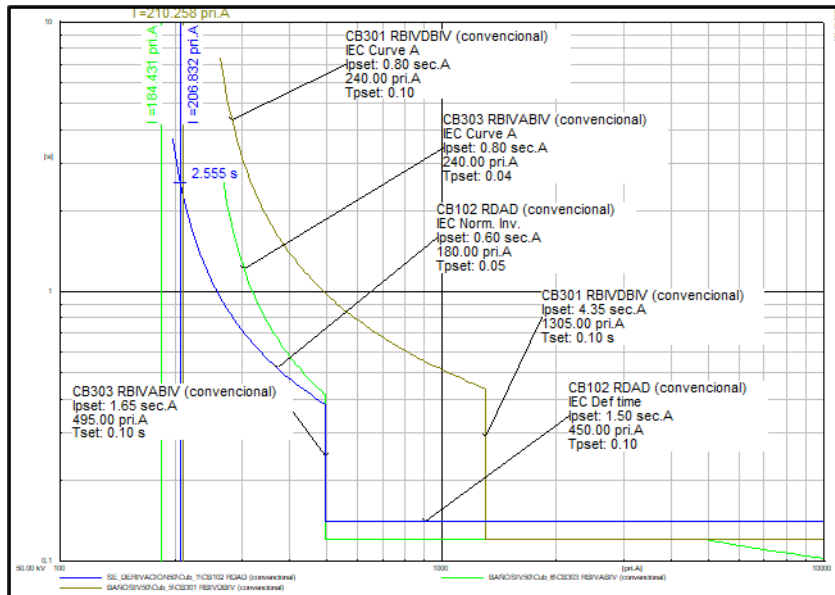


Figura 4.74 Cortocircuito trifásico al 1% de la línea L-302A2, ajuste convencional de los relés CB102, CB301 y CB303.

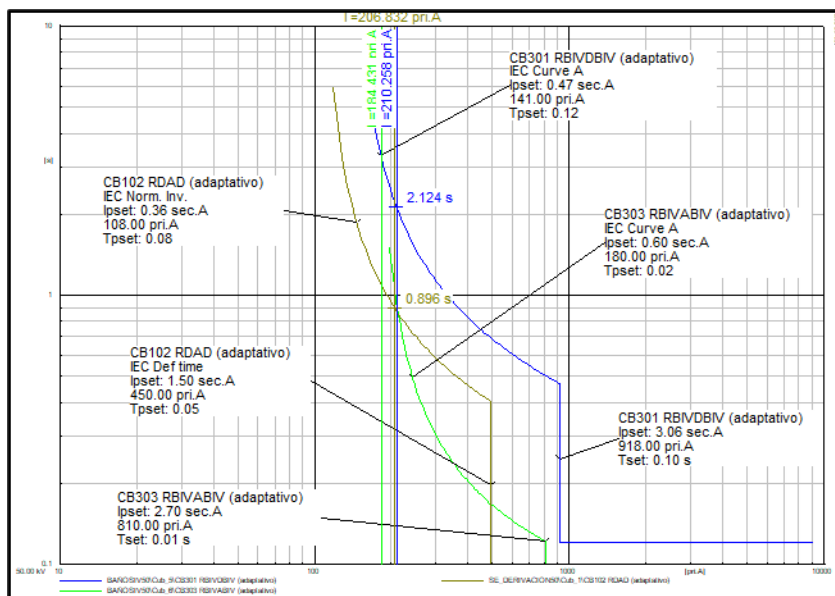


Figura 4.75 Cortocircuito trifásico al 1% de la línea L-302A2, ajuste adaptativo de los relés CB102, CB301 y CB303.

En la figura 4.74 (ajuste convencional) se observa que ante fallas trifásicas francas al 1% de la línea L-302A2 el relé CB102 despeja la falla en 2555 ms y la protección de respaldo el relé CB301 no lo hace, lo cual se considera inadecuado. En la figura 4.75 (ajustes adaptativos) se observa que relé CB102 despeja la falla en 896 ms y la protección de respaldo el relé CB301 lo hace en 2124 ms, existiendo un margen de coordinación de 1228 ms, lo cual se considera adecuado. Se ha logrado coordinar los relés.

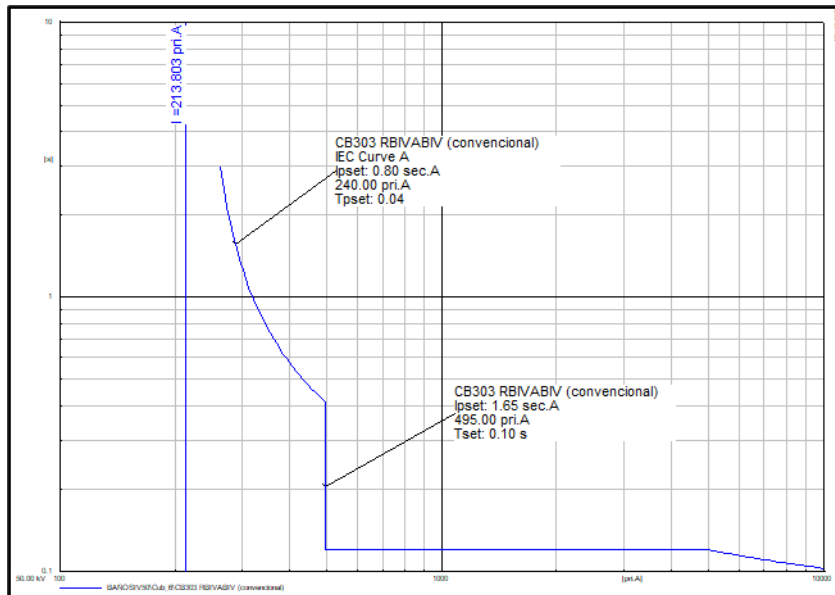


Figura 4.76 Cortocircuito trifásico al 1% de la línea L-303 ajuste convencional del relé CB 303.

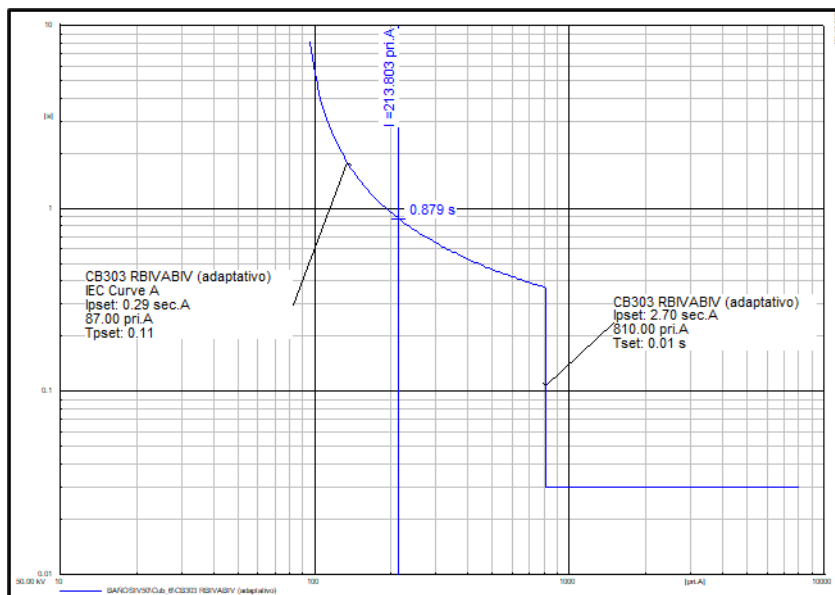


Figura 4.77 Cortocircuito trifásico al 1% de la línea L-303 ajuste adaptativo del relé CB 303.

De la figura 4.76 se observa que el ajuste convencional del relé CB 303 no logra despejar la falla presentada haciendo necesario implementar los ajustes adaptativos de la figura 4.77.

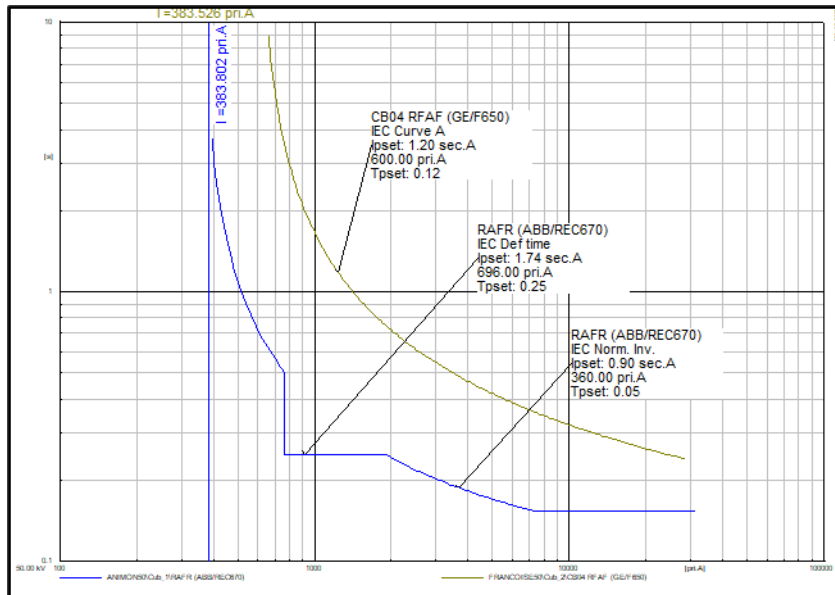


Figura 4.78 Carga máxima que entrega la línea L-6542, ajuste convencional del relé CB 07.

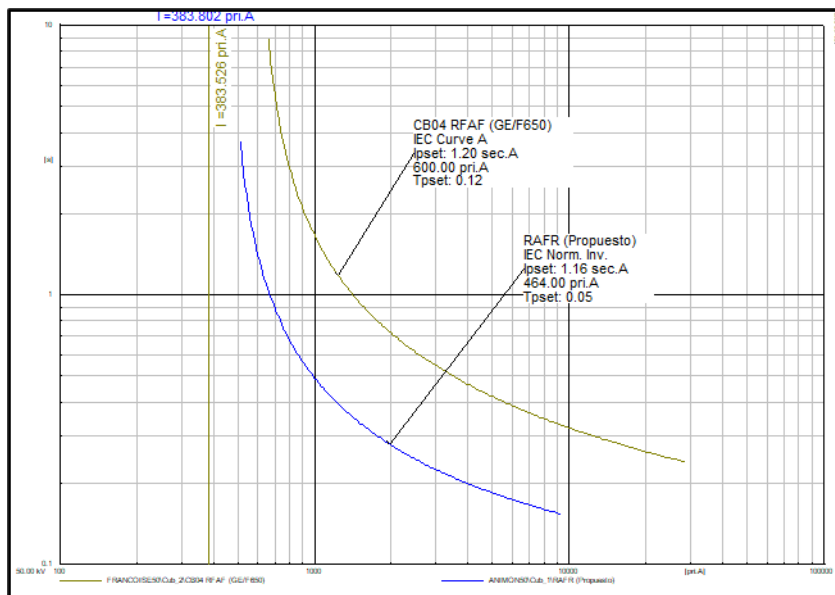


Figura 4.79 Carga máxima que entrega la línea L-6542, ajuste adaptativo del relé CB 07.

De la figura 4.78 se observa que el flujo de potencia para que se presente arranques en el CB 07 mandando a disparar en caso se presente la máxima demanda por eso se hace necesario implementar ajustes adaptativos como los mostrados en la figura 4.79.

4.3.10 Topología 10 (Desconexión de la Línea L-201).

Al desconectar la línea L-201 se debe cerrar el seccionador S-216 para que las centrales hidroeléctricas de la cuenca Chicrin entreguen su energía al sistema, incrementando el flujo de potencia y la corriente de cortocircuito en las líneas L-205, L-202 y L-203.

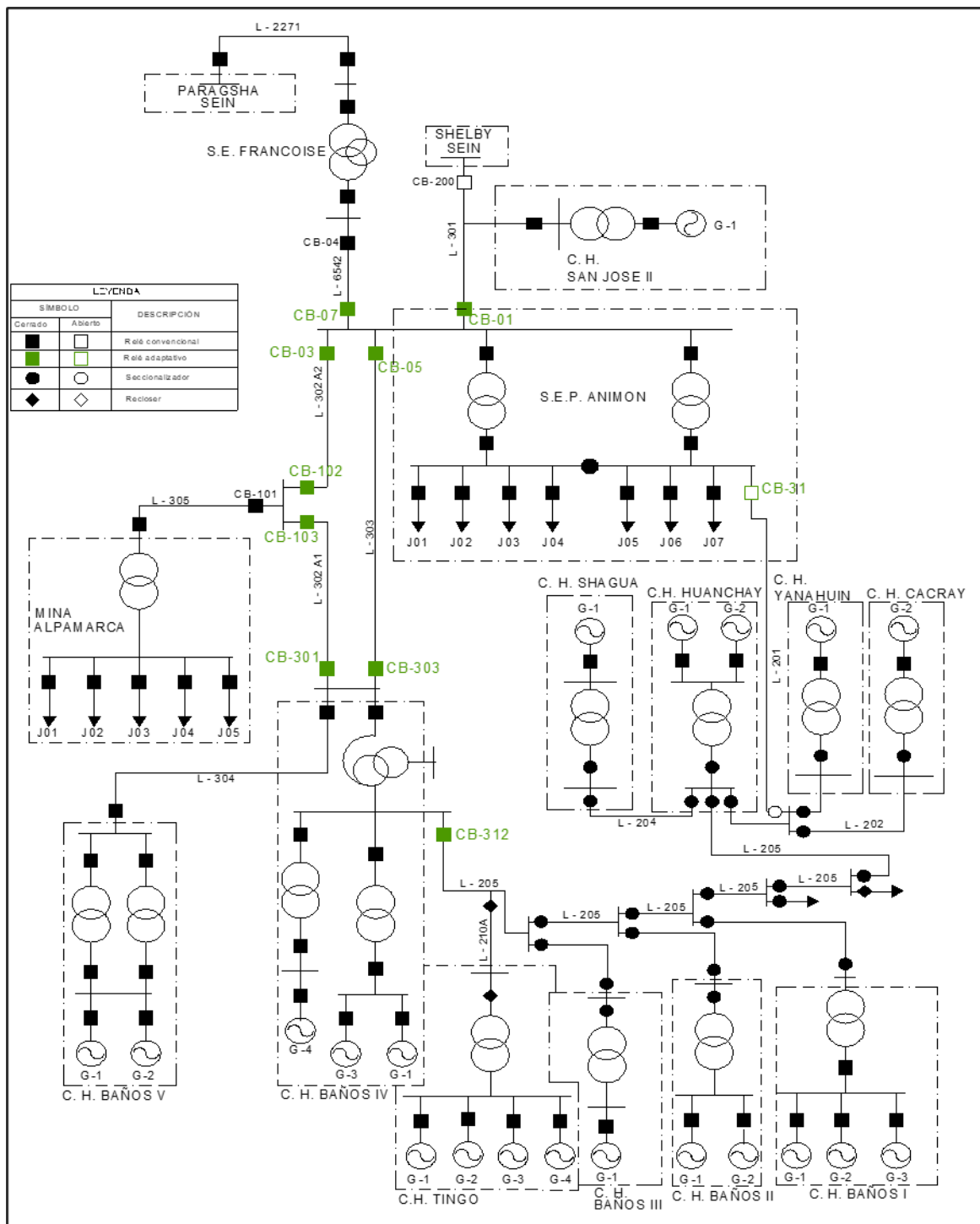


Figura 4.80 Sistema Eléctrico Chungar con desconexión de la línea L-201.

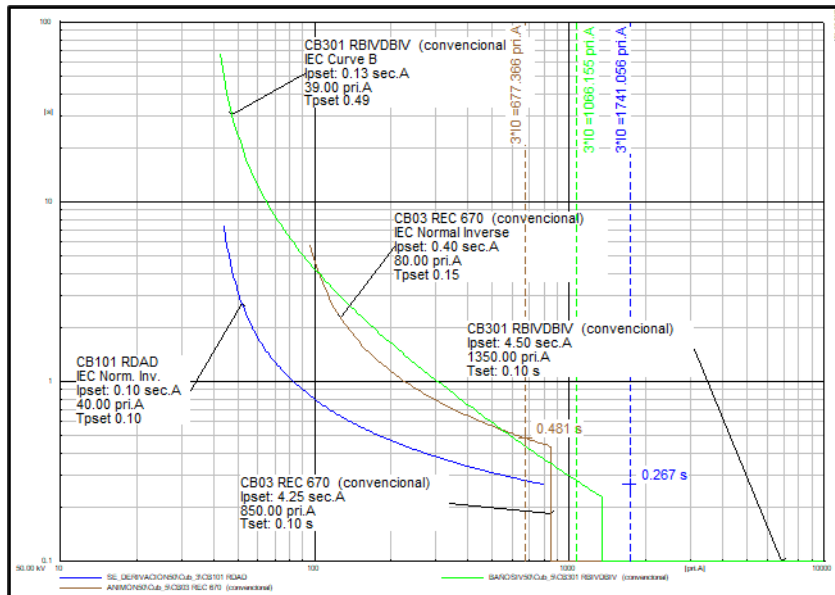


Figura 4.81 Cortocircuito monofásico al 1% de la línea L-305, ajuste convencional del relé principal CB101 y los de respaldo CB03 y CB301.

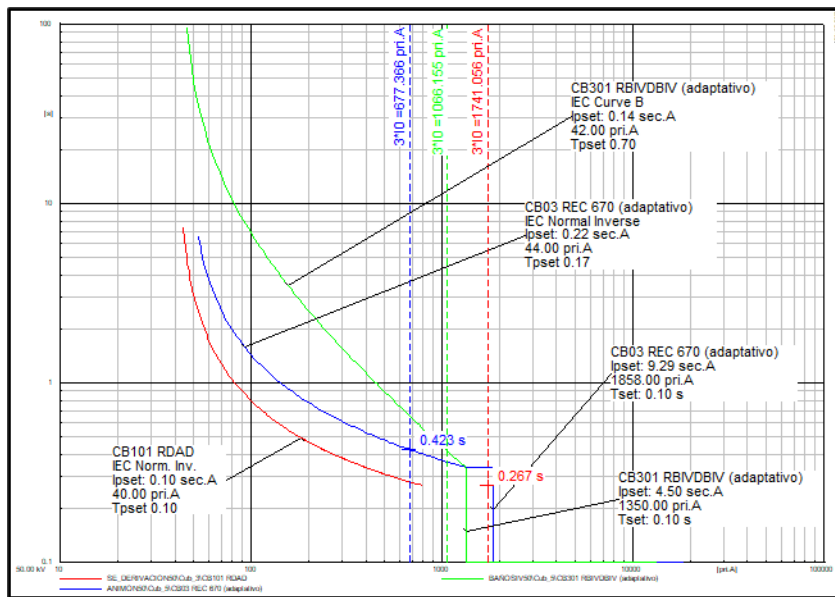


Figura 4.82 Cortocircuito monofásico al 1% de la línea L-305, ajuste adaptativo del relé principal CB101 y los de respaldo CB03 y CB301.

En la figura 4.81 (ajuste convencional) se observa que ante fallas monofásicas francas al 1% de la línea L-305 el relé CB101 despeja la falla en 267 ms y la protección de respaldo el relé CB301 lo hacen en 281 ms, existiendo un margen de coordinación de 14 ms, lo cual se considera inadecuado. En la figura 4.82 (ajustes adaptativos) se observa que e l relé CB101 despeja la falla en 267 ms y la protección de respaldo los relés CB301 y CB03 lo hacen en 418 ms y 423 ms, existiendo un margen de coordinación de 151 ms y 156 ms respectivamente, lo cual se considera adecuado.

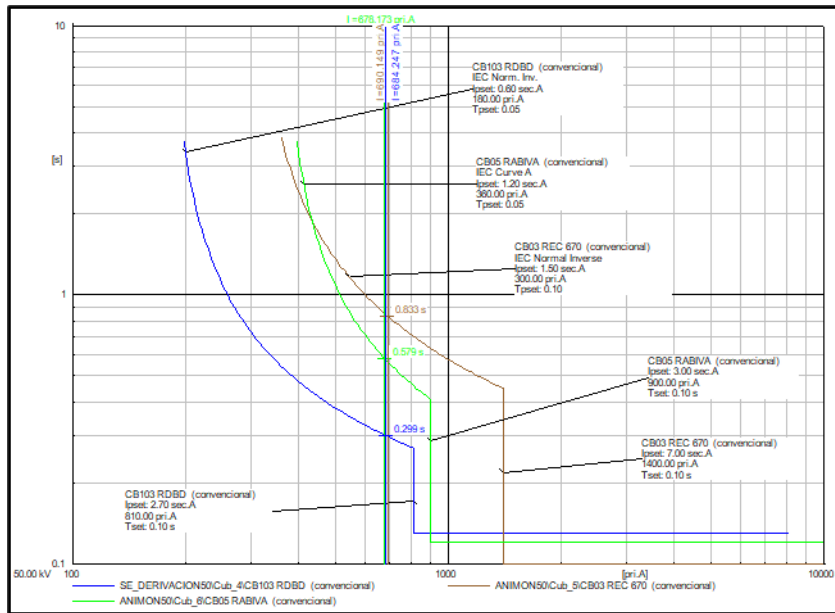


Figura 4.83 Cortocircuito trifásico al 1% de la línea L-302A1, ajuste convencional de los relés CB103, CB03 y CB05.

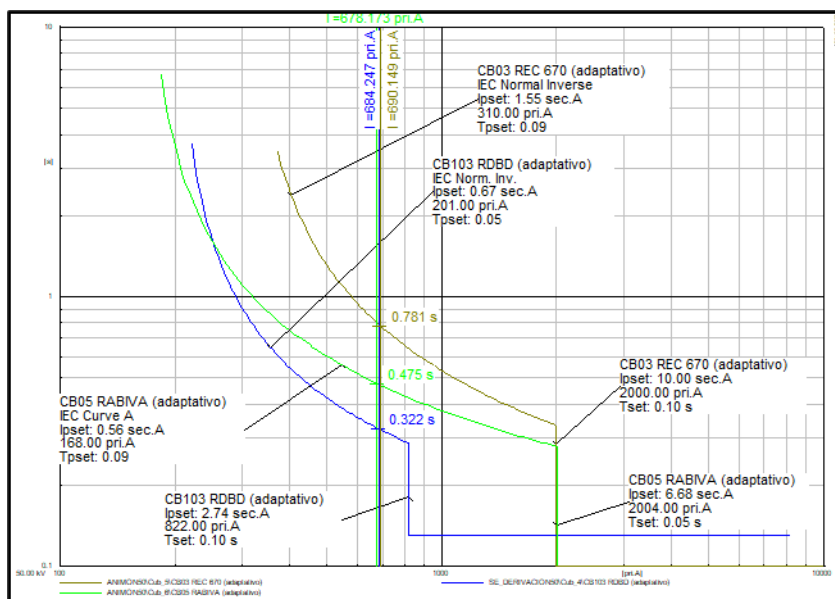


Figura 4.84 Cortocircuito trifásico al 1% de la línea L-302A1, ajuste adaptativo de los relés CB103, CB03 y CB05.

En la figura 4.83 (ajuste convencional) se observa que ante fallas trifásicas francas al 1% de la línea L-302A1 el relé CB103 despeja la falla en 299 ms y la protección de respaldo el relé CB05 lo hace en 579 ms, existiendo un margen de coordinación de 280 ms. En la figura 4.84 (ajustes adaptativos) se observa que ante fallas trifásicas francas al 1% de la línea L-302A1 el relé CB103 despeja la falla en 322 ms y la protección de respaldo el relé CB05 lo hace en 475 ms, existiendo un margen de coordinación de 153 ms, lo cual se considera adecuado.

4.4 Validación y Contrastación de la Hipótesis

La validación de la hipótesis se realizó usando la experimentación, los anteriores capítulos han ido estableciendo el marco de la investigación objeto de la presente tesis. De forma descriptiva y analítica se ha desarrollado, para contrastar las hipótesis planteadas, se usó el “Sistema Eléctrico Chungar – Alpamarca” perteneciente a la empresa minera Chungar S.A.C., se ha usado por tener todas las características buscadas. La contrastación se hizo de forma experimental haciendo las simulaciones necesarias.

4.4.1 Validación y Contrastación de la Hipótesis Principal

Los resultados obtenidos con la metodología descrita en el capítulo 3 y aplicada en el capítulo 4 de la tesis permite una adecuada selección, ajuste para la coordinación de protecciones de un sistema de distribución que incluye generación distribuida de esta forma permite brindar seguridad al sistema eléctrico de distribución ante fallas que puedan presentarse en el sistema eléctrico de distribución. En consecuencia, se concluye que la hipótesis planteada debe ser aceptada.

4.4.2 Validación y Contrastación de Hipótesis Específica

- **Hipótesis 1:**

En el capítulo 4 de la tesis para el análisis se ha usado el programa computacional Digsilent Power Factory y se ha llegado a una respuesta satisfactoria en las simulaciones realizadas, en consecuencia, se concluye que esta hipótesis secundaria planteada “Si se determina un análisis computacional correcto de los equipos de protección para un sistema de distribución con generación distribuida con el software Digsilent Power Factory entonces se logrará contar con modelos para el análisis de coordinación de protecciones” debe ser aceptada.

- **Hipótesis 2:**

En el capítulo 2 se describe las variadas formas dependiendo de la norma a emplear para hallar los valores de las corrientes de cortocircuitos calculados que son los máximos y que se pueden presentar en el sistema a analizar. En el capítulo 3 las simulaciones se realizan con cortocircuitos diferentes de este modo se logra seleccionar los dispositivos indicados de protección para la coordinación de protecciones, en la figura 4.3 se observa las variaciones de la corriente de cortocircuito, En consecuencia, se concluye que esta hipótesis secundaria planteada debe ser aceptada. En suma, las hipótesis se verifican al contrastar con los hechos, que se evalúan y analizan en el Capítulo IV.

CONCLUSIONES

- Se ha cumplido satisfactoriamente el objetivo general y los objetivos específicos planteados, habiendo logrado reproducir una metodología y aplicarla a la implementación de un esquema de protecciones adaptativo. Además, se pudo comparar el desempeño de dicho esquema adaptativo obtenido en contraste con el esquema tradicional obtenido al coordinar con respecto a la red externa.
- Se ha propuesto implementar una metodología adaptativa, que aprovecha múltiples grupos de ajuste, en este trabajo se ha aplicado a un sistema de distribución con una gran inserción de GD para demostrar la eficacia de la solución propuesta, habiendo analizado en detalle los resultados de la simulación.
- Se concluye que, en un sistema de distribución (SD) con presencia de generación distribuida, tanto en modo conectado a la red de distribución o en modo isla, se pueden presentar problemas de coordinación con un esquema de protecciones tradicional ajustado solamente para detectar corrientes de fallas provenientes desde la red externa. Con respecto a las protecciones tradicionales, en modo isla las corrientes de falla resultaron ser tan bajas que los relés con ajustes tradicionales no las pueden detectar como se observa en la figura 4.27.
- Sobre las protecciones adaptativas se puede concluir que no es necesario que todos los dispositivos sean direccionales. En particular resulta que aquellas barras extremas que no presentan algún tipo de GD no necesitan una protección direccional.
- Todo nuevo estudio de coordinación de protección considerando la GD, puede conducir a determinar el ajuste apropiado y actualizaciones de los dispositivos de protección que requiere su funcionamiento confiable. El nuevo estudio de

coordinación de protección asegurará que no exista pérdida de la coordinación aún con la variación de la corriente de cortocircuito.

- Con la implementación de una metodología de coordinación adaptativa en los sistemas de distribución eléctrica, se reducen todas las salidas del servicio, de las partes de la red no involucrados en la falla, ya que la protección desconecta la parte fallada sin comprometer al sistema. Este trabajo ha ilustrado un esquema de protección adaptativa que puede actuar en la solución de muchos de estos problemas y ha demostrado que es posible aplicarlos a una red de distribución real con hardware comercialmente disponible y esquemas de comunicación.
- Con respecto a las protecciones de ajuste fijo, se puede decir que en modo isla no es 100 % seguro que detecten fallas y es mucho más probable que se presenten problemas de sensibilidad. Por otro lado, en modo de operación conectado a la red externa sólo detectarían la corriente que proviene desde la red externa y sólo se asegura aislar de la falla la porción de red que queda conectada a la red externa.
- Se puede concluir que las protecciones adaptativas pueden proteger de forma correcta un sistema de distribución con variada GD, siempre y cuando estas sean direccionales (independiente del estado de la topología en que se encuentre la red eléctrica). Se debe realizar un estudio de fallas detallado en la red eléctrica particular y examinar si los cambios de topología están asociados a salidas de servicio de algunas líneas troncales, conexión o desconexión de generadores, etc.

RECOMENDACIONES

- Los múltiples grupos de ajustes propuestos, aseguran una mayor selectividad de las protecciones y mayor seguridad durante las distintas operaciones de mantenimiento, por lo que es recomendable su implementación de las protecciones adaptativas. El esquema de protecciones que se plantea (ajustes, criterios, etc.) debe implementarse en forma integral, es decir, en todos los equipos de protección, solo de esta manera se logra una buena coordinación.
- Los múltiples grupos de ajustes propuestos, aseguran una mayor confiabilidad de operación del sistema eléctrico, garantizando que los clientes tengan fluido eléctrico por un mayor rango de tiempo sin sufrir interrupciones, por lo que es recomendable su implementación.

FUTUROS ESTUDIOS APLICADOS

- Estudios similares tomando una red de Distribución de mayor envergadura con variada (GD) pueden comprobar si las consideraciones y resultados destacados en esta Tesis conducen a idénticas conclusiones o requieren de perfeccionamientos; en tal sentido, este trabajo puede servir como base para otros desarrollos de coordinación de protección en sistemas eléctricos.

GLOSARIO

Amperio	Unidad de medida para el flujo de carga que circula por un conductor por unidad de tiempo.
ANSI	Instituto Americano de Normas y Estándares
Apertura	Acción que ejecuta un elemento de protección al separar o abrir sus polos de conexión.
Baja tensión	Para los niveles de voltaje en Perú, se tiene 120 V, 220 V, 360 V, 480 V son catalogados como baja tensión.
Conductor	Material que tiene como principal característica permitir la fácil circulación de corriente eléctrica con una diferencia de potencial pequeña.
Diagrama unifilar	Diagrama que resulta de conectar en forma simbólica y a través de un solo hilo todo el equipo principal que forma parte de una instalación eléctrica.
Disparo	Orden de relevador que opera el mecanismo de desconexión de un interruptor.
Fusible	Elemento de protección que tiene por objetivo quemarse al censar el valor de corriente de fundición para el que fue diseñado.
GD	Generación distribuida
Reconectador	Elemento de maniobra que realiza un ciclo de aperturas y cierres ante la presencia de falla temporal o permanente en una línea de distribución.
SD	Sistemas eléctricos de distribución.
Seccionalizador	Dispositivo de protección que captan sobrecorrientes que transitan por él y que desconecta una porción de la red de distribución con falla duradero después de contabilizar las operaciones de apertura del reconectador de cabecera.
Sobrecorriente	Circulación de corriente breve y de valor elevado que fluye por uno o varios puntos de una red eléctrica.

BIBLIOGRAFÍA

- [1] **Adly, G., & Sukumar, B.**, (2001) "Effect of Distributed Generation on Protective Device Coordination in Distribution System" Clenison University Electric Power Research Association / ECE Department Clenison University / 2001 IEEE
- [2] **Brahma, S. M. & Girgis, A. A.** (2004)"Development of adaptive protection scheme for distribution systems with high penetration of distributed generation," IEEE Transactions on Power Delivery, vol. 19, pp. 56-63,
- [3] **Coffele, F., Booth C. & Dysko A.** (2016) "An Adaptive Overcurrent Protection Scheme for Distribution Networks" IEEE Transactions,
- [4] **El-Khattam W., Sidhu T. S.**, (2008) "Restoration of Directional Overcurrent Relay Coordination in Distributed Generation Systems Utilizing Fault Current Limiter" IEEE TRANSACTIONS ON POWER DELIVERY, VOL. 23, NO. 2, APRIL 2008 / 0885-8977/\$25.00 © 2008 IEEE
- [5] **Fazanehrafat, A., Javadian, S.A.M., Batbaee, S.M.T., & Haghifamt M.** (2006) "MAINTAINING THE RECONNECTOR-FUSE COORDINATION IN DISTRIBUTION SYSTEMS IN PRESENCE OF DG BY DETERMINING DG'S SIZE" Islamic Azad University, Science and Research Branch, Iran / K. N. Toosi University of Technology, Iran / IGhods Niroo Consulting Engineers, Iran / tTarbiat Modares University, Iran
- [6] **Geldtmeijer D.A.M., Provoost F., Myrzik J.M.A., & Kling W.L.** (2004) "TRANSIENT SHORT-CIRCUIT BEHAVIOUR OF DISTRIBUTED ENERGY SOURCES AND THEIR INFLUENCE ON PROTECTION COORDINATION" Eindhoven University of Technology, NL
- [7] **Gers, M.J.** (1993) "Aplicación de protecciones eléctricas a sistemas de potencia" Colección Texto Universitario. Ediciones Universidad del Valle.
- [8] **Grainger J.J. & Stevenson, D. W.** (1996) "Análisis de Sistemas de Potencia", Editorial McGRAW-HILL/INTERAMERICANA DE MEXICO S.A. impreso en México.
- [9] **Habibabadi R.A.** (2012) "New Method on the Relays Protective Coordination Due To Presence Of Distributed Generation", IEEE Islamic Azad University.
- [10] **Kalage, A., & Ghawghawe, N.**, (2015) "A Protection Scheme for Optimum Coordination of Directional Overcurrent Relays in Presence of Distributed Generation" IEEE Department of College of Engineering Amravati (MS) India.

- [11] **Kauhaniemi, K., & Knmpnlained, L., (2004)** "IMPACT OF DISTRIBUTED GENERATION ON THE PROTECTION OF DISTRIBUTION NETWORKS" University of Vaasa, Finland, VTT Technical Research Centre of Finland, Finland, **2004** The Institution of Electrical Engineers.
- [12] **Kwon, S., Shin, C., & Jung, W. (2010)** "EVALUATION OF PROTECTION COORDINATION WITH DISTRIBUTED GENERATION IN DISTRIBUTION NETWORKS " Korea Electric Power Research Institute, South Korea, mindall@kepco.co.kr IEEE
- [13] **Makanga K.P. & Chériti A. (2015)** "IMPACTS OF DISTRIBUTED GENERATION ON THE COORDINATION OF PROTECTIVE DEVICES IN DISTRIBUTION NETWORK" Université du Québec á Trois-Rivières Trois-Rivières, CANADA.
- [14] **Mäki, K., Kulmala, A., Repo, S., & Järventausta, P., (2007)** "Problems related to Islanding Protection of Distributed Generation in Distribution Network" 978-1-4244-2190-9/07/\$25.00 ©2007 IEEE / PowerTech 2007
- [15] **Martinez-Velasco J. A., Martin-Arnedo J. (2005)** "Distributed Generation Impact on Voltage Sags in Distribution Networks" This work is supported by the Spanish Ministerio de Investigación y Ciencia,/ Reference ENE2005-08568/CON.
- [16] **Nader F. S., Tamer A. K., Nagy I. E. & Abdel-Maksoud I. T. (2011)** "MODIFIED SETTING OF OVERCURRENT PROTECTION FOR DISTRIBUTION FEEDERS WITH DISTRIBUTED GENERATION" / Electrical Engineering Dept., Faculty of Engineering, Minoufiya University, Shebin El-Kom, Egypt.
- [17] **Naiem, A. F., Hegazy, Y., Abdelaziz, A. Y. & Elsharkawy, M. A. (2012)** "A classification technique for reconectador-fuse coordination in distribution systems with distributed generation," IEEE Trans. Power Del., vol. 27, no. 1, pp.176 -185.
- [18] **Pedraza, M. A., Reyes, D. R., Gómez, C. A. & Santamaría, F. (2015).** Optimization Methodology for Distributed Generation Location in Distribution Networks Assessing Protections Coordination. IEEE LATIN AMERICA TRANSACTIONS, VOL. 13, NO. 5, MAY 2015
- [19] **Ramirez, C.S. (2004)** "Redes de Distribución de Energía" Centro de Publicaciones Universidad Nacional de Colombia Sede Manizales. Tercera Edición.
- [20] **Suarez, C.J. (2010)** "Protección de instalaciones y redes eléctricas" Edita: Andavira Editora S.L. Imprime: Torculo Artes Gráficas S.A.
- [21] **Tailor, J. K. & Osman, A. H. (2008)** "Restoration of fuse-reconectador coordination in distribution system with high DG penetration," in Proc. IEEE Power Energy Soc. Gen. Meeting.
- [22] **Vázquez B.V., (2007)** "Estudio Comparativo de las Normas IEC y ANSI para cálculo de Corto Circuito" Tesis para obtener el grado de maestro en ciencias con especialidad en Ingeniería Eléctrica sustentada en la Escuela Superior de Ingeniería Mecánica y Eléctrica de México.

ANEXOS

Se realiza la programación de optimización de ajustes de los relés de sobre corriente usando algoritmo genético en Matlab. Se optimiza los tiempos por cada relé principal y su respaldo, para ello se creó tres scripts, a continuación se presentan algunos casos:

Caso 1: El relé CB03 actuando como protección de respaldo del relé CB101.

Primer script: Objetivo.m

```
function y=Objetivo(x)
%En este script se define la ecuación de la función objetivo a minimizar
%-----
%Ecuación del relé principal (CB101) para una falla con características x
T_op_1 = 0.14*0.09/(((2154/280)^0.02)-1)+0.04;
%-----
%Ecuación del relé de respaldo (CB03) para una falla con características x.
T_op_2 = 0.14*x(1)/(((1119.4/x(2))^0.02)-1);
y= T_op_1+T_op_2;
end
```

Segundo script: Restricción

```
function [C,C_eq]=Restricción(x)
%En este script se define la ecuación de la restricción
%-----
%Ecuación de restricción para una falla con características x.
C=0.15-(0.14*x (1)/ (((1119.4/x (2)) ^0.02)-1) -(0.14*0.09/ (((2154/280)) ^0.02-1) +0.04));
C_eq=[];
end
```

Tercer script: Resultados.m

```
clc; clear; close all
%Límites de las variables
%NOTA: Se recomienda poner rangos cortos
d = input('Ingrese el mínimo valor dial del relé de respaldo: ');
e = input('Ingrese el mínimo valor corriente arranque del relé de respaldo: ');
h = input('Ingrese el máximo valor dial del relé de respaldo: ');
l = input('Ingrese el máximo valor corriente arranque del relé de respaldo: ');
clc

lb=[d e];
ub=[h l];
```

```
%Aplicando optimización por el método de los algoritmos genéticos
[x,fval]=ga(@Objetivo,2,[],[],[],[],lb,ub,@Restricción);
```

```
%Resultados que se verán en la ventana de comandos
fprintf('-----');
fprintf(' \n')
fprintf('          AJUSTES OPTIMIZADOS          ');
fprintf(' \n')
fprintf('-----');
fprintf(' \n')
fprintf('Dial del relé de respaldo          =%g ',x(1));
fprintf(' \n')
fprintf('Corriente de arranque del relé de respaldo =%g ',x(2));
fprintf(' \n')
fprintf('-----');
```

Caso 2: El relé CB301 actuando como protección de respaldo del relé CB101.

Primer script: Objetivo.m

```
function y=Objetivo(x)
%En este script se define la ecuación de la función objetivo a minimizar
%-----
%Ecuación del relé principal (CB101) para una falla con características x.
T_op_1 = 0.14*0.09/(((2154/280)^0.02)-1)+0.04;
%-----
%Ecuación del relé de respaldo (CB301) para una falla con características x.
T_op_2 = 0.14*x(1)/(((1033.85/x(2))^0.02)-1);
y= T_op_1+T_op_2;
end
```

Segundo script: Restricción

```
function [C,C_eq]=Restricción(x)
%En este script se define la ecuación de la restricción
%-----
%Ecuación de restricción para una falla con características x.
C=0.15-(0.14*x(1)/(((1033.85/x(2))^0.02)-1)-(0.14*0.09/(((2154/280))^0.02)-1)+0.04));
C_eq=[];
end
```

Tercer script: Resultados.m

```
clc; clear; close all
```

```
%Límites de las variables
%NOTA: Se recomienda poner rangos cortos
```

```
d = input('Ingrese el mínimo valor dial del relé de respaldo: ');
e = input('Ingrese el mínimo valor corriente arranque del relé de respaldo: ');
```

```
h = input('Ingrese el máximo valor dial del relé de respaldo: ');
```

```
l = input('Ingrese el máximo valor corriente arranque del relé de respaldo: ');
clc
```

```
lb=[d e];
ub=[h l];
```

```
%Aplicando optimización por el método de los algoritmos genéticos
[x,fval]=ga(@Objetivo,2,[],[],[],[],lb,ub, @Restricción);
```

```
%Resultados que se verán en la ventana de comandos
fprintf('-----');
fprintf(' \n')
fprintf('          AJUSTES OPTIMIZADOS          ');
fprintf(' \n')
fprintf('-----');
fprintf(' \n')
fprintf('Dial del relé de respaldo           =%g ',x(1));
fprintf(' \n')
fprintf('Corriente de arranque del relé de respaldo =%g ',x(2));
fprintf(' \n')
fprintf('-----');
```

Caso 3: El relé CB103 actuando como protección de respaldo del relé CB304.

Primer script: Objetivo.m

```
function y=Objetivo(x)
%En este script se define la ecuación de la función objetivo a minimizar
%-----
%Ecuación del relé principal (CB304) para una falla con características x.
T_op_1 = 13.5*0.16/(((1890.37/120))^1)-1);
%-----
%Ecuación del relé de respaldo (CB103) para una falla con características x.
T_op_2 = 0.14*x(1)/(((700.72/x(2))^0.02)-1)+0.04;
y= T_op_1+T_op_2;
end
```

Segundo script: Restricción

```
function [C,C_eq]=Restricción(x)
%En este script se define la ecuación de la restricción
%-----
%Ecuación de restricción para una falla con características x.
C=0.15-(((0.14*x(1)/(((700.72/x(2))^0.02)-1)+0.04)-( 13.5*0.16/(((1890.37/120))^1)-1)));
C_eq=[];
end
```

Tercer script: Resultados.m

```
clc; clear; close all
```

```
%Límites de las variables
```

%NOTA: Se recomienda poner rangos cortos

```
d = input('Ingrese el mínimo valor dial del relé de respaldo: ');
e = input('Ingrese el mínimo valor corriente arranque del relé de respaldo: ');

h = input('Ingrese el máximo valor dial del relé de respaldo: ');
l = input('Ingrese el máximo valor corriente arranque del relé de respaldo: ');
clc

lb=[d e];
ub=[h l];
```

%Aplicando optimización por el método de los algoritmos genéticos
[x,fval]=ga(@Objetivo,2,[],[],[],[],lb,ub, @Restricción);

```
%Resultados que se verán en la ventana de comandos
fprintf('-----');
fprintf(' \n')
fprintf('          AJUSTES OPTIMIZADOS          ');
fprintf(' \n')
fprintf('-----');
fprintf(' \n')
fprintf('Dial del relé de respaldo          =%g ',x(1));
fprintf(' \n')
fprintf('Corriente de arranque del relé de respaldo =%g ',x(2));
fprintf(' \n')
fprintf('-----');
```

Caso 4: El relé CB102 actuando como protección de respaldo del relé CB07.

Primer script: Objetivo.m

```
function y=Objetivo(x)
%En este script se define la ecuación de la función objetivo a minimizar
%-----
%Ecuación del relé principal (CB07) para una falla con características x.
T_op_1 = 0.14*x(1)/(((942.39 /x(2))^0.02)-1)+0.04;
%-----
%Ecuación del relé de respaldo (CB102) para una falla con características x.
T_op_2 = 0.14*0.05/(((321.14/144)^0.02)-1)+0.04;
y= T_op_1+T_op_2;
end
```

Segundo script: Restriccion.m

```
function [C,C_eq]=Restricción(x)
%En este script se define la ecuación de la restricción
%-----
%Ecuación de restricción para una falla con características x.
C=0.15-(((0.14*0.05/(((321.14/144)^0.02)-1)+0.04)-( 0.14*x(1)/(((942.39 /x(2))^0.02)-1)+0.04));
C_eq=[];
```

end

Tercer script: Resultados.m

```
clc; clear; close all
```

```
%Límites de las variables
```

```
%NOTA: Se recomienda poner rangos cortos
```

```
d = input('Ingrese el mínimo valor dial del relé principal: ');  
e = input('Ingrese el mínimo valor corriente arranque del relé principal: ');
```

```
h = input('Ingrese el máximo valor dial del relé principal: ');  
l = input('Ingrese el máximo valor corriente arranque del relé principal: ');  
clc
```

```
lb=[d e];  
ub=[h l];
```

```
%Aplicando optimización por el método de los algoritmos genéticos
```

```
[x,fval]=ga(@Objetivo,2,[],[],[],[],lb,ub, @Restricción);
```

```
%Resultados que se verán en la ventana de comandos
```

```
fprintf('-----');  
fprintf(' \n')  
fprintf('          AJUSTES OPTIMIZADOS          ');  
fprintf(' \n')  
fprintf('-----');  
fprintf(' \n')  
fprintf('Dial del relé principal          =%g ',x(1));  
fprintf(' \n')  
fprintf('Corriente de arranque del relé principal =%g ',x(2));  
fprintf(' \n')  
fprintf('-----');
```

Caso 5: El relé CB01 actuando como protección de respaldo del relé CB100.

Primer script: Objetivo.m

```
function y=Objetivo(x)
```

```
%En este script se define la ecuación de la función objetivo a minimizar
```

```
%-----
```

```
%Ecuación del relé principal (CB100) para una falla con características x.
```

```
T_op_1 = 0.14*0.19/(((499.5 /40)^0.02)-1);
```

```
%-----
```

```
%Ecuación del relé de respaldo (CB01) para una falla con características x.
```

```
T_op_2 = 13.5*x(1)/((((499.5/x(2)))^1)-1);
```

```
y= T_op_1+T_op_2;
```

end

Segundo script: Restricción

```
function [C,C_eq]=Restricción(x)
```

```

%En este script se define la ecuación de la restricción
%-----
%Ecuación de restricción para una falla con características x.
C=0.15-(((13.5*x(1)/(((499.5/x(2)))^1)-1))-( 0.14*0.19/(((499.5 /40)^0.02)-1)));
C_eq=[];
end

```

Tercer script: Resultados.m

```
clc; clear; close all
```

```
%Límites de las variables
%NOTA: Se recomienda poner rangos cortos
```

```
d = input('Ingrese el mínimo valor dial del relé de respaldo: ');
e = input('Ingrese el mínimo valor corriente arranque del relé de respaldo: ');
```

```
h = input('Ingrese el máximo valor dial del relé principal: ');
l = input('Ingrese el máximo valor corriente arranque del relé de respaldo: ');
clc
```

```
lb=[d e];
ub=[h l];
```

```
%Aplicando optimización por el método de los algoritmos genéticos
[x,fval]=ga(@Objetivo,2,[],[],[],[],lb,ub, @Restricción);
```

```
%Resultados que se verán en la ventana de comandos
fprintf('-----');
fprintf(' \n')
fprintf('          AJUSTES OPTIMIZADOS          ');
fprintf(' \n')
fprintf('-----');
fprintf(' \n')
fprintf('Dial del relé de respaldo           =%g ',x(1));
fprintf(' \n')
fprintf('Corriente de arranque del relé de respaldo =%g ',x(2));
fprintf(' \n')
fprintf('-----');
```