

Universidad Nacional de Ingeniería

Facultad de Ingeniería Eléctrica y Electrónica



TRABAJO DE SUFICIENCIA PROFESIONAL

Aplicación del protocolo IEC 61850 en la puesta en servicio del sistema de protección de Subestaciones Digitales

Para obtener el título de Ingeniero Electricista

Elaborado por

Edson Cayllahua Mendez

 [0009-0006-8694-9269](https://orcid.org/0009-0006-8694-9269)

Asesor

MSc. ING. Roberto Rubén Ramírez Arcelles

 [0000-0002-1725-7019](https://orcid.org/0000-0002-1725-7019)

LIMA – PERÚ

2024

Citar/How to cite	Cayllahua Mendez [1]
Referencia/Reference	[1] E. Cayllahua Mendez, " <i>Aplicación del protocolo IEC 61850 en la puesta en servicio del sistema de protección de subestaciones digitales</i> " [Trabajo de suficiencia profesional]. Lima (Perú): Universidad Nacional de Ingeniería, 2024.
Estilo/Style: IEEE (2020)	

Citar/How to cite	(Cayllahua, 2024)
Referencia/Reference	Cayllahua, E. (2024). <i>Aplicación del protocolo IEC 61850 en la puesta en servicio del sistema de protección de subestaciones digitales</i> . [Trabajo de suficiencia profesional, Universidad Nacional de Ingeniería]. Repositorio institucional Cybertesis UNI.
Estilo/Style: APA (7ma ed.)	

Dedicatoria

A mi querido padre, por su apoyo y cariño incondicional, por ser mi ejemplo, y por darme sus consejos que tanto aprecio.

Agradecimientos

En primer lugar, agradezco a mi padre por su cariño, comprensión y apoyo incondicional. Y, en segundo lugar, a mi asesor por su dedicación y paciencia. Gracias a su guía y todos sus consejos logré culminar con esta etapa de mi carrera profesional.

Resumen

En el diseño del sistema de protección de la subestación Valle Escondido 220/33kV, ubicada en la III Región de Atacama (Chile), Provincia de Copiapó y utilizada para la conexión al sistema del “Parque Fotovoltaico Valle Escondido”, están presentes dos tecnologías de relés de protección, la convencional y la digital. La implementación del estándar IEC 61850 para digitalizar las señales que necesita el sistema de protección, tiene un rol crucial para entender estas tecnologías, y la inclusión del dispositivo *Merging Unit* como interfaz físico/digital, proporciona la digitalización desde la proximidad de los equipos de patio. Los dos métodos usados en las pruebas de aceptación, garantizan la operación correcta de todas las funciones del sistema de protección. El primer método, es de naturaleza 100% simulado, ingresando a la Red de Proceso solo tramas de datos de mensajes *Sampled Values* y GOOSE. El segundo método, es tradicional, en el cual se inyectan de forma directa corrientes y tensiones secundarias reales, con valores de falla, a las *Merging Units* suscritas al relé de protección digital, o al relé de protección convencional. Las respuestas, en la medición, umbrales de arranque, curvas características, tiempos y lógicas de operación de las funciones de protección fueron muy similares, demostrando así, la efectividad de los métodos y por ende la confiabilidad del sistema de protección.

Palabras clave – IEC 61850, Digital, Merging Units, Subestación

Abstract

In the design of the protection system of the substation Valle Escondido 220/33kV, located in the III Region of Atacama (Chile), Province of Copiapó and used for the connection to the system of the "Valle Escondido Photovoltaic Park", two technologies of protection relays are present, the conventional and the digital. The implementation of the IEC 61850 standard to digitize the signals needed by the protection system, has a crucial role to understand these technologies, and the inclusion of the Merging Unit device as a physical/digital interface, provides the digitization from the proximity of the yard equipment. The two methods used in the acceptance tests guarantee the correct operation of all protection system functions. The first method is 100% simulated in nature, with only Sampled Values and GOOSE message data frames entering the Process Network. The second method is traditional, in which real secondary currents and voltages with fault values are injected directly to the Merging Units subscribed to the digital protection relay or to the conventional protection relay. The responses, in the measurement, starting thresholds, characteristic curves, times and operation logics of the protection functions were very similar, thus demonstrating the effectiveness of the methods and therefore the reliability of the protection system.

Keywords – IEC 61850, Digital, Merging Units, Substation.

Tabla de Contenido

	Pág.
Resumen	v
Abstract.....	vi
Glosario de términos.....	xviii
Introducción.....	xx
Capítulo I. Parte introductoria del trabajo.....	1
1.1 Generalidades.....	1
1.2 Descripción del problema de investigación.....	1
1.2.1 Situación problemática.....	1
1.2.2 Problema a resolver.....	2
1.3 Objetivos del estudio.....	2
1.3.1 Objetivo general.....	2
1.3.2 Objetivos específicos.....	3
1.3.3 Indicadores de logro de los objetivos.....	3
1.4 Antecedentes del problema.....	3
Capítulo II. Marco teórico y conceptual.....	7
2.1 Marco Teórico.....	7
2.1.1 Subestación Digital.....	7
2.1.2 Ingeniería Secundaria.....	7
2.1.3 Sistema de Control.....	8
2.1.4 Sistema de Protección.....	13
2.1.5 Estándar IEC 61850.....	32
2.2 Marco Conceptual.....	51
2.2.1 Transformador de potencia.....	52
2.2.2 Sistema diferencial de barras.....	53
2.2.3 Línea de transmisión.....	53
Capítulo III. Desarrollo del trabajo de investigación.....	54

3.1	Descripción del Proyecto.....	54
3.1.1	Antecedentes.....	54
3.1.2	Descripción del trabajo de Suficiencia	54
3.1.3	Ubicación del Proyecto	55
3.1.4	Características Generales del Proyecto.....	56
3.2	Estudio de Coordinación y ajustes de protección	67
3.2.1	Líneas de transmisión.....	67
3.2.2	Transformador 220/33kV	73
3.2.3	Acople 220kV	76
3.2.4	Barras 220 kV	76
	Capítulo IV. Análisis y discusión de resultados	81
4.1	Proceso de Pruebas y Puesta en Servicio.....	81
4.1.1	Equipo de pruebas de inyección secundaria.....	81
4.1.2	Metodología de las pruebas a los relés de protección.....	86
4.2	Resultado de las pruebas.....	92
4.2.1	Bahía digital de Transformador T1	92
4.2.2	Sistema digital Diferencial de Barras 220kV	142
4.2.3	Bahía convencional Línea a SE Cardones.....	162
	Conclusiones	203
	Recomendaciones	206
	Referencias bibliográficas	207

Lista de Tablas

	Pág.
Tabla 1: IEDs de protección de la SE Valle Escondido	2
Tabla 2: Indicadores de logro.....	3
Tabla 3: Método de sincronización y sus precisiones.....	51
Tabla 4: Datos de Transformadores de Corriente	59
Tabla 5: Datos de Transformadores de Tensión	60
Tabla 6: Datos de Transformador de Potencia 220/33 kV	61
Tabla 7: Datos de Transformador Zigzag.....	61
Tabla 8: Datos de Transformador de Servicios Auxiliares	62
Tabla 9: Datos de Banco Capacitadores.....	62
Tabla 10: Datos de Transformador de Bloque 33/0.690 kV	63
Tabla 11: Datos de Inversores DC/AC	63
Tabla 12: Resumen de funciones de protección de la línea a SE Cardones	78
Tabla 13: Resumen de funciones de protección de las Barras 220 kV.....	78
Tabla 14: Resumen de funciones de protección de la línea a SE Rio Escondido.....	79
Tabla 15: Resumen de funciones de protección del Acople 220 kV	79
Tabla 16: Resumen de funciones de protección del Transformador T1.....	80
Tabla 17: Señales GOOSE a evaluar.....	89
Tabla 18: Señales Sampled Values a evaluar.....	89
Tabla 19: Medida de corrientes fases lado 220kV.....	98
Tabla 20: Medida de corriente neutro lado 220kV	98
Tabla 21: Medida de tensiones fases lado 220kV	99
Tabla 22: Medida de tensiones barra lado 220kV	99
Tabla 23: Medida de corrientes fases lado 33kV.....	99
Tabla 24: Medida de tensiones fases lado 33kV	100
Tabla 25: Medida de tensiones barra lado 33kV	100
Tabla 26: Resumen de pruebas de la función 87T	101
Tabla 27: Señales GOOSE evaluadas para 87T.....	101
Tabla 28: Idiff vs Ibias de 87T	105
Tabla 29: Tiempos para fallas monofásicas de disparo y no disparo 87T	107
Tabla 30: Tiempos para fallas bifásicas y trifásicas de disparo y no disparo 87T.....	108
Tabla 31: Tiempos de operación 87T.....	109
Tabla 32: Idiff ante fallas externas 87T	110
Tabla 33: Porcentaje 2do armónico vs Idiff de 87T	111
Tabla 34: Disparo y bloqueo por 2do armónico de 87T.....	112
Tabla 35: Porcentaje 5to armónico vs Idiff de 87T	113
Tabla 36: Disparo y bloqueo por 5to armónico de 87T.....	114

Tabla 37: Resumen de pruebas de la función 50/51 lado 220kV.....	115
Tabla 38: Señales GOOSE evaluadas para 50/51	115
Tabla 39: Resumen de pruebas de la función 50N/51N lado 220kV	120
Tabla 40: Señales GOOSE evaluadas para 50N/51N.....	121
Tabla 41: Resumen de pruebas de la función 50G/51G lado 220kV	125
Tabla 42: Señales GOOSE evaluadas para 50G/51G.....	125
Tabla 43: Resumen de pruebas de la función 50BF de interruptor de 220kV	128
Tabla 44: Señales GOOSE evaluadas para 50BF	129
Tabla 45: Tiempos de operación 50BF con arranque externo.....	133
Tabla 46: Tiempos de operación 50BF con arranque interno.....	134
Tabla 47: Resumen de pruebas de la función 25 de interruptor de 220kV	135
Tabla 48: Señales GOOSE evaluadas para 25	136
Tabla 49: Valores de tensión para energización 25.....	137
Tabla 50: Bandas de Synchrocheck 25.....	140
Tabla 51: Medida de corrientes fases bahía J1	146
Tabla 52: Medida de corrientes fases bahía J2.....	146
Tabla 53: Medida de corrientes fases bahía JT1.....	146
Tabla 54: Medida de corrientes fases bahía JR	147
Tabla 55: Resumen de pruebas de la función 87B.....	147
Tabla 56: Señales digitales evaluadas para 87B.....	148
Tabla 57: Idiff vs lbias de 87B operación normal J1 vs J2.....	150
Tabla 58: Idiff vs lbias de 87B operación en transferencia JR vs J1.....	151
Tabla 59: Tiempos para disparo y no disparo 87B operación normal J1 vs J2	153
Tabla 60: Tiempos para disparo y no disparo 87B en barra de transferencia.....	154
Tabla 61: Tiempos de operación 87B en barra principal	155
Tabla 62: Tiempos de operación 87B en barra de transferencia	156
Tabla 63: Idiff ante fallas externas 87B en barra principal	158
Tabla 64: Idiff ante fallas externas 87B en barra de transferencia.....	158
Tabla 65: Tiempos de operación End Fault.....	161
Tabla 66: Medida de corrientes fases	164
Tabla 67: Medida de tensiones fases.....	164
Tabla 68: Medida de tensión de barra.....	164
Tabla 69: Resumen de pruebas de la función 87L	165
Tabla 70: Señales digitales evaluadas para 87L	166
Tabla 71: Idiff vs lbias de 87L	168
Tabla 72: Tiempos para disparo y no disparo 87L	170
Tabla 73: Tiempos de operación 87L.....	171
Tabla 74: Fallas externas 87L.....	172
Tabla 75: Resumen de pruebas de la función 21/21N.....	173

Tabla 76: Señales digitales evaluadas para 21/21N.....	173
Tabla 77: Tiempos de operación 21/21N	176
Tabla 78: Porcentaje de distancia de falla calculada.....	177
Tabla 79: Resumen de pruebas de la función 67N.....	178
Tabla 80: Señales digitales evaluadas para 67N	179
Tabla 81: Ángulo de actuación 67N	181
Tabla 82: Resumen de pruebas de la función teleprotección	183
Tabla 83: Señales digitales simuladas con CMC 356 para teleprotección.....	184
Tabla 84: Señales digitales evaluadas para teleprotección	184
Tabla 85: Tiempos de operación de esquemas de teleprotección.....	189
Tabla 86: Tiempos de operación SOTF	191
Tabla 87: Resumen de pruebas de la función 79	192
Tabla 88: Señales digitales simuladas con CMC 356 para 79.....	192
Tabla 89: Señales digitales evaluadas para teleprotección	193
Tabla 90: Tiempos de disparo y comando de recierre.....	195
Tabla 91: Tiempos de disparo y comando de recierre en casos de bloqueo	199
Tabla 92: Tiempos de operación 50BF	202

Lista de Figuras

	Pág.
Figura 1: Niveles de control	8
Figura 2: Arquitectura de control del SAS	10
Figura 3: Topología PRP.....	12
Figura 4: Topología HSR	13
Figura 5: Clasificación de fallas.....	13
Figura 6: Relé de protección con tecnología convencional.....	14
Figura 7: Relé de protección con tecnología digital.....	15
Figura 8: Zonas de protección	17
Figura 9: Curvas características de sobrecorriente	18
Figura 10: Zonas de la protección de distancia	20
Figura 11: Tiempos de operación de la protección de distancia	20
Figura 12: Característica de operación tipo Mho de la protección de distancia	20
Figura 13: Característica de operación tipo cuadrilateral de la protección de distancia	21
Figura 14: Diferencial de corriente. Falla externa o carga (a), falla interna (b)	22
Figura 15: Curva característica de función diferencial de corriente	23
Figura 16: Diferencial de corriente en transformador	23
Figura 17: Diferencial de corriente en generador	23
Figura 18: Diferencial de corriente en barras	24
Figura 19: Diferencial de corriente en línea de transmisión.....	24
Figura 20: Zona de protección de distancia con detección de oscilación de potencia	25
Figura 21: Implementación para funcionamiento del esquema de teleprotección.....	26
Figura 22: Esquema POTT	27
Figura 23: Esquema 67NCD	27
Figura 24: Esquema WEI.....	28
Figura 25: Esquema DDT	29
Figura 26: Esquema y comparación de Synchrocheck.....	31
Figura 27: Topología de automatización de la subestación.....	32
Figura 28: Mecanismos principales del IEC 61850.....	33
Figura 29: Relación entre las partes del Estándar IEC 61850	34
Figura 30: Niveles e interfases lógicos del SAS	36
Figura 31: Modelamiento de información	38
Figura 32: Modelo de datos	39
Figura 33: Concepto de nodo y enlace lógico	40
Figura 34: Modelamiento con nodos lógicos de tres funciones	40
Figura 35: Categorías de información del nodo lógico	41
Figura 36: Nodo lógico de interruptor, su objeto de dato y sus atributos	42

Figura 37: Extracto de servicio de un interruptor.....	43
Figura 38: Relación de servicios abstractos y protocolos.....	44
Figura 39: Modelos de comunicación ACSI	44
Figura 40: Mapeo en la red de comunicación.....	45
Figura 41: Perfiles y tipos de mensajes.....	46
Figura 42: Concepto del SCL.....	47
Figura 43: Tiempos de transmisión por eventos.....	48
Figura 44: Topología inicial, y actual después del seccionamiento	54
Figura 45: Ubicación de la SE Valle Escondido	56
Figura 46: Esquema simplificado de la planta fotovoltaica Valle Escondido.....	58
Figura 47: Esquema simplificado de SSAA de la SE Valle Escondido	64
Figura 48: Sistema de Protección de la SE Valle Escondido.....	65
Figura 49: Sistema de Control de la SE Valle Escondido	66
Figura 50: Curva Característica de Función 87L	67
Figura 51: Característica de zonas para fases de la Función de Distancia	69
Figura 52: Característica de zonas para tierra de la Función de Distancia.....	69
Figura 53: Característica de la Función 67N en tramo Valle-Cardones.....	70
Figura 54: Característica de la Función 67N en tramo Valle-Rio Escondido.....	70
Figura 55: Curva Característica de Función 87T	73
Figura 56: Característica de la Función 50/51	74
Figura 57: Característica de la función 50N/51N.....	75
Figura 58: Curva característica de función 87B.....	77
Figura 59: Equipo de pruebas CMC 356	81
Figura 60: Datos técnicos de fuentes de corriente	82
Figura 61: Datos técnicos de fuentes de tensión.....	82
Figura 62: Datos técnicos para envío y recepción de mensajes GOOSE.....	83
Figura 63: Datos técnicos para envío mensajes Sampled Values	83
Figura 64: Datos técnicos de tarjeta de comunicación	84
Figura 65: Datos técnicos de sincronización de tiempo.....	84
Figura 66: Software de gestión de la CMC356.....	85
Figura 67: Módulos de prueba de la CMC 356.....	85
Figura 68: Protección de bahía convencional.....	86
Figura 69: Esquema de prueba convencional con block de prueba	86
Figura 70: Esquema de prueba convencional con bornes.....	87
Figura 71: Protección de bahía digital.....	87
Figura 72: Esquema de prueba digital.....	88
Figura 73: IED en modo ON.....	90
Figura 74: IED en modo Test.....	90
Figura 75: IED en modo Simulación.....	91

Figura 76: Esquema de prueba digital, con equipo sin protocolo IEC 61850.....	91
Figura 77: VLANs de Switch de Red de Proceso	92
Figura 78: Diagrama Unifilar de Protección del Transformador T1	93
Figura 79: Esquema de prueba implementado para la protección del Transformador	94
Figura 80: Relé de protección en modo test.....	94
Figura 81: Relé de protección en modo simulación.....	95
Figura 82: Fuente de tiempo para la CMC 356	95
Figura 83: Configuración de Sampled Values suscritos por el relé de protección	96
Figura 84: Configuración de Sampled Values CMC 356	96
Figura 85: Configuración de GOOSE para CMC 356 en relé de protección	97
Figura 86: Configuración de suscripción GOOSE en CMC 356.....	97
Figura 87: Prueba de corriente de arranque lado 220kV de 87T	102
Figura 88: Prueba de corriente de arranque lado 33kV de 87T	102
Figura 89: Corriente de arranque 87T	103
Figura 90: Datos eléctricos del Transformador T1.....	103
Figura 91: Puntos de prueba para fallas monofásicas de la curva 87T	104
Figura 92: Puntos de prueba para fallas bifásicas y trifásicas de la curva 87T.....	104
Figura 93: Resultado de característica de la curva 87T	105
Figura 94: Puntos de prueba para fallas monofásicas de la curva 87T	106
Figura 95: Puntos de prueba para fallas bifásicas y trifásicas de la curva 87T.....	106
Figura 96: Fallas monofásicas de prueba de disparo y no disparo 87T	107
Figura 97: Fallas bifásicas y trifásicas de prueba de disparo y no disparo 87T	108
Figura 98: Puntos de prueba para tiempos de operación 87T	109
Figura 99: Tiempos de operación 87T.....	110
Figura 100: Fallas externas 87T.....	111
Figura 101: Característica de bloqueo por 2do armónico 87T	112
Figura 102: Disparo y bloqueo por 2do armónico 87T.....	113
Figura 103: Característica de bloqueo por 5to armónico 87T	114
Figura 104: Disparo y bloqueo por 5to armónico 87T.....	115
Figura 105: Prueba de corriente de arranque 50/51 lado 220kV	116
Figura 106: Corriente de arranque 50/51 lado 220kV.....	116
Figura 107: Corriente de arranque 51 lado 220kV	117
Figura 108: Corriente de arranque 50-1 lado 220kV	117
Figura 109: Corriente de arranque 50-2 lado 220kV	118
Figura 110: Valores de ajuste de la función 50/51 lado 220kV	118
Figura 111: Fase A-B-C de prueba de característica de la curva 50/51 lado 220kV	119
Figura 112: Fase A-B de prueba de característica de la curva 50/51 lado 220kV	119
Figura 113: Fase B-C de prueba de característica de la curva 50/51 lado 220kV	120
Figura 114: Fase C-A de prueba de característica de la curva 50/51 lado 220kV	120

Figura 115: Prueba de corriente de arranque 50N/51N lado 220kV	121
Figura 116: Corriente de arranque 50N/51N lado 220kV	122
Figura 117: Corriente de arranque 51N lado 220kV	122
Figura 118: Corriente de arranque 50N lado 220kV	123
Figura 119: Valores de ajuste de la función 50N/51N lado 220kV	123
Figura 120: Fase A-N de prueba de característica de la curva 50N/51N lado 220kV	124
Figura 121: Fase B-N de prueba de característica de la curva 50N/51N lado 220kV	124
Figura 122: Fase C-N de prueba de característica de la curva 50N/51N lado 220kV	125
Figura 123: Prueba de corriente de arranque 50G/51G lado 220kV	126
Figura 124: Corriente de arranque 50G/51G lado 220kV	126
Figura 125: Corriente de arranque 51G lado 220kV	127
Figura 126: Corriente de arranque 50G lado 220kV	127
Figura 127: Señal GOOSE simulado de posición y arranque externo para 50BF	128
Figura 128: Prueba, arranque externo, de corriente de arranque 50BF	129
Figura 129: Prueba, arranque interno, de corriente de arranque 50BF	130
Figura 130: Con arranque externo, corriente de arranque 50BF de interruptor 220kV ...	130
Figura 131: Con arranque interno, corriente de arranque 50BF de interruptor 220kV ...	131
Figura 132: Con arranque externo, tiempos de operación 50BF de interruptor 220kV ...	132
Figura 133: Con arranque interno, tiempos de operación 50BF de interruptor 220kV ...	132
Figura 134: Tiempos de operación 50BF con arranque externo	133
Figura 135: Tiempos de operación 50BF con arranque interno externo	134
Figura 136: Señal GOOSE simulado de arranque externo para 25	135
Figura 137: Prueba de condición barra viva y línea muerta 25	136
Figura 138: Prueba de condición línea viva y barra muerta 25	137
Figura 139: Condiciones de energización 25	138
Figura 140: Prueba de banda de diferencia de tensión Synchrocheck 25	139
Figura 141: Prueba de banda de frecuencia Synchrocheck 25	139
Figura 142: Prueba de banda angular Synchrocheck 25	140
Figura 143: Banda tensión vs frecuencia Synchrocheck 25	141
Figura 144: Banda angular Synchrocheck 25	141
Figura 145: Diagrama Unifilar de Protección de las Barras 220kV	142
Figura 146: Configuración de Sampled Values para el sistema diferencial de barras ...	143
Figura 147: Configuración de GOOSE para el sistema diferencial de barras	143
Figura 148: Esquema de prueba implementado para la protección de las Barras	144
Figura 149: Bahías en operación normal (Azul) y en transferencia (Verde)	145
Figura 150: Prueba de corriente de arranque 87B	148
Figura 151: Corriente de arranque 87B	149
Figura 152: Datos de transformadores de corriente para 2 bahías	149
Figura 153: Puntos de prueba de característica de la curva 87B	150

Figura 154: Característica de la curva 87B operación normal	151
Figura 155: Característica de la curva 87B operación en transferencia.....	152
Figura 156: Puntos de prueba para disparo y no disparo 87B.....	152
Figura 157: Disparo y no disparo 87B en barra principal.....	153
Figura 158: Disparo y no disparo 87B en barra de transferencia.....	154
Figura 159: Puntos de prueba para tiempos de operación 87B.....	155
Figura 160: Tiempos de operación 87B en barra principal	156
Figura 161: Tiempos de operación 87B en barra de transferencia	156
Figura 162: Esquema de prueba de estabilidad 87B, fallas monofásicas	157
Figura 163: Esquema de prueba de estabilidad 87B, fallas bifásicas y trifásicas	157
Figura 164: Fallas externas 87B en barra principal	158
Figura 165: Fallas externas 87B en barra de transferencia	159
Figura 166: Prueba End Fault de J1	160
Figura 167: Indicaciones de prueba End Fault de J1	160
Figura 168: Tiempos de operación End Fault.....	161
Figura 169: Diagrama Unifilar de Protección de la línea a SE Cardones.....	162
Figura 170: Esquema de prueba implementado para la protección de línea	163
Figura 171: Enlace de fibra óptica para la función 87L.....	165
Figura 172: Prueba de corriente de arranque 87L.....	166
Figura 173: Corriente de arranque 87L	167
Figura 174: Datos de transformadores de corriente en extremos de la línea	167
Figura 175: Prueba de característica de la curva 87L	168
Figura 176: Característica de la curva 87L.....	169
Figura 177: Puntos de prueba para disparo y no disparo 87L.....	169
Figura 178: Disparo y no disparo 87L	170
Figura 179: Puntos de prueba para tiempos de operación 87L	171
Figura 180: Tiempos de operación 87L.....	172
Figura 181: Fallas externas 87L.....	173
Figura 182: Característica de la curva 21 fases	174
Figura 183: Característica de la curva 21N tierra	174
Figura 184: Puntos de prueba para disparo, no disparo y tiempos 21 fases	175
Figura 185: Puntos de prueba para disparo, no disparo y tiempos 21N tierra	175
Figura 186: Tiempos de operación 21/21N	176
Figura 187: Localización de falla.....	177
Figura 188: Prueba y resultado de bloqueo por oscilación de potencia 68.....	178
Figura 189: Prueba de corriente de arranque 67N	179
Figura 190: Corriente de arranque 67N.....	180
Figura 191: Prueba de búsqueda de ángulo 67N.....	180
Figura 192: Ángulo de actuación 67N.....	181

Figura 193: Valores de ajuste de la función 67N.....	181
Figura 194: Fase A-N curva 67N, dentro y fuera del ángulo de actuación.....	182
Figura 195: Fase B-N curva 67N, dentro y fuera del ángulo de actuación.....	182
Figura 196: Fase C-N curva 67N, dentro y fuera del ángulo de actuación	183
Figura 197: Prueba de esquema POTT	185
Figura 198: Prueba de esquema 67NCD	186
Figura 199: Prueba de esquema DDT.....	187
Figura 200: Prueba de esquema WEI	188
Figura 201: Tiempos de operación de esquemas de teleprotección.....	189
Figura 202: Prueba de cierre sobre falla SOTF	190
Figura 203: Tiempos de operación SOTF	191
Figura 204: Prueba de operación de comando recierre 79 con disparo 87L	193
Figura 205: Prueba de operación de comando recierre 79 con disparo 21N zona 1	194
Figura 206: Prueba de operación de comando recierre 79 con disparo POTT	194
Figura 207: Prueba de operación de comando recierre 79 con disparo 67NCD.....	195
Figura 208: Tiempos de disparo y comando de recierre	196
Figura 209: Prueba caso 1 de bloqueo 79: Falla evolutiva	196
Figura 210: Prueba caso 2 de bloqueo 79: Falla monofásica en zona 2 de 21N	197
Figura 211: Prueba caso 3 de bloqueo 79: Falla bifásica en zona 1 de 21	197
Figura 212: Prueba caso 4 de bloqueo 79: Cierre sobre falla SOTF	198
Figura 213: Prueba caso 5 de bloqueo 79: Falla monofásica e interruptor indisponible .	198
Figura 214: Tiempos de disparo y comando de recierre en casos de bloqueo	199
Figura 215: Resultado de prueba de corriente de arranque 50BF	200
Figura 216: Prueba de tiempos de operación 50BF con disparo monopolar	201
Figura 217: Prueba de tiempos de operación 50BF con disparo tripolar	201
Figura 218: Tiempos de operación 50BF	202

Glosario de términos

Bahía: Parte de una subestación, donde se encuentran los equipos de maniobra y control de un circuito determinado.

Ciente: Entidad que solicita un servicio de un servidor, o que recibe un dato no solicitado de un servidor [IEC 61850-7-1].

FAT (Factory Acceptance Test): Pruebas de aceptación en fábrica.

GOOSE (Generic Object-Oriented Substation Event): Tipo de mensaje definido en el estándar IEC 61850-8-1, usado para transmitir datos binarios como: estados, alarmas, disparos, comandos, etc.

GPS (Global Positioning System): Sistema de satélites que distribuye señales de ubicación y tiempo, utilizada para generar una señal de sincronización de tiempo.

IED (Intelligent Electronic Device): Dispositivo electrónico inteligente con servicios de comunicación e integración mediante protocolos, que posee funciones de control, protección, monitoreo y medida.

LAN (Local Area Network): Red de área local.

Merging Unit: Unidad de interfaz que recibe múltiples entradas digitales y análogas que corresponden a transformadores de corriente y tensión, que genera múltiples salidas digitales para la comunicación serial de datos sincronizados en el tiempo vía interfaces lógicas, con conexiones punto a punto.

MMS (Manufacturing Message Specification): Tipo de mensaje definido en el estándar IEC 61850-8-1, usado para transmitir la información y para el control de datos de los procesos en tiempo real, su comunicación es de tipo Cliente/Servidor con funciones específicas de lectura y escritura.

Protocolo de comunicación: Es la norma que define la sintaxis, semántica y sincronización de la comunicación. Está formado por un conjunto de reglas que permiten

la comunicación y el intercambio de información entre dos o más componentes de un sistema.

Punto a Punto: Es un modelo de comunicación en que cada parte tiene las mismas capacidades y también puede iniciar una sesión. En algunos casos esta comunicación es implementada para brindar al nodo de comunicación, capacidades de cliente y servidor.

Sampled Values: Tipo de mensaje definido en el estándar IEC 61850-9-2, usado para transmitir señales análogas de corriente y tensión.

SAT (Site Acceptance Test): Pruebas de aceptación en sitio.

Servidor: Sobre una red de comunicación, es un nodo funcional que proporciona el dato, o que permite el acceso a sus recursos, por otros nodos funcionales. Un servidor también puede ser una subdivisión lógica, que tiene un control independiente de su operación [IEC 61850-6].

TCP/IP (Transmission Control Protocol/Internet Protocol): Conjunto de protocolos de red, que permite que dos o más computadoras se comuniquen.

Unidad Central: La unidad central con protección diferencial de barras y falla de interruptor distribuido, es un dispositivo típicamente usado para la configuración del sistema, es decir para, fijar los parámetros de ajuste, replicar las barras, asignar las bahías, sincronizar el sistema, etc.

WAN (Wide Area Network): Red de área amplia.

Introducción

El trabajo describe a la subestación Valle Escondido 220/33kV, ubicada en la III Región de Atacama (Chile), en sus elementos primarios principales, como las líneas de transmisión, sistema de barras, transformador de potencia, celdas de media tensión, transformadores de medida de corriente y tensión, etc. El sistema de protección que tiene, es de relés de protección con tecnología convencional y digital.

La implementación del estándar IEC 61850, con sus diferentes mecanismos, que ayudan a entender el concepto del uso de mensajes *Sampled Values* y GOOSE en el proceso de digitalizar, desde el origen, las señales que necesita su sistema de protección, para operar con confiabilidad. Y un resumen de los ajustes de las funciones de protección que determinó el Estudio de Coordinación y Ajustes de Protección.

En este sentido, el trabajo presenta la metodología usada en la puesta en servicio del sistema de protección. Se muestran los resultados y análisis de las pruebas de medición, umbrales de arranque, curvas características, tiempos y lógicas de operación de las funciones de protección, que garantiza la confiabilidad del sistema de protección de la instalación.

El desarrollo de este trabajo se divide en 4 capítulos, que son:

Capítulo I: Introducción.

Capítulo II: Marco teórico y conceptual.

Capítulo III: Desarrollo del trabajo de investigación.

Capítulo IV: Análisis y discusión de resultados.

Capítulo I. Parte introductoria del trabajo

1.1 Generalidades

Actualmente, gracias al avance de la tecnología, el desarrollo y la aplicación continua del estándar IEC 61850 en la protección, automatización, control y monitoreo de las subestaciones eléctricas, se observa una transición en la forma en que el sistema de protección adquiere la información que necesita de los equipos de patio, y en la forma en que transmite la información para cumplir con su función.

Los relés de protección con esta tecnología ya no tienen una conexión directa o cableada, con los equipos de medición y potencia de la subestación. Sino una conexión a una red de comunicación, llamada bus de proceso, de donde obtienen la información de los equipos de medición como corrientes y tensiones, de los equipos de potencia y maniobra, y de otros IEDs.

En relación con este avance, el proceso y la manera en que se venían probando los sistemas de protección tienen que cambiar. Este es el objetivo de este trabajo, brindar este nuevo proceso y esta nueva manera de probar los nuevos sistemas protección, los cuales, fueron aplicados en la subestación Valle Escondido 220/33 kV, ubicada en la III Región de Atacama (Chile), Provincia de Copiapó.

1.2 Descripción del problema de investigación

1.2.1 Situación problemática

En el diseño del sistema de protección de la subestación Valle Escondido 220/33kV, se contempla implementar 2 tecnologías de sistemas de protección, una, con relés de protección de tecnología convencional, y la otra, con relés de protección con tecnología digital.

Es necesario indicar que estos relés de protección con tecnología digital no funcionan solos, necesitan IEDs intermedios, llamados *Merging Units*, que se conectan directamente a los equipos de patio, con cables de cobre, para obtener su información.

Esta información es digitalizada y enviada a los relés de protección a través de una red de comunicación.

Tabla 1

IEDs de protección de la SE Valle Escondido

Parte	Tecnología	Nivel	IED Protección	Marca	Modelo
Línea 220 kV SE Cardones	Convencional	Bahía	Protección sistema 1	ABB	REL670
	Convencional	Bahía	Protección sistema 2	ABB	REL670
	Digital	Proceso	<i>Merging Unit</i>	SIEMENS	6MU85
Línea 220 kV SE Rio Escondido	Convencional	Bahía	Protección sistema 1	ABB	REL670
	Convencional	Bahía	Protección sistema 2	ABB	REL670
	Digital	Proceso	<i>Merging Unit</i>	SIEMENS	6MU85
Acople 220 kV	Convencional	Bahía	Protección sistema 1	SIEMENS	7VK87
	Digital	Proceso	<i>Merging Unit</i>	SIEMENS	6MU85
Transformador N°1 220/33 kV	Digital	Bahía	Protección sistema 1	SIEMENS	7UT85
	Digital	Bahía	Protección sistema 2	SIEMENS	7UT85
	Digital	Proceso	<i>Merging Unit</i>	SIEMENS	6MU85
	Digital	Proceso	<i>Merging Unit</i>	SIEMENS	6MU85
	Digital	Proceso	<i>Merging Unit</i>	SIEMENS	6MU85
Barras 220 kV	Digital	Bahía	Unidad central Diferencial de barras	SIEMENS	7SS85

Nota: Fuente (Elaboración propia)

En la Tabla 1 se indican los IEDs que son parte del sistema de protección de la subestación Valle Escondido 220/33kV.

Validar la correcta operación del sistema protección mediante pruebas de aceptación, no solo se reduce a probar el relé de protección y su conexión directa con los equipos de patio, sino probar el relé de protección digital, las *Merging Units* y la red de comunicación donde se integran.

1.2.2 Problema a resolver

La falta de un proceso de puesta en servicio, para los nuevos relés de protección con tecnología digital, y que este nuevo proceso debe garantizar la operación correcta de todas las funciones del sistema protección.

1.3 Objetivos del estudio

1.3.1 Objetivo general

Aplicar el protocolo IEC 61850 en la puesta en servicio del sistema de protección de una subestación digital.

1.3.2 Objetivos específicos

- Describir la ingeniería básica y de detalle (que a diferencia de las subestaciones convencionales se describirá la incorporación de las *Merging Units*)
- Describir el protocolo IEC 61850.
- Describir la Red de Proceso y Red de Estación.
- Describir los mensajes de *Sampled Values* y GOOSE.
- Describir las funciones de protección a evaluar.
- Desarrollar y presentar los resultados de las pruebas a los relés de protección.

1.3.3 Indicadores de logro de los objetivos

Los indicadores establecidos para este trabajo son:

- La desviación (%) en medición de la corriente y tensión por *Sampled Values*, entre valor esperado y valor que indica el IED.
- Operación de las funciones de protección de acuerdo a su curva característica,
- Los tiempos de disparo (ms), que son transmitidos por mensajes tipo GOOSE.

Tabla 2

Indicadores de logro

Objetivo Especifico	Indicador de logro	Métrica
Desviación en medición de corrientes por <i>Sampled Values</i>	$-0.3% < \Delta I < 0.3%$	Porcentaje (%)
Desviación en medición de tensiones por <i>Sampled Values</i>	$-0.3% < \Delta V < 0.3%$	Porcentaje (%)
Curvas características de operación	Aproximación fiel al ajuste	Parámetros de ajuste
Tiempos de disparo por GOOSE	$\leq 30\text{ms}$	Milisegundos (ms)

Nota: Fuente (Elaboración propia)

1.4 Antecedentes del problema

Los siguientes antecedentes, se tomaron como referencia para desarrollar el presente trabajo.

HMV (2018) en su paper “IEC 61850-9 Process Bus Line Protection Performance Test and Comparative Methodology” describe el sistema de protección de dos líneas de transmisión. En una línea, tiene como sistema principal un relé de protección digital (marca

ALSTOM) integrado a una Red de Proceso conforme al estándar IEC 61850-9-2LE, y otro convencional (marca SEL). La otra línea, posee en ambos sistemas, relés de protección digitales (marca GE y NARI) integrados conforme al estándar IEC 61850-9-1.

Este artículo técnico detalla los diferentes esquemas de prueba que pueden implementarse, durante las pruebas FAT y SAT. En las pruebas FAT se puede tener las *Merging Units* próximos a los relés de protección, mientras que en las pruebas SAT son ubicados en el patio y su conexión con la sala de control es con fibra óptica. Para cada caso se pueden aplicar ciertos esquemas de prueba, pero eso sí, hace énfasis en disponer de un equipo de pruebas capaz de simular a las *Merging Units* e inyectar corrientes y tensiones secundarias de falla.

Además, muestra un resultado comparativo del desempeño de la operación de las funciones de protección entre el relé de protección convencional y los digitales bajo la aplicación de los diferentes esquemas de prueba.

De otro lado, **Mohit Sharma, Lam Nguyen y Sughosh Kuber (2019)** en su paper “Testing IEC-61850 Sampled Values-Based Transformer Differential Protection Scheme” plantean 3 escenarios de prueba de la función diferencial 87T. El primer escenario, es sobre relé de protección cuyo comportamiento es el convencional, es decir no está integrado a una Red de Proceso. El segundo escenario, si se encuentra integrado a la red de proceso y está suscrito a una *Merging Unit* en cada lado, AT y BT de un transformador. Y por último el tercer escenario, en el que solo se suscribe a una *Merging Unit* en lado de BT mientras que el de AT es convencional. Bajo estos escenarios, someten al relé de protección a una serie de pruebas, y muestran el desempeño de los tiempos de disparo y detección por 2do armónico (corriente inrush).

El artículo de **Apostolov, A. (2017)**, “Efficient maintenance testing in digital substations based on IEC 61850 edition 2”, presenta la definición de una subestación digital, la eficiencia de las pruebas y los requerimientos de aislamiento virtual. Describe las características de las pruebas según el estándar IEC 61850 y los métodos que pueden ser

utilizados en las subestaciones digitales, ejemplos de pruebas de mantenimiento y especifica los requisitos de las herramientas de pruebas. Por último, abarca los principios de las pruebas remotas a través del sistema de control, que aportan beneficios significativos en la eficiencia, seguridad, y la reducción de tiempos de interrupción del servicio.

Chase, S., Jessup, E., Silveria, M., Dong, J., Yang, Q. (2019), en su artículo “Protection and Testing Considerations for IEC 61850 Sampled Values-Based Distance and Line Current Differential Schemes” indican que implementar los sistemas de control y protección basados en *Sampled Values* implica la instalación de nuevos equipos, que no son necesarios en los sistemas tradicionales, llamados *Merging Units*. Estos equipos transforman las señales análogas en *Sampled Values*, y junto con *Switches Ethernet*, fuentes de tiempo de alta precisión, cables de fibra óptica e IEDs digitales, se conectan a una red de comunicación llamada Red de Proceso. Señala que el diseño de estos sistemas debe considerar las condiciones de la red de comunicación y su impacto en su aplicación, tales como el límite del ancho de banda, la latencia y la pérdida de paquetes. Analiza y presenta los resultados, del impacto por pérdida de datos de *Sampled Values*, en el monitoreo de la corriente local, la corriente remota y la corriente diferencial de una protección diferencial de línea.

El artículo **Yang, Q., Keckalo, D., Dolezilek, D., Cenon, E., SEL. (2020)**. Títulado “Testing IEC 61850 Merging Units” realiza un análisis de las *Merging Units* en el entorno de los *Sampled Values*, resalta la importancia de considerar la gestión de la pérdida de sincronización horaria temporal, el rendimiento de los *Sampled Values* publicados y la visualización de señales análogas en tramas de los mensajes en la red de proceso. Introduce conceptos y métodos de prueba que demuestran la precisión, seguridad y confiabilidad de las *Merging Unit* en aplicaciones de protección, dado su criticidad. Analiza soluciones, para la evaluación de la conversión analógico-digital, la detección de la

integridad de los mensajes *Sampled Values*, la medición del rendimiento de publicación y la gestión de la sincronización horaria.

Capítulo II. Marco teórico y conceptual

2.1 Marco Teórico

2.1.1 Subestación Digital

Una subestación digital, está basada en dos redes de comunicación con tecnología ethernet. La Red de Proceso, donde se obtiene e intercambia la información entre los equipos de patio e IEDs de control, protección y medición. Y la Red de Estación, donde se transmite la información para la supervisión, el monitoreo y el control hacia estaciones de operación, locales y remotos.

Los IEDs que componen la subestación digital poseen una tecnología avanzada, para comunicarse y procesar la información, y están sujetas al desarrollo del estándar IEC 61850.

A diferencia de una subestación convencional, en la digital, se implementa la Red de Proceso, que viene a ser la interfaz para transmitir la información digitalizada desde la proximidad de los equipos de patio, con el uso de unos dispositivos llamados *Merging Units*.

2.1.2 Ingeniería Secundaria

Los sistemas secundarios de una subestación sirven para proteger, operar y controlar el equipamiento primario y otros sistemas, que, en conjunto, integran todo el sistema de potencia de la subestación. Estos sistemas secundarios son:

1. Sistema de Control.
2. Sistema de Protección.
3. Sistema de Medición.
4. Sistema de Comunicación.
5. Sistema de Servicios Auxiliares (SSAA).

Dado el objetivo planteado, este trabajo solo se limita a detallar el Sistema de Control y Protección.

2.1.3 Sistema de Control

Actualmente el sistema de control, está basado en el Sistema de Automatización de Subestaciones (SAS). Este sistema permite operar toda la subestación, para ello monitorea en tiempo real el estado de toda la subestación, mostrando al operador local o remoto, los valores análogos de corrientes, tensiones, potencia activa y reactiva, posición y su estado de todo el equipamiento primario. Ello permite tomar la decisión de controlar, pudiendo: abrir y cerrar equipos de maniobra (interruptores y seccionadores), subir y bajar la posición de las tomas (taps) de transformadores, controlar la tensión a través de la potencia reactiva, etc.

Además, proporciona otras funciones como el interbloqueo, llamado también enclavamiento, usado por seguridad o por el proceso operacional. También para cierres y recierres automáticos, cierres y aperturas controladas para la conexión y desconexión de reactores o capacitores cuyo fin es reducir los transitorios que se producen en la red.

a) Arquitectura

La arquitectura es la forma en que se distribuyen y se integran los diferentes IEDs para formar el sistema de control. Desde la perspectiva de cómo funciona y como se opera la subestación, la arquitectura del sistema de control define 4 niveles de control jerarquizado y sus respectivas redes de comunicación e interfaces.

Figura 1

Niveles de control

Nivel 3	Sistemas remotos: Centro de Control y Ente Regulador		
Nivel 2-3	Red de comunicaciones e interfaz (WAN)		
Nivel 2	Sistema de procesamiento de señales (RTU)	Almacenamiento de datos históricos y de tiempo real	Interfaz de operación integral de la subestación en HMI
Nivel 1-2	Red de comunicaciones e interfaz (Bus de estación)		
Nivel 1	Controladores de bahía, protecciones, medidores, registradores de falla, etc.		Interfaz de operación de bahía en controladores
Nivel 0-1	Cableado o red de comunicaciones (Bus de proceso)		
Nivel 0	IEDs: Merging Unit, equipos de monitoreo, etc. Equipos de Patio y de Servicios Auxiliares		

Nota: Fuente (HMV, 2021)

Nivel 0

Lo integran:

- Equipamiento de patio, como: Interruptores, seccionadores, transformadores de potencia, transformadores de medición, bancos capacitadores, reactores, etc.
- Equipos del sistema de SSAA, como: El alimentador en media tensión (MT), los Mini circuit breakers (MCB) en baja tensión (BT) AC y DC, grupos electrógenos, suministro de energía ininterrumpida (UPS), Cargadores de baterías, etc.
- IEDs, como: Monitores de humedad, gases y nivel de aceite del transformador de potencia, *Merging Units*, sensores, etc.

Nivel 1

Lo integran:

- IEDs, como: Controladores de bahía, relés de protección, medidores, registradores de falla, etc.

Actualmente, las funciones de control y protección se integran solo en un IED.

A partir de este nivel los controladores tienen en pantalla, una interfaz hombre-máquina (HMI), que permite ejecutar comandos de apertura y cierre, entre otros, a su propia bahía.

Nivel 2

Lo integran:

- HMI de la subestación, es una estación de operación local, desde el cual se tiene el control integral de la instalación. Además, muestra varios despliegues, como la visualización del estado de todos los equipos (como un diagrama unifilar general y por bahía), lista de alarmas, lista eventos, estado de la comunicación del sistema de control y curvas de tendencia.
- Equipo de procesamiento de señales, se encarga de obtener toda la información que proporcionan todos los IEDs integrados a la de red de estación, para procesarlos, adaptarlos, mapearlos y transmitirlos a los sistemas remotos.

Nivel 3

Lo integran:

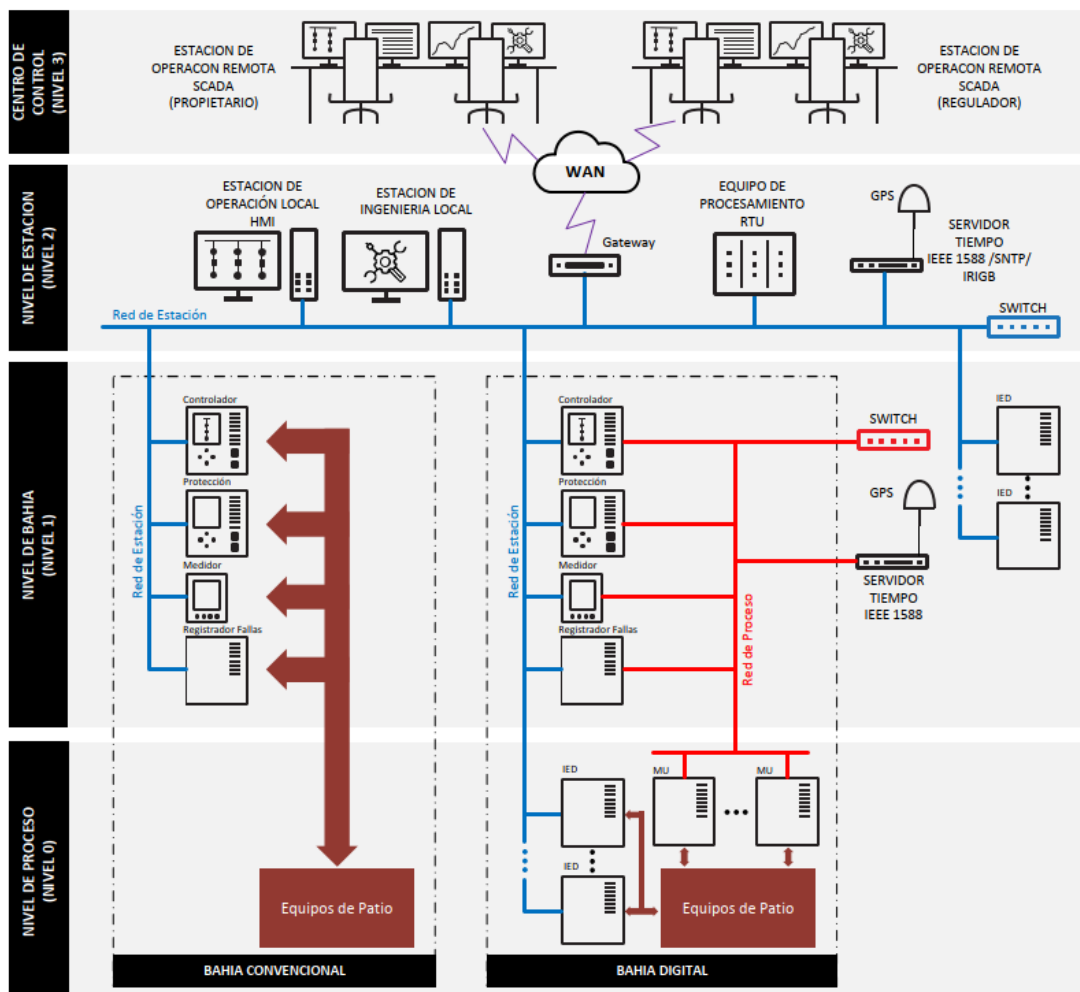
- Sistemas remotos, como el centro de control centralizado de la compañía y el ente regulador del sistema de potencia. Estos están implementados con sistemas SCADA.

Normalmente, es desde estos sistemas que se operan las subestaciones, es decir la controlan, la supervisan y la monitorean.

En la Figura 2, a modo de resumen, se muestra una arquitectura de control del SAS de una subestación.

Figura 2

Arquitectura de control del SAS



Nota: Fuente (Elaboración propia)

b) Comunicación

El sistema de control necesita obtener la información de todos los elementos que conforman la subestación, para ello hace uso de interfaces, como cableados y redes de comunicación basados en tecnología Ethernet, por donde se distribuyen, transmiten y reciben la información.

Interfaz Nivel 0 y 1

En estos niveles se tiene 3 tipos de interfaces.

- Cableado punto a punto, para llevar cada señal binaria o análoga a los IEDs del nivel 1.
- Comunicación serial, para transductores, equipos de monitoreo, etc. Aquí se pueden utilizar protocolos de comunicación como Modbus, DNP3.0 o IEC 60870-5-101/102/103 para la transmisión de la información.
- Comunicación sobre *Ethernet*, llamada también Red de Proceso, para las *Merging Units*. Aquí se utiliza el único estándar, que satisface los requerimientos, el IEC 61850, para la transmisión de la información.

Interfaz Nivel 1 y 2

La interfaz es la comunicación sobre *Ethernet*, llamado también Red de Estación, para los IEDs del nivel de bahía y de estación, y dispositivos de red como: *Switches*, *Routers*, y *Firewalls*.

En esta interfaz se pueden utilizar los protocolos de comunicación como DNP3.0, IEC 60870-5-104 o IEC 61850 para la transmisión de la información.

Interfaz Nivel 2 y 3

La interfaz es la comunicación WAN, para la unidad de procesamiento de señales con función Gateway y dispositivos de enlace, como *Routers* y *Firewalls*.

En esta interfaz se pueden utilizar los protocolos de comunicación como DNP3.0 o IEC 60870-5-104.

Para establecer la conexión con los centros remotos, se usan medios de comunicación como la fibra óptica, microondas, radio o por satélite.

c) Topología de red y protocolos de redundancia

La Red de Estación y la Red de Proceso en el SAS, deben ser confiables y estar siempre disponibles. Solo existen 2 tipos de conexión que pueden cubrir este requerimiento: La conexión de estrella doble y la conexión en anillo.

La norma IEC 62439, define protocolos de redundancia de medios para la transmisión de la información en la red y los principales son.

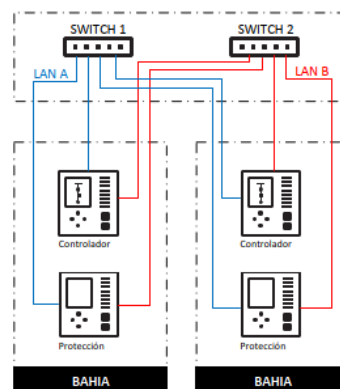
PRP (Parallel Redundancy Protocol)

Este protocolo de redundancia utiliza el tipo de conexión de estrella doble, donde cada puerto del IED se conecta a un *Switch* diferente, formando 2 redes independientes, LAN A y LAN B.

Este protocolo hace que cada puerto se encuentre activo, envíen y reciban la misma información, de forma simultáneamente. Esto hace que, ante una falla en un puerto, siga enviando y recibiendo la información por la otra, sin pérdida de tiempo por conmutación.

Figura 3

Topología PRP

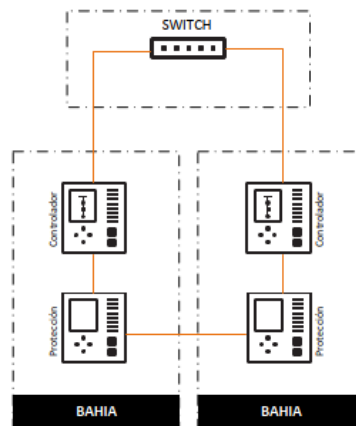


Nota: Fuente (Elaboración propia)

HSR (High-Availability Seamless Redundancy)

Este protocolo de redundancia utiliza el tipo de conexión en anillo, y tiene el mismo funcionamiento que el protocolo PRP para los puertos del IED.

Figura 4
Topología HSR



Nota: Fuente (Elaboración propia)

2.1.4 Sistema de Protección

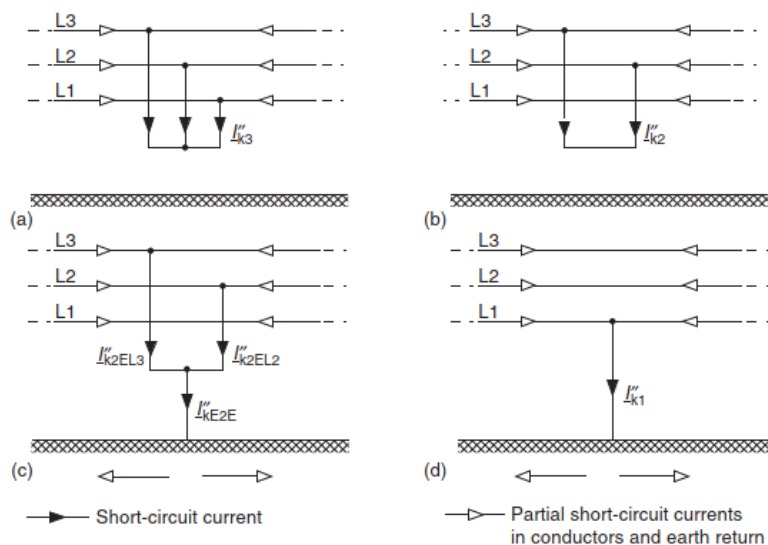
Este sistema despeja de forma selectiva la falla, cuando es detectada, en un tiempo muy rápido, para mantener estable el sistema y minimizar daños en el equipamiento de la subestación.

a) Fallas

En los sistemas de potencia tenemos fallas originadas por cortocircuitos que se clasifican en cortocircuito trifásico (a), bifásico (b), bifásico con tierra (c) y monofásico (d).

Figura 5

Clasificación de fallas



Nota: Fuente (Kasikci, 2018)

b) Relé de protección

Los relés de protección son dispositivos electrónicos inteligentes que procesan señales análogas de corrientes y tensiones, y señales digitales de estados de equipos y alarmas, para detectar una condición de falla o estado anormal del sistema de potencia y ejecutar acciones correctivas en un tiempo muy rápido del orden de los milisegundos, aislando solo la sección fallada y devolviendo el sistema de potencia a un nuevo estado estacionario de operación.

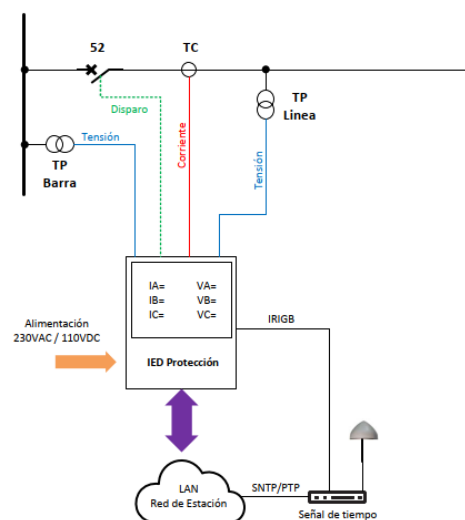
Los relés de protección tienen 3 características principales.

- Son confiables, operan solo cuando deben y no realizan operaciones incorrectas.
- Son selectivos, aíslan solo la zona fallada.
- Son rápidos, actúan lo más rápido posible para minimizar los daños.

Actualmente, hay 2 tecnologías de relés de protección que ofrecen los fabricantes, una convencional y la otra digital. Los relés de protección con tecnología convencional (Figura 6), se conectan de forma directa, con cable de cobre, a los equipos de patio. Mientras que los relés de protección con tecnología digital (Figura 7), se conectan a la Red de Proceso y así de forma indirecta a los equipos de patio, haciendo uso de las *Merging Units* como equipos intermedios para este fin.

Figura 6

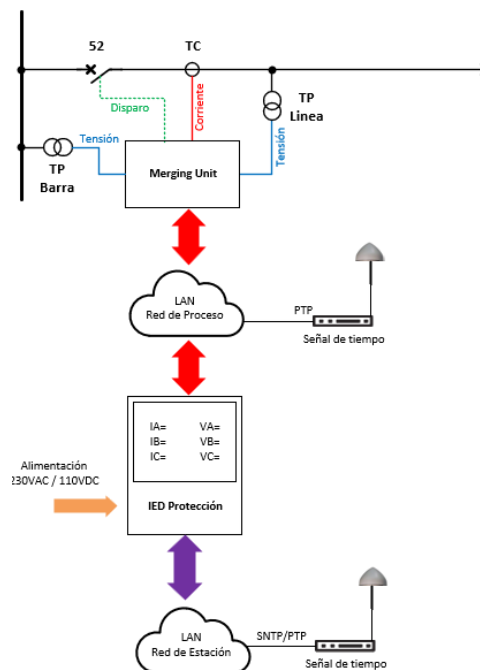
Relé de protección con tecnología convencional



Nota: Fuente (Elaboración propia)

Figura 7

Relé de protección con tecnología digital



Nota: Fuente (Elaboración propia)

Transformadores de Corriente (TC)

Es un equipo primario electromagnético que tiene la función de transformar las corrientes que fluyen por el sistema de potencia, en el lado primario, a valores secundarios normalizados de 1 o 5 A para ser medidos por los relés de protección, *Merging Units*, controladores y medidores.

Existen tipos de transformadores de corriente orientados a diferentes fines, tales como:

- Medición, tienen mayor precisión, pero no tienen un rango amplio de medición ya que su núcleo magnético se satura entre 1.5 o 2 veces de la corriente nominal. Usado por sistemas de medición, especialmente en facturación.
- Protección, no son tan precisos, pero proporcionan mayor rango de medición ante altas corrientes, comúnmente ante cortocircuitos, ya que su núcleo magnético se satura entre 10 o 20 veces de la corriente nominal. Usado por sistemas de protección.

Transformadores de tensión (TT)

Es un equipo primario electromagnético que tiene la función de transformar las tensiones de las partes de la instalación que se quieren medir, como la llegada de una línea de transmisión, las barras y la entrada o salida de transformadores o generadores, a valores secundarios normalizados de 110 V o 115 V, para ser medidos por los relés de protección, *Merging Units*, controladores y medidores.

Existen tipos de transformadores de tensión orientados a diferentes fines, tales como:

- Medición, tienen mayor precisión, pero no tienen un rango amplio de medición.
Usado por sistemas de medición, especialmente en facturación.
- Protección, no son tan precisos, pero proporcionan mayor rango de medición.
Usado por sistemas de protección.

Interruptor

Es un equipo de maniobra primario electromecánico, que tiene la función de cerrar y abrir circuitos, para conducir o interrumpir las corrientes que se generan en condiciones normales, anormales o de falla del sistema de potencia. Pueden tener accionamientos tripolares o monopolares, según la importancia, el nivel de tensión y la operación del sistema de potencia.

Para los sistemas de protección estos equipos son indispensables, pues permiten interrumpir las corrientes de cortocircuito, ante una falla, por orden de los relés de protección.

En secuencias de recierres, los relés de protección también generan orden de cierre, pudiendo cerrar al interruptor de forma tripolar o monopolar.

Seccionador

Es un equipo de maniobra primario electromecánico que tiene la función de cerrar o abrir sus contactos para energizar o desenergizar partes de la instalación. A diferencia

del interruptor, este equipo no tiene la capacidad de interrumpir la corriente, ni de poder conducir al momento de cerrar sus contactos.

Para los sistemas de protección estos equipos se vuelven importantes, puesto que configuran zonas de protección de acuerdo a la topología de la instalación.

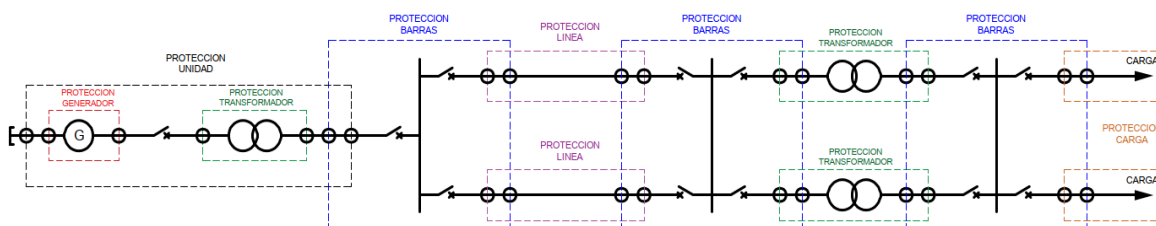
c) Zonas de protección

Para que el sistema de protección sea selectivo, se determinan zonas de protección e implementan los relés de protección con funciones para tal fin.

Las zonas de protección son delimitadas por los transformadores de corriente, como se puede ver en la Figura 8.

Figura 8

Zonas de protección



Nota: Fuente (Elaboración propia)

Las funciones de protección principales, son las primeras en operar en un tiempo muy rápido, aislando la sección fallada y minimizando el impacto en el resto del sistema de potencia. Por ello, se tienen relés de protección dedicados, para líneas de transmisión, transformadores, barras, generador, motor, reactores, alimentadores, etc.

d) Funciones de protección

1. Protección por sobrecorriente

Es la protección más básica y usada ampliamente en sistemas de transmisión y distribución. No define una zona de protección como tal, por ende, no discrimina fallas de otros circuitos; pero ante fallas cercanas, fallas en transformadores (tienen alta impedancia) y en circuitos radiales pueden proporcionar cierta selectividad.

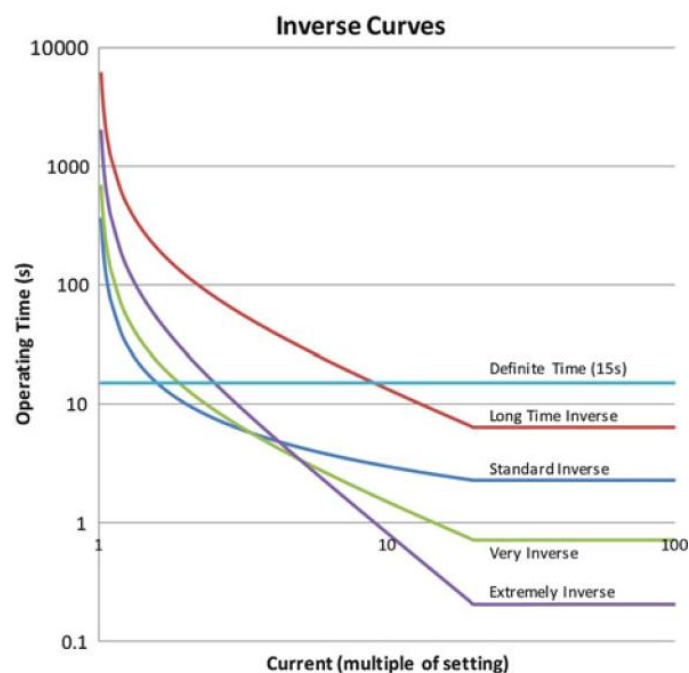
La función opera, cuando el relé de protección detecta que la corriente supera un valor ajustado, las corrientes que son evaluadas dependen de los tipos de cortocircuito que se puedan dar y la conexión de los neutros en la red.

Además de la corriente, usa la señal de tensión para determinar la dirección de la falla, en funciones de sobrecorrientes direccionales.

Los parámetros más importantes, para las funciones de sobrecorriente no direccional (50, 51, 50N, 51N, 50G y 51G) son las corrientes, las curvas características IEC o ANSI e incluso pueden ser personalizadas y el factor multiplicador del tiempo de operación. Mientras que para las funciones de sobrecorriente direccional (67 y 67N), además de las anteriores, el parámetro importante es el umbral de sensibilidad de la tensión.

Figura 9

Curvas características de sobrecorriente



Nota: Fuente (CIGRE Green Books, 2019)

2. Protección por impedancia (21)

Llamada también protección de distancia, es comúnmente usada en sistemas de transmisión y subtransmisión. Puede discriminar las fallas que ocurren en diferentes partes del sistema de potencia, mediante el cálculo de la impedancia.

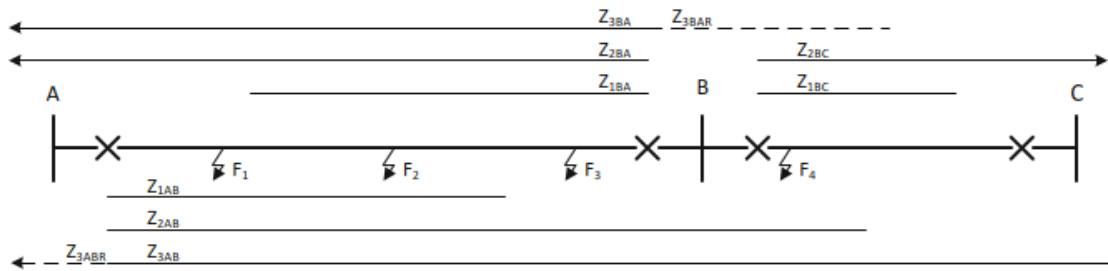
La impedancia es calculada directamente desde la medición de corrientes y tensiones. La función opera, cuando el relé de protección determina que la impedancia calculada de la falla, se ubica dentro de las zonas de protección ajustadas.

- Zona 1, es ajustada al 70-80% de la impedancia de la línea, con un tiempo de operación instantáneo.
- Zona 2, es ajustada al 120-150% de la impedancia de la línea o al 100% de la línea más 50% de la línea más corta del extremo remoto, con un tiempo de operación de 200-500ms. Es usada principalmente como protección de respaldo ante fallas en barra de la subestación del extremo remoto, y como zona de envío y permiso para el esquema de teleprotección POTT.
- Zona 3, es ajustada para cubrir fallas fuera de la subestación remota, como respaldo, con un tiempo de operación de 800-1000ms.
- Zona 4, es ajustada con una dirección reversa al 20% de la línea, con tiempos similares a la zona 3. Es usada para como protección de respaldo de la barra cercana.

La zona 1 y zona 2 con un esquema de teleprotección POTT, son selectivas ante fallas en las líneas de transmisión.

Figura 10

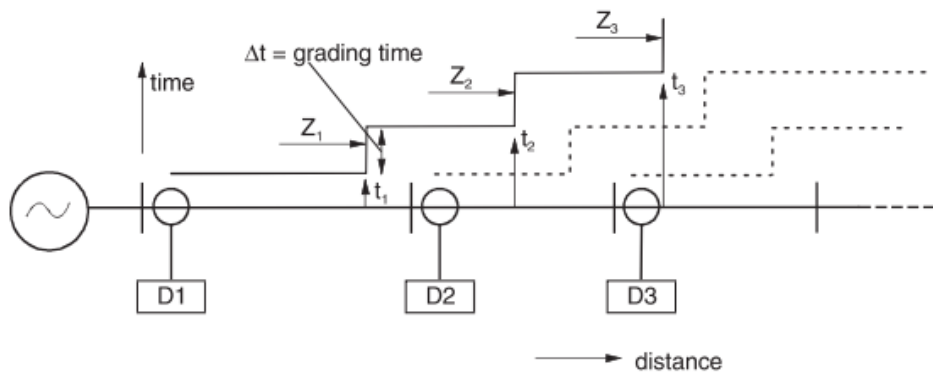
Zonas de la protección de distancia



Nota: Fuente (CIGRE Green Books, 2019)

Figura 11

Tiempos de operación de la protección de distancia

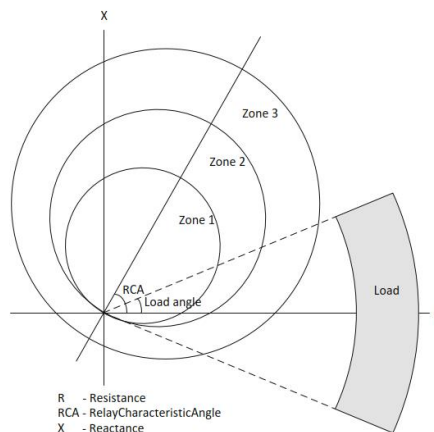


Nota: Fuente (Ziegler Gerhard, 2011)

Las zonas de la protección de distancia, pueden tener características de operación tipo Mho o cuadrilaterales, siendo estos últimos los más usados en líneas de transmisión, pues permite ajustar los alcances de reactancia y resistencia de forma independiente.

Figura 12

Característica de operación tipo Mho de la protección de distancia

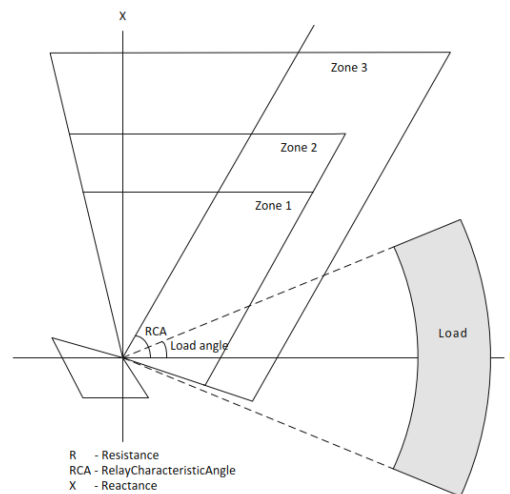


R - Resistance
RCA - Relay Characteristic Angle
X - Reactance

Nota: Fuente (CIGRE Green Books, 2019)

Figura 13

Característica de operación tipo cuadrilateral de la protección de distancia



Nota: Fuente (CIGRE Green Books, 2019)

Los parámetros más importantes de la línea de transmisión para la función de distancia son las reactancias y resistencias, de secuencia positiva y homopolar.

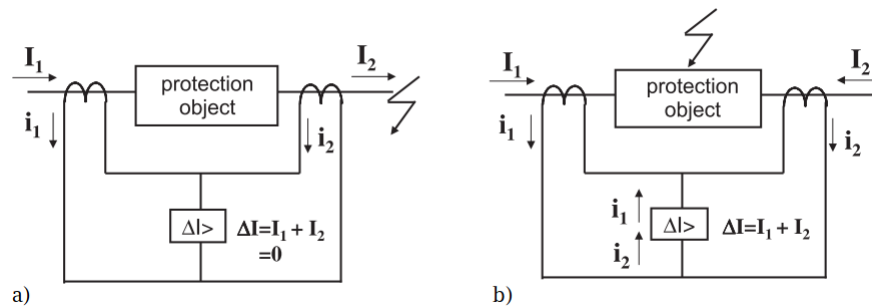
3. Protección por diferencial de corriente (87)

La función diferencial es usada como protección principal en líneas de transmisión, transformadores, barras, generadores y motores. Discrimina las fallas que ocurren en el interior del objeto protegido y fuera de estos.

Su operación está basada en la ley de Kirchhoff, según la cual, la suma fasorial de las corrientes que ingresan al objeto protegido y las corrientes que salen es 0, por convención las corrientes que ingresan al objeto protegido son positivas, y las que salen son negativas. Ante una falla, las corrientes ingresan al objeto, por ende, la suma es diferente de cero y el relé de protección determina la presencia de una corriente diferencial y emite un disparo a los interruptores que conectan el objeto al sistema de potencia.

Figura 14

Diferencial de corriente. Falla externa o carga (a), falla interna (b)



Nota: Fuente (Ziegler Gerhard, 2012)

Los relés de protección definen una corriente base común, como referencia, de todas las fuentes de corriente del objeto, llamada corriente de objeto.

- En los transformadores, es la corriente nominal. Además, tienen un factor de corrección, para compensar el grupo de conexión.
- En las líneas de transmisión, es el mayor valor primario, entre los transformadores de corriente de los dos extremos.
- En barras, es el mayor valor primario, entre los transformadores de corriente de todas las bahías que se conectan.
- En los generadores y motores, es el valor primario, del transformador de corriente ya que normalmente son iguales.

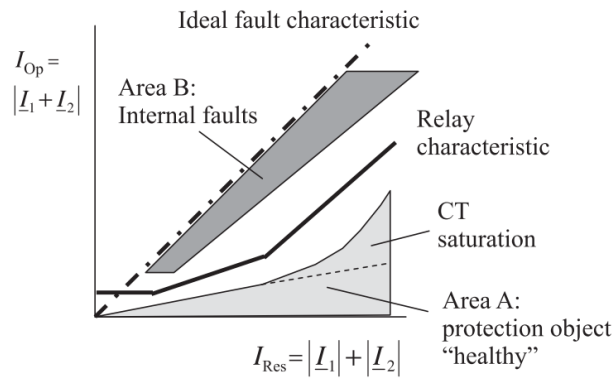
La función tiene una curva característica, que se dibuja con el módulo de la corriente diferencial (I_{op}) vs la corriente de restricción (I_{Res}). La zona de no operación, considera que, ante mayores corrientes primarias, se tiene una mayor corriente de restricción y se presenta un mayor grado de error, provocando que el relé de protección pueda detectar una corriente diferencial, sin que haya de por medio una falla interna.

Figura 15

Curva característica de función diferencial de corriente

$$I_{Res} = |I_1| + |I_2| + |I_3| + \dots + |I_n|$$

$$I_{Op} = |I_1 + I_2 + I_3 + \dots + I_n|$$

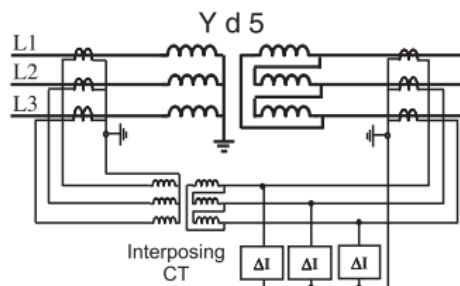


Nota: Fuente (Ziegler Gerhard, 2012)

En transformadores, generadores y motores la operación de la función diferencial se lleva a cabo en un solo relé de protección.

Figura 16

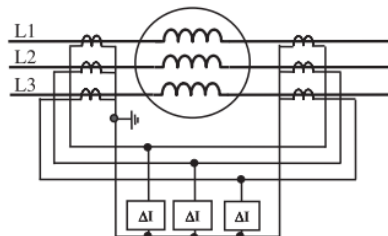
Diferencial de corriente en transformador



Nota: Fuente (Ziegler Gerhard, 2012)

Figura 17

Diferencial de corriente en generador

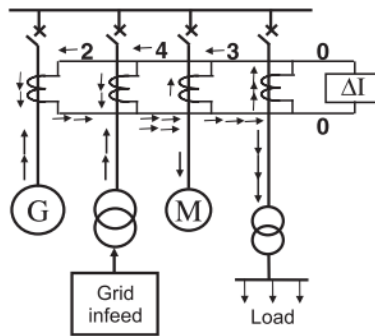


Nota: Fuente (Ziegler Gerhard, 2012)

En los sistemas de barras la operación de la función diferencial, se lleva a cabo en un solo relé de protección, llamado unidad central, pudiendo ser centralizada o distribuida, en la cual todas las señales de cada bahía convergen.

Figura 18

Diferencial de corriente en barras

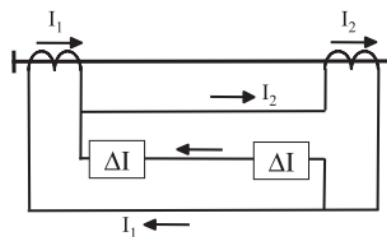


Nota: Fuente (Ziegler Gerhard, 2012)

Sin embargo, en líneas de transmisión la operación de la función diferencial, se lleva a cabo en cada relé de protección, de cada extremo de la línea, que están comunicados entre sí mediante un canal de fibra óptica dedicado.

Figura 19

Diferencial de corriente en línea de transmisión



Nota: Fuente (Ziegler Gerhard, 2012)

4. Bloqueo por Oscilación de potencia (68)

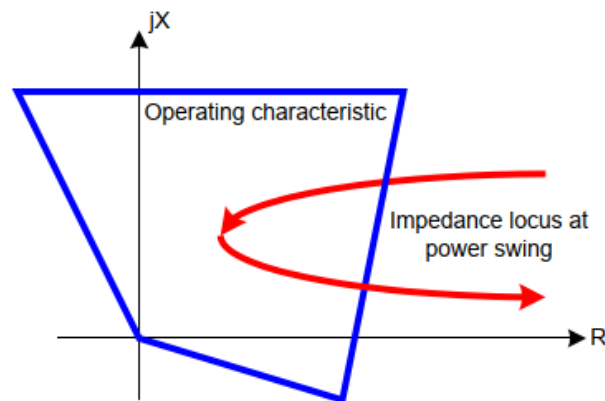
Esta función es usada en líneas de transmisión, para bloquear la actuación de las zonas de la protección de distancia, cuando se haya detectado una oscilación de potencia.

Cuando ocurre una oscilación de potencia, la impedancia vista por el relé de protección puede localizarla dentro de sus zonas de protección de distancia, y en consecuencia emitir la orden de disparo. Para evitar esta operación, la función debe discriminar las fallas provocadas por un cortocircuito de una oscilación de potencia.

La oscilación de potencia, debe ser detectada bajo condiciones normales de operación, cuando ocurren fallas en líneas adyacentes o en líneas paralelas, y durante el tiempo muerto de un ciclo de recierre monopolar y cierre exitoso.

Figura 20

Zona de protección de distancia con detección de oscilación de potencia



Nota: Fuente (ABB, 2016)

5. Falla de interruptor (50BF)

Esta función es iniciada cuando las funciones principales han emitido el disparo hacia el interruptor, y este no ha abierto sus contactos primarios, permitiendo que la falla siga presente en el sistema de potencia.

Una vez iniciada la función y el relé de protección detecta que la corriente supera un valor ajustado, emite la orden de disparo de acuerdo a los tiempos de las etapas que tiene.

La función normalmente tiene 2 etapas de operación:

- La primera etapa, emite un redisparo hacia el interruptor en falla.
- La segunda etapa, emite un disparo hacia todos los interruptores de las fuentes que alimentan la falla, pudiendo ser la barra, el extremo remoto de la línea de transmisión, entre otros, de acuerdo a la topología de la red.

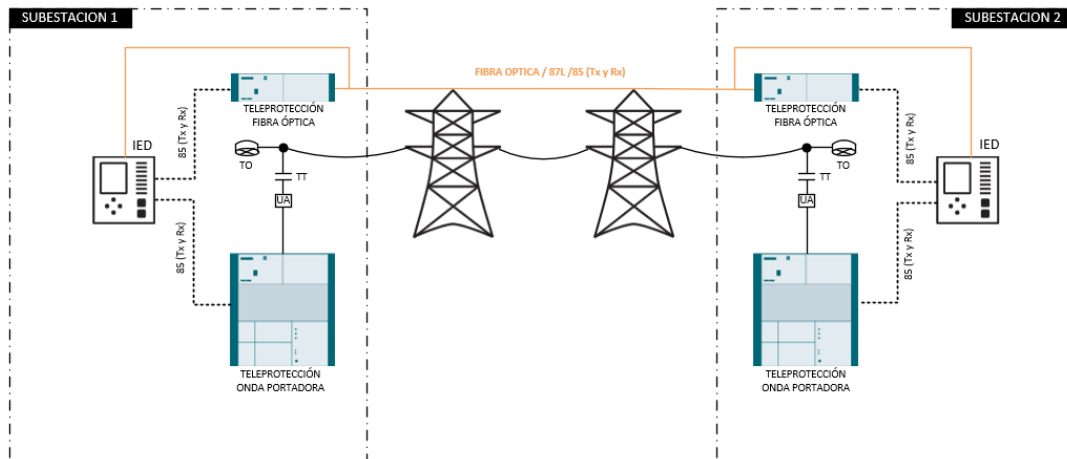
En líneas de transmisión, que poseen interruptores de mando monopolar y tienen habilitadas la función recierre monopolar, los redisparos deben ser monopolares.

6. Protección por Esquemas de Teleprotección (85)

Los sistemas de teleprotección son usados principalmente en líneas de transmisión, y usan como medio, para enviar o recibir señales digitales, la onda portadora o la fibra óptica y equipos intermedios de telecomunicaciones.

Figura 21

Implementación para funcionamiento del esquema de teleprotección



Nota: Fuente (Elaboración propia)

A continuación, se describen los esquemas principalmente usados.

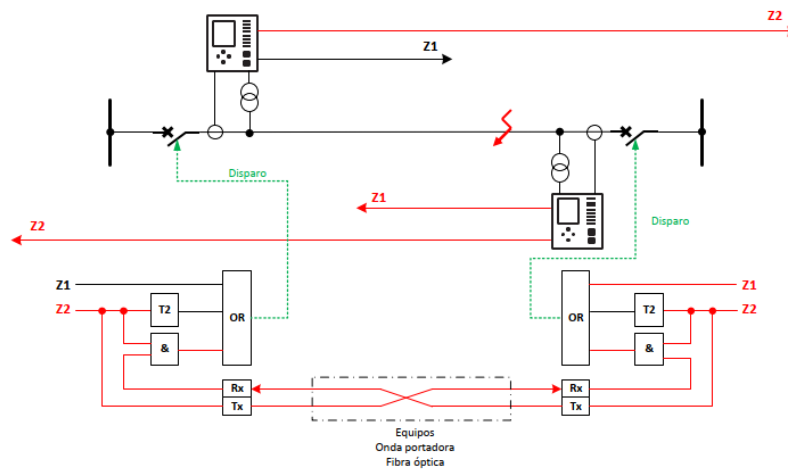
Esquema de protección de distancia con sobre alcance permisivo (POTT)

El esquema POTT hace uso del arranque de la zona 2 de la función de distancia, en ambos extremos de la línea.

Cuando en un extremo, el relé de protección detecta que la falla se encuentra en su zona 2, inmediatamente la función arranca y emite la señal de envío; esta señal es transmitida hasta el otro extremo de la línea, en este extremo, el relé de protección lo recibe, y si a su vez, detecta que la falla se encuentra en su zona 2, ordena el disparo con un tiempo de coordinación, que generalmente es instantáneo.

Figura 22

Esquema POTT



Nota: Fuente (Elaboración propia)

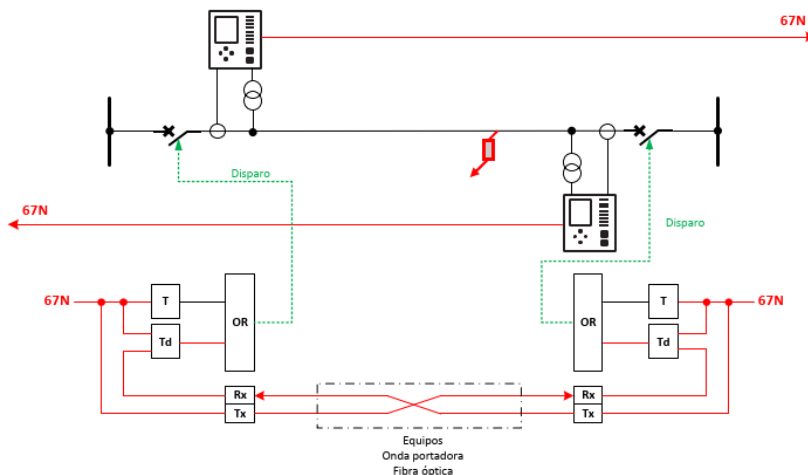
Esquema de protección por comparación direccional (67NCD)

El esquema 67NCD, hace uso del arranque de la función 67N, que detecta fallas de alta impedancia, en ambos extremos de la línea.

La lógica de funcionamiento es la misma que en el esquema POTT.

Figura 23

Esquema 67NCD



Nota: Fuente (Elaboración propia)

Esquema de protección de fuente débil (WEI)

El esquema es usado cuando en uno de los extremos de la línea tiene un bajo nivel cortocircuito y alta impedancia, llamado extremo débil, y es probable que el relé de protección no pueda detectar la falla cuando ocurra.

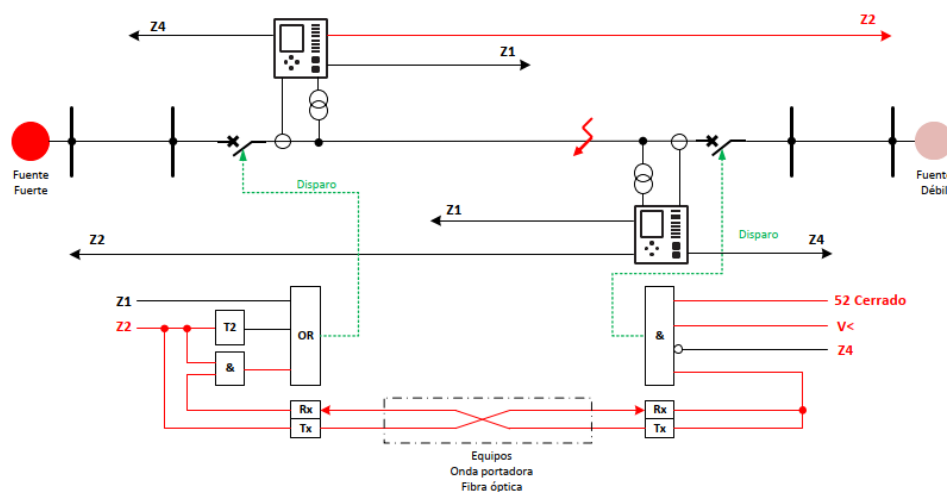
Este esquema se implementa en el extremo débil, y para que se pueda emitir el disparo se debe cumplir lo siguiente:

- Se habilita la función ECHO, que devuelve la señal recibida al extremo fuerte, por el canal de transmisión, para completar el esquema POTT o 67NCD en ese extremo. Esto lo realiza de manera independiente a la posición del interruptor.
- Verifica que haya una caída en la tensión por debajo del ajuste.
- Verifica que la falla no haya sido detectada en la zona reversa.
- Verifica la posición cerrada del interruptor.

El extremo fuerte funciona como los esquemas POTT o 67NCD.

Figura 24

Esquema WEI



Nota: Fuente (Elaboración propia)

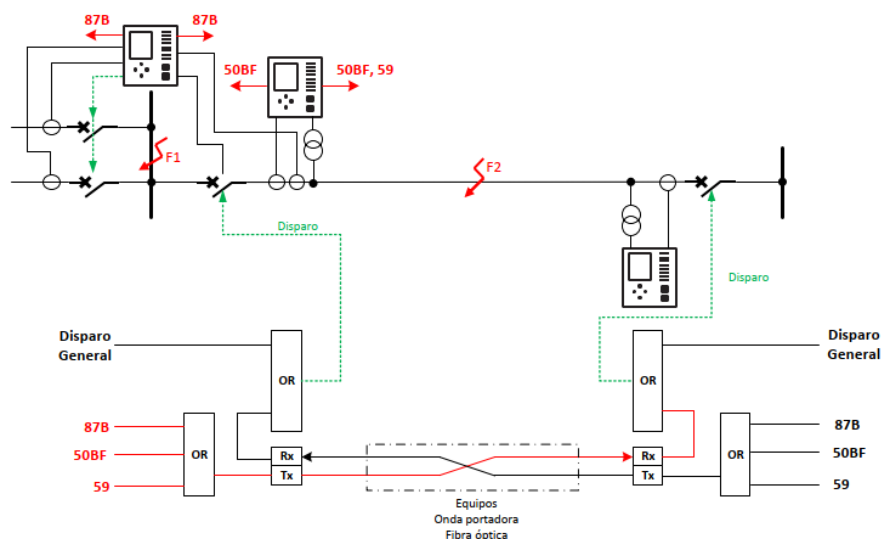
Esquema de protección por disparo directo transferido (DDT)

El esquema DDT es usado para transmitir una orden de disparo, al otro extremo de la zona fallada, cuya finalidad, es aislar la falla completamente, extinguiendo todas las fuentes posibles de aporte. El extremo que recibe la señal, emite el disparo al interruptor correspondiente.

Las ordenes de envío DDT, son generalmente, emitidas por operación de la función diferencial de barras 87B y falla de interruptor 50BF etapa 2.

Figura 25

Esquema DDT



Nota: Fuente (Elaboración propia)

7. Cierre sobre falla (SOTF)

La función SOTF es usada en líneas de transmisión. Es iniciada, cuando el relé de protección detecta el cierre manual del interruptor.

Una vez iniciada la función, se mantiene activa por lo menos 1 segundo, y si el relé de protección detecta una falla, mediante un arranque de sobrecorriente o por zona 2, emite la orden del disparo en un tiempo instantáneo.

8. Recierre (79)

La función recierre es usada en líneas de transmisión. Funciona como un automatismo para el cierre del interruptor, después del despeje de fallas transitorias. Es iniciada con la operación de funciones de protección principales, netamente selectivas, como: 87L, 21 zona 1 y esquemas de teleprotección POTT, 67NCD y WEI.

Su operación puede ser monopolar o tripolar. El recierre monopolar, considera fallas monofásicas y el orden de disparo de la fase fallada para el inicio de su operación. Si el despeje es efectivo, y es solo en la fase fallada, espera un tiempo (llamado tiempo muerto) para emitir la orden de cierre del interruptor. El recierre monopolar, no considera la evaluación del sincronismo, puesto que el interruptor no se abre completamente.

A diferencia del recierre monopolar, el recierre tripolar, considera fallas bifásicas y trifásicas para el inicio de su operación. Si el despeje es efectivo y tripolar, espera un tiempo muerto, y evalúa las condiciones de sincronismo para emitir la orden de cierre del interruptor.

9. Función de sincronismo (25)

La función verifica las condiciones de la tensión en ambos lados del interruptor, antes de su cierre, en condición de operación normal o posterior al despeje de la falla y antes de un recierre tripolar.

Las condiciones de sincronismo son evaluadas de dos maneras.

Con tensión en ambos lados

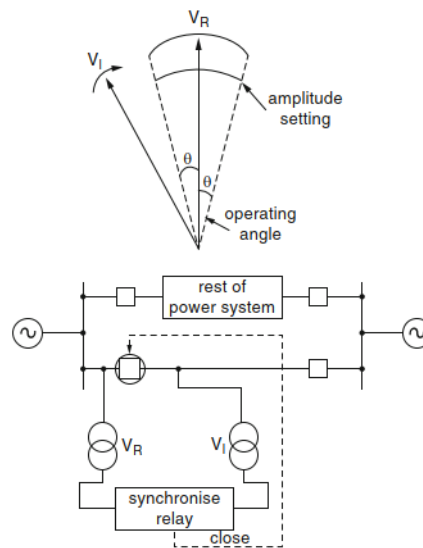
Llamada también condición de *Synchrocheck*. Para alcanzar la condición de *Synchrocheck*, el relé verifica la presencia de tensión en ambos lados del interruptor, estas tensiones normalmente son mayores al 80% de la tensión nominal de la red. Y luego compara la diferencia de la magnitud de tensión, la diferencia de fases y la diferencia de frecuencias con los rangos de valores ajustados.

Normalmente los valores ajustados son los siguientes:

- La diferencia de la magnitud de tensión esta entre el 10 y 20% de la tensión nominal de la red.
- La diferencia de fases es menor a 100mHz.
- La diferencia de ángulo es menor a 30°.

Figura 26

Esquema y comparación de Synchrocheck



Nota: Fuente (CIGRE Green Books, 2019)

Sin tensión por lo menos en un lado

Llamada también condición de energización. Para alcanzar la condición de energización, el relé verifica la presencia o ausencia de tensión en los lados del interruptor.

Para determinar la presencia de tensión (tensión viva), normalmente debe ser mayor al 80% de la tensión nominal, mientras que la ausencia de tensión (tensión muerta) debe ser menor al 10%.

De acuerdo a lo anterior, se presentan 3 condiciones:

- Barra viva/ Línea muerta, usada para energizar la línea, transformador o alimentador.
- Línea viva/ Barra muerta, usada para energizar la barra de una instalación.
- Barra muerta/ Línea muerta, usada para mantenimiento.

2.1.5 Estándar IEC 61850

El estándar IEC 61850 define la estructura de la información y los mecanismos para su intercambio, que permiten implementar las funciones de control, protección, medida y monitoreo de una subestación.

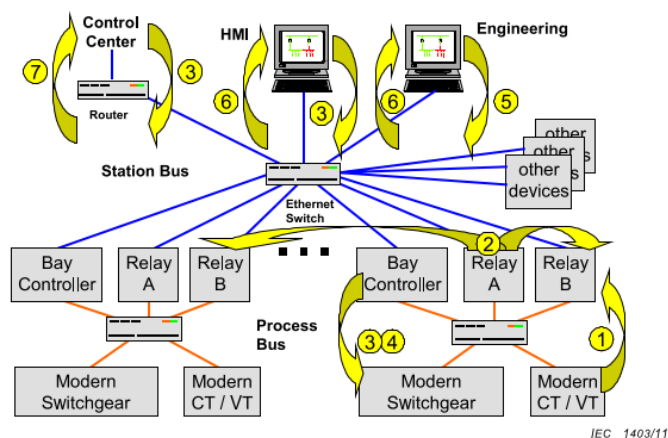
“El objetivo del estándar es proporcionar un marco de trabajo para lograr la interoperabilidad entre IEDs de diferentes fabricantes” (IEC-61850-1, 2013).

El IEC 61850 estandariza la comunicación de:

- Señales de corrientes y tensiones mediante los mensajes *Sampled Values* (1).
- Intercambio rápido y confiable de datos binarios de funciones de control y protección (2).
- Control de señales (3).
- Señales de disparo y control (4).
- Ingeniería y configuración (5).
- Monitoreo y supervisión (6).
- Comunicación con centro de control (7).
- Tiempo de sincronización.
- Medición.
- Etc.

Figura 27

Topología de automatización de la subestación



Nota: Fuente (IEC-61850-7-1, 2011)

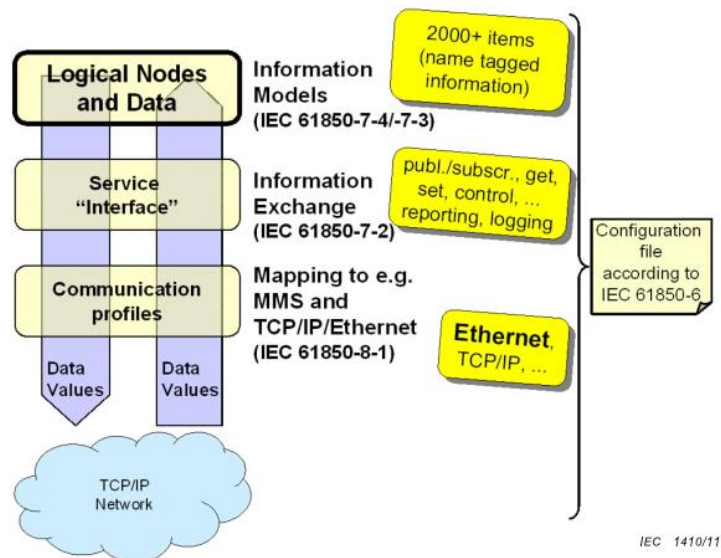
El estándar usa 4 principales mecanismos para cumplir con su objetivo.

- Modelos de información específica o modelo de datos.
- Métodos de intercambio de información o Servicios Abstractos.
- Mapeo a protocolos de comunicación concretos.
- Configuración de IEDs.

Estos mecanismos son en alto grado independientes, esto nos permite que se extiendan fácilmente sin producir cambios en los otros.

Figura 28

Mecanismos principales del IEC 61850



Nota: Fuente (IEC-61850-7-1, 2011)

a) Estructura

El estándar IEC 61850 define 10 partes principales:

Parte 1: Introducción y vista general.

Parte 2: Glosario.

Parte 3: Requerimientos generales.

Parte 4: Sistema y administración del proyecto.

Parte 5: Requerimientos de comunicación para las funciones y modelado de equipos.

Parte 6: Lenguaje de descripción de la configuración para la comunicación de IEDs en subestaciones eléctricas.

Parte 7-1: Estructura básica de comunicación - Principios y modelos.

Parte 7-2: Estructura básica de comunicación – Interfase de los servicios de comunicación abstractos ASCI (Abstract Communication Service Interface).

Parte 7-3: Estructura básica de comunicación – Clases de datos comunes.

Parte 7-4: Estructura básica de comunicación – Clases de datos y clases de nodos lógicos compatibles.

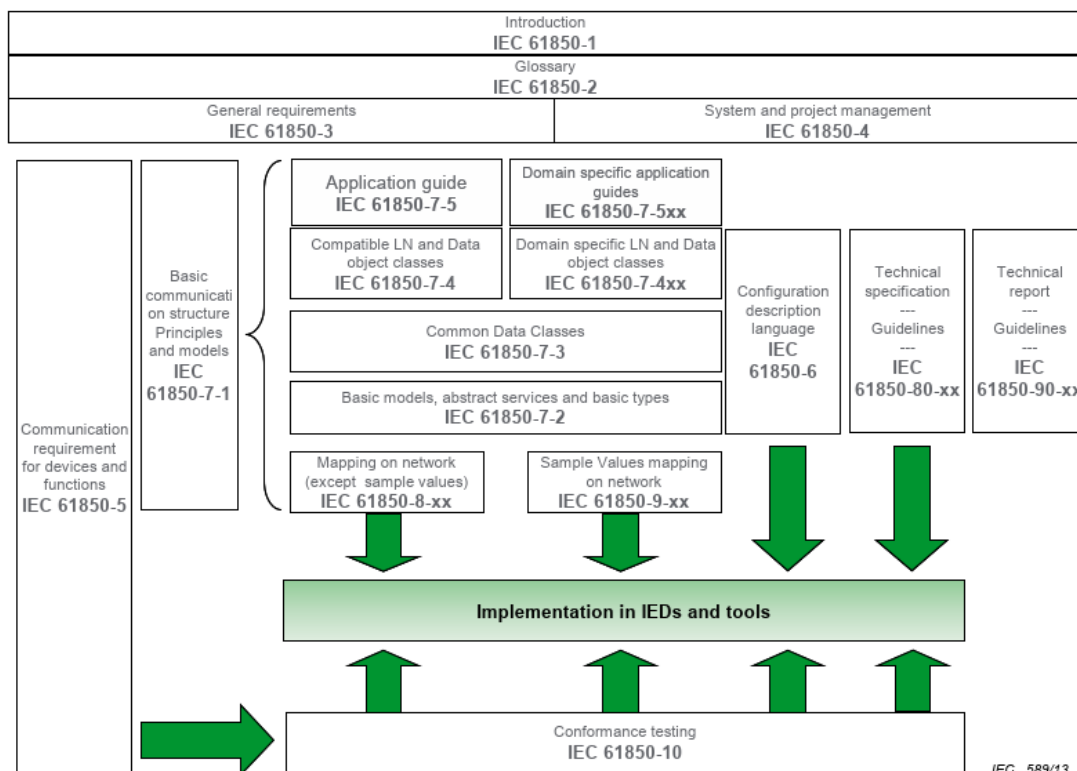
Parte 8-1: Mapeo de servicios de comunicación específicos (SCSM) – Mapeo hacia MMS y hacia ISO/IEC 8802-3.

Parte 9-2: Mapeo de servicios de comunicación específicos (SCSM) – Sampled Values sobre ISO/IEC 8802-3.

Parte 10: Pruebas de conformidad.

Figura 29

Relación entre las partes del Estándar IEC 61850



Nota: Fuente (IEC-61850-1, 2013)

IEC 589/13

b) Funciones e Interfaces lógicas

Las funciones en un SAS, son todas las tareas que se llevan a cabo en una subestación. Las funciones principales son: el control, protección y monitoreo de la subestación. Y se añaden otras funciones orientadas a la sincronización del tiempo y al mantenimiento.

Las funciones se agrupan en 3 niveles: Nivel de proceso, nivel de bahía y nivel de estación. El estándar define 11 interfaces lógicas para que estos 3 niveles puedan comunicarse.

Nivel de proceso

En este nivel se encuentra todo el equipamiento primario, como interruptores de potencia, seccionadores, transformadores de medida, etc. Y equipos intermedios, como *Merging Units*. Es desde este nivel, que se proporciona la información de estado del equipamiento primario y señales de medida de TCs y TTs.

Se comunican al nivel de bahía, mediante la interfaz lógica 4 y 5.

Nivel de bahía

En este nivel se encuentran los IEDs de control y protección por cada bahía. Es desde este nivel, que se proporciona los datos de protección y control que es intercambiado entre las bahías, el nivel de proceso y el nivel de estación.

Concentran los datos sobre una bahía, e interactúan sobre su correspondiente equipo primario. Estas funciones se comunican internamente en el nivel de bahía, mediante la interfaz lógica 3 y con el nivel de estación mediante la interfaz lógica 1 y 6. Mientras que la comunicación con otra bahía mediante la interfaz lógica 8, particularmente para señales de enclavamiento.

Nivel de estación

Las funciones de este nivel, proporcionan la integración general de todo el equipamiento de la subestación.

En este nivel se tiene 2 tipos de funciones:

Funciones relativas al proceso

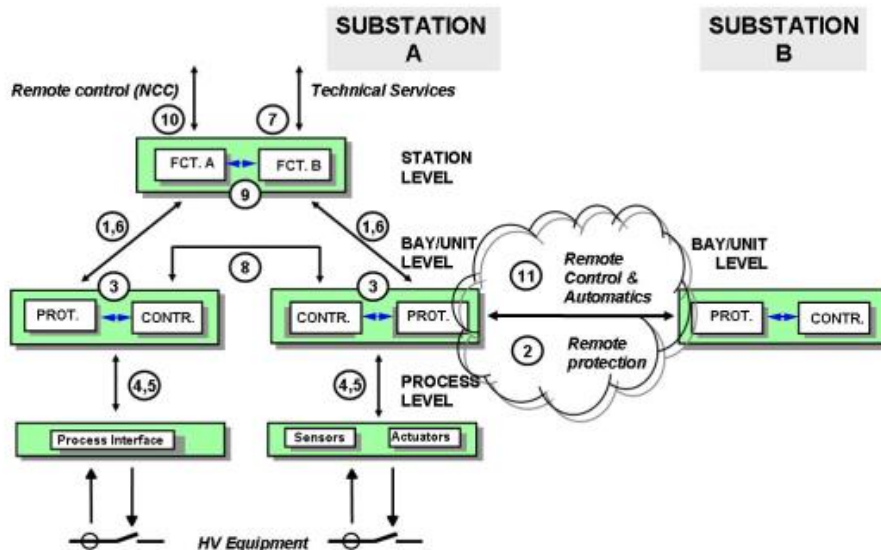
Usa los datos de una o más bahías, o de la subestación completa para actuar sobre los equipos primarios de una o más bahías e incluso la subestación completa. Estas funciones se comunican principalmente mediante la interfaz lógica 8.

Funciones relativas a la interfaz

Representan la interfaz del SAS para el operador local HMI, para el Centro de Control TCI (Telecontrol interface) o para la estación de ingeniería TMI (Telemonitoring interface), Estas funciones se comunican con el nivel de bahía mediante la interfaz lógica 1 y 6, y fuera de la subestación por la interfaz lógica 7 y 10.

Figura 30

Niveles e interfases lógicas del SAS



Nota: Fuente (IEC-61850-5, 2013)

IF1: Datos de protección entre el nivel de bahía y nivel de estación.

IF2: Datos de protección entre nivel de bahía y protección remota (Ejemplo en línea de transmisión).

IF3: Datos internos en el nivel de bahía.

IF4: Datos de medida entre el nivel de proceso y nivel de bahía (Muestras de TC y TT).

IF5: Datos de control entre nivel de proceso y nivel de bahía.

IF6: Datos de control entre nivel de bahía y nivel de estación.

IF7: Datos entre la subestación y área de trabajo de ingeniería remota. (para configuración, manteniendo y supervisión).

IF8: Datos directos entre bahías, especialmente para enclavamientos rápidos.

IF9: Datos internos en el nivel de estación.

IF10: Datos de control entre la subestación y el centro de control remoto.

IF11: Datos de control entre subestaciones. (Orientado para datos binarios, por ejemplo, enclavamientos).

El estándar indica, que las interfaces 2 y 11 se pueden implementar con otro tipo de sistema de comunicación, que no siguen al modelo de datos y servicios definidos.

No todas las interfaces están presentes en las subestaciones.

Dado la cantidad de interfaces, el estándar IEC 61850 define dos redes LAN, donde las interfaces 1, 3, 6, 8 y 9 forman el Red de Estación, y las interfaces 4 y 5 forman la Red de Proceso.

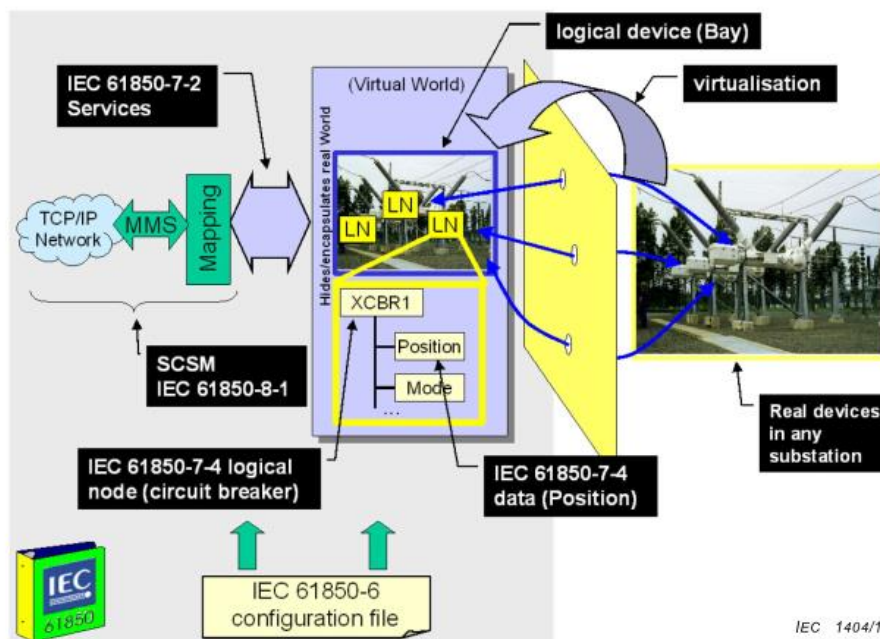
c) Mecanismos de modelamiento e intercambio de información

Modelo de datos

El primer mecanismo, para el intercambio de información que define el estándar IEC 61850, son los modelos de información común, que permiten tener un modelo, como imagen virtual del sistema de potencia.

Figura 31

Modelamiento de información



Nota: Fuente (IEC-61850-7-1, 2011)

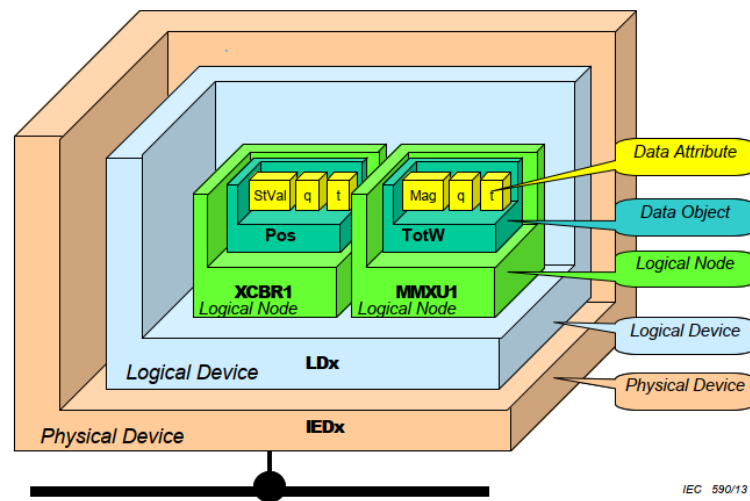
El estándar IEC 61850, define la información y su intercambio. Usan modelos abstractos, para ser independientes a cualquier implementación, para ello, hace uso de la virtualización de los dispositivos reales, tomando como referencia la información de interés, e introduce el concepto de nodo lógico, pieza fundamental del modelo de datos.

La información es modelada de la siguiente manera:

- Descompone el dispositivo real (Physical Device), en dispositivos lógicos (Logical Device).
- Descompone los dispositivos lógicos, en nodos lógicos, objeto de datos y sus atributos.

Figura 32

Modelo de datos



Nota: Fuente (IEC-61850-1, 2013)

El “dispositivo lógico”, es el primer nivel de descomposición de las funciones, que normalmente agrupan funciones de control, protección y monitoreo, entre otros. Aloja el punto de acceso, para la comunicación y los servicios. Y permite modelar a los IEDs de forma multifuncional, sin recurrir a especificar otros dispositivos físicos.

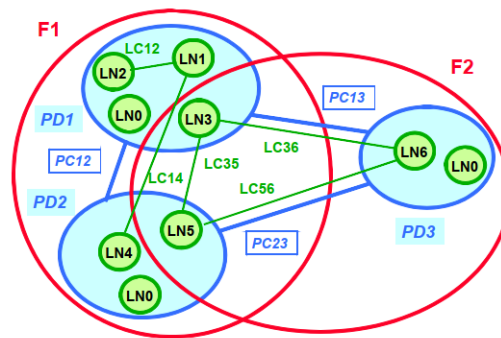
El estándar IEC 61850, descompone las funciones de aplicación, en entidades más pequeñas e indivisibles, y las denomina nodos lógicos (LN), estas entidades contienen la información a ser intercambiada y representan de forma virtual los objetos físicos, en sus propiedades y comportamiento, y las funciones del sistema.

El nodo lógico tiene las siguientes características:

- Están agrupadas según el área de aplicación común.
- Tienen una descripción corta según su funcionalidad.
- Aplican la norma IEEE para las funciones de protección.
- Aplican el estándar IEC para los símbolos alfanuméricos o gráficos.

Figura 33

Concepto de nodo y enlace lógico



Nota: Fuente (IEC-61850-5, 2013)

F: Función (Function).

LN: Nodo lógico (Logical node).

LC: Conexión lógica (Logical connection).

PD: Dispositivo físico (Physical device).

PC: Conexión física (Physical connection).

El modelamiento de la subestación, se realiza con los nodos lógicos que define el estándar para funciones de control, protección, medida, monitoreo, etc. En la siguiente figura se muestra un modelamiento de 3 funciones: Sincronismo, protección de distancia y sobrecorriente.

Figura 34

Modelamiento con nodos lógicos de tres funciones

Logical Nodes	[-----Functions-----]			[-----Physical Devices-----]
	Synchronised CB switching	Distance protection	Overcurrent protection	
HMI	X	X	X	1
Sy.Switch.	X			2
Dist.Prot.		X		3
O/C Prot.			X	4
Breaker	X	X	X	5
Bay CT		X	X	6
Bay VT	X	X		7
BB VT	X			

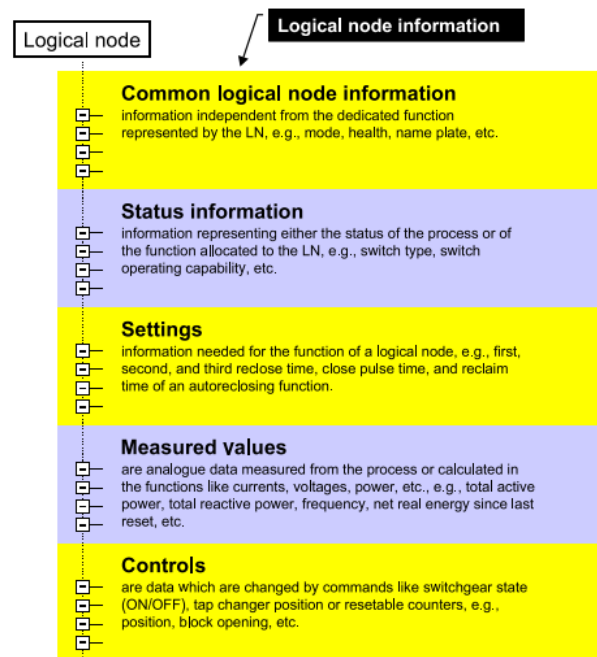
Nota: Fuente (IEC-61850-5, 2013)

1. Computadora de estación.
2. Dispositivo de sincronización.
3. Dispositivo de protección que tiene función de protección y sobrecorriente.
4. Controlador de bahía.
5. Transformador de corriente.
6. Transformador de tensión.
7. Transformador de tensión en barra.

Los objetos del nodo lógico se agrupan en datos comunes que son compatibles (CDC) de acuerdo a la información que contienen: Estado, medida, control, ajustes y descripción.

Figura 35

Categorías de información del nodo lógico



IEC 1

Nota: Fuente (IEC-61850-7-1, 2011)

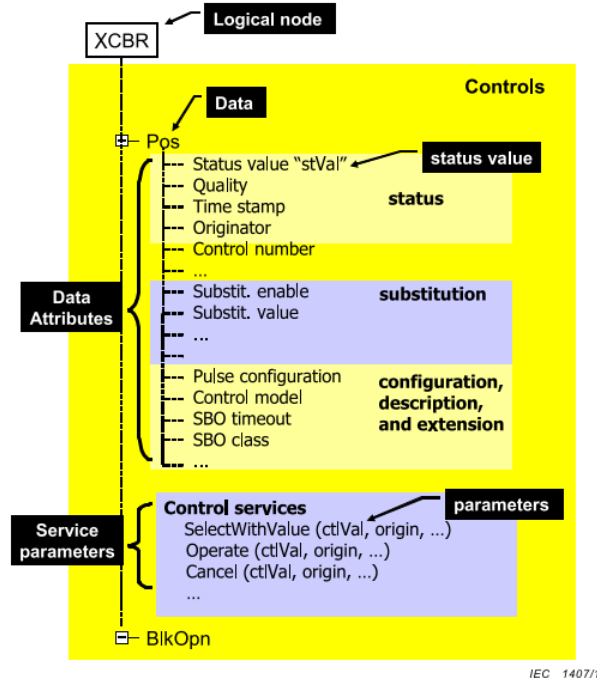
El objeto de datos y sus atributos, representan la semántica del nodo lógico. Los atributos de los datos tienen las siguientes categorías.

- Estado (o valores medidos o ajustes).
- Sustitución.

- Configuración, descripción y extensión.

Figura 36

Nodo lógico de interruptor, su objeto de dato y sus atributos



Nota: Fuente (IEC-61850-7-1, 2011)

Servicios Abstractos (ACSI)

Para la interoperabilidad del sistema, el estándar IEC 61850 también define un conjunto de servicios de comunicación, para poder intercambiar la información en tiempo real. Estos servicios de comunicación definidos, son independientes al medio y protocolo de comunicación.

Los servicios, son definidos como servicios abstractos, pues solo describen las acciones que se requieren en el IED emisor y el IED receptor, cuando haya una solicitud del servicio. La definición abstracta de los servicios de comunicación se encuentra en la parte 7-2 del estándar.

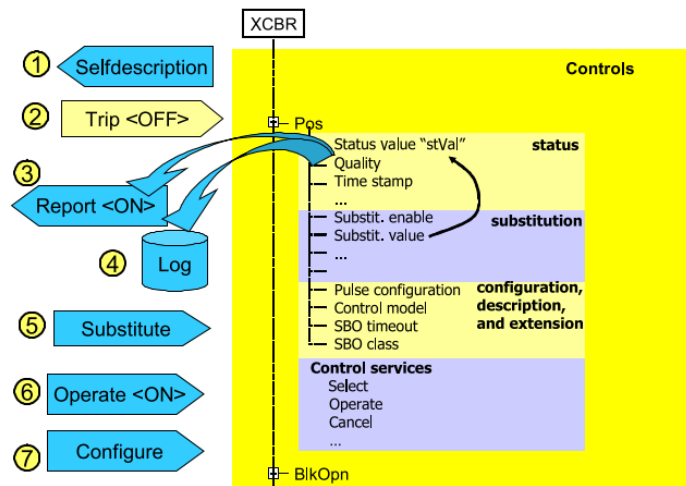
Proporciona diferentes servicios según su función y naturaleza.

- Autodescripción del dispositivo.
- Intercambio de información de estado rápido y confiable de par en par.
- Reportes de conjunto de datos.

- Registro y recuperación de conjunto de datos.
- Sustitución.
- Manejo y ajuste de parámetros.
- Transmisión de *Sampled Values*.
- Sincronización de tiempo.
- Transferencia de ficheros.
- Control de dispositivos.
- Configuración.

Figura 37

Extracto de servicio de un interruptor

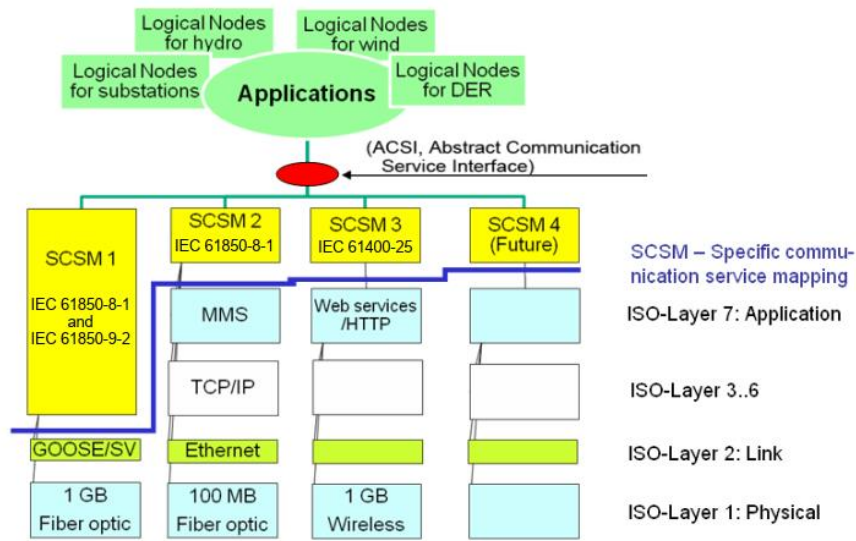


Nota: Fuente (IEC-61850-7-1, 2011)

Estos objetos y servicios abstractos, son mapeados a protocolos y perfiles de comunicación específicos de acuerdo a las partes 8 y 9.

Figura 38

Relación de servicios abstractos y protocolos



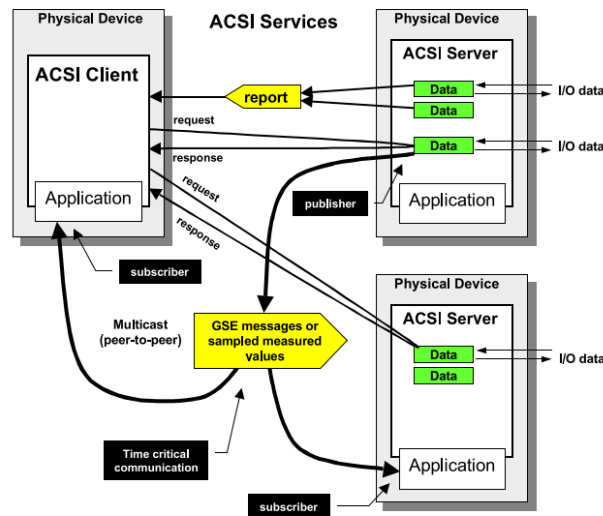
Nota: Fuente (IEC-61850-1, 2013)

Los servicios utilizan dos modelos de comunicación:

1. Cliente/Servidor, para servicios de control y obtener valores de dato, con característica de tiempo no crítico.
2. Publicador y suscriptor (Punto a punto), principalmente para mensajes de multidifusión. Servicios de GOOSE y *Sampled Values*, con característica de tiempo crítico.

Figura 39

Modelos de comunicación ACSI



Nota: Fuente (IEC-61850-7-1, 2011)

IEC 1451/11

Mapeo a Protocolos

En la red de comunicación del sistema de automatización, se ejecutan los servicios definidos por el estándar IEC 61850, para este fin, especifica que es necesario mapear la información que tiene el modelo datos y los servicios ya definidos, sobre protocolos de comunicación.

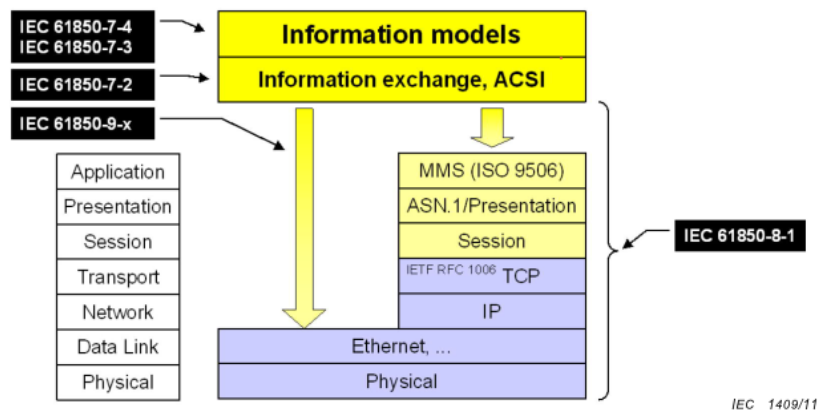
Con SCSM (Specific Communication Service Mapping), el estándar IEC 61850 establece la codificación, el formato y la transmisión de los mensajes a través de la red. Los mensajes contienen la información de los parámetros del servicio.

En IEC 61850-8-1, define el mapeo de los servicios para mensajes MMS (Manufacturing Message Specification), en TCP/IP y la capa de enlace.

En IEC 61850-8-1, define el mapeo para los mensajes GOOSE, y en IEC 61850-9-2 los mensajes Sampled Values, ambos directamente sobre la capa de enlace.

Figura 40

Mapeo en la red de comunicación



Nota: Fuente (IEC-61850-7-1, 2011)

IEC 61850-8-1 proporciona el detalle de las especificaciones, para implementar los servicios y la información de los objetos, que son definidos en 7-2, 7-3 y 7-4. Además, utiliza del ISO 9506, SNTP y otros protocolos de aplicación.

Tipos de mensajes:

Tipo 1: Mensajes rápidos orientado para la protección.

Tipo 1A: Disparos utilizados para la protección.

Tipo 2: Mensajes de velocidad media para control.

Tipo 3: Mensajes lentos para configuración y supervisión.

Tipo 4: Mensajes para envío de señales análogas.

Tipo 5: Mensaje de transferencia de ficheros.

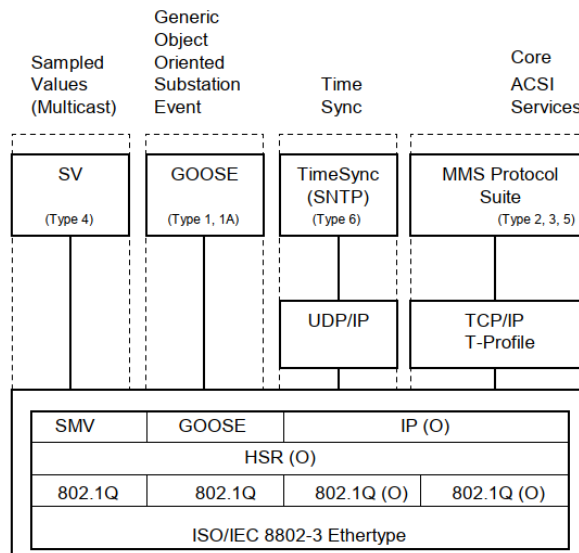
Tipo 6: Mensaje de sincronización de tiempo.

Los mensajes tipos 1 y 1A son mapeados sobre en el mismo *Ethernet*.

Los mensajes tipo 2, 3, y 5 requieren servicios orientados a los mensajes, el estándar MMS cubre este requerimiento.

Figura 41

Perfiles y tipos de mensajes



(Type x) is the Message type and performance class defined in IEC 61850-5

IEC 811/11

Nota: Fuente (IEC-61850-8-1, 2011)

Configuración de IEDs

En IEC 61850-6, el estándar define el lenguaje SCL (System Configuration Description Language), basado en el lenguaje estándar XML (eXtended Markup Language). Este lenguaje contiene una gramática formal, que permite asociar los nodos lógicos de las funciones presentes en el sistema, la sintaxis que utiliza, hace posible realizar textos y frases a nivel de máquina, y la información contenida en ella puede ser interpretada por los distintos IEDs. Este lenguaje en su información, describe las capacidades de los

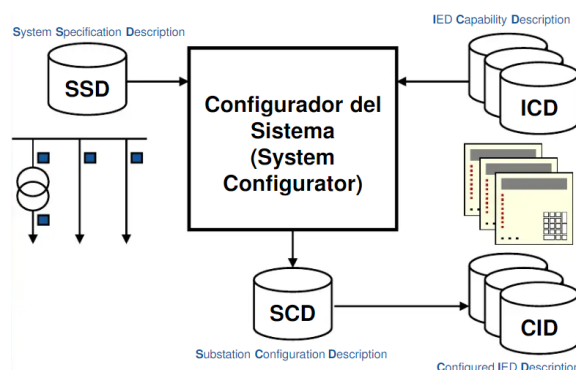
IEDs y sus detalles de configuración, así como también las características del sistema y su topología eléctrica, y las especificaciones de la red de comunicaciones.

La función principal de este formato, es poder intercambiar la descripción de las capacidades de los IEDs y la descripción del sistema, entre las diferentes herramientas de ingeniería que poseen los fabricantes.

El lenguaje SCL describe a la subestación, los IEDs y los parámetros de comunicaciones. Es utilizado por las herramientas del sistema y por las herramientas de los IEDs para generar los archivos SSD (System Specification Description), ICD (IED Capability Description), SCD (Substation Configuration Description), CID (Configured IED Description).

Figura 42

Concepto del SCL



Nota: Fuente (Elaboración propia)

d) Tipos de Mensajes Generados

Mensajes GOOSE

El mensaje GOOSE, definido en IEC 61850-8-1, se utiliza principalmente para transmitir datos binarios (como indicaciones, alarmas, disparos, mandos, etc.), la forma de transmitir este mensaje es el direccionamiento multidifusión.

El publicador, escribe el valor en el buffer local de envío y los suscriptores leen el valor del buffer local de recepción.

El buffer local de los suscriptores se actualiza automáticamente, por lo cual, un nuevo valor recibido del dato reemplaza al anterior.

La transmisión del mensaje es rápida y se desencadena por la ocurrencia del evento, para luego ser retransmitida en ciclos lentos, como “latidos del corazón” con una relación máxima de 1/s.

Cuando ocurre el evento, inmediatamente el mensaje GOOSE es transmitido con el nuevo valor del dato y reemplaza al anterior. Los tiempos de transmisión son:

T1: Primer intervalo de tiempo para la retransmisión del mensaje GOOSE.

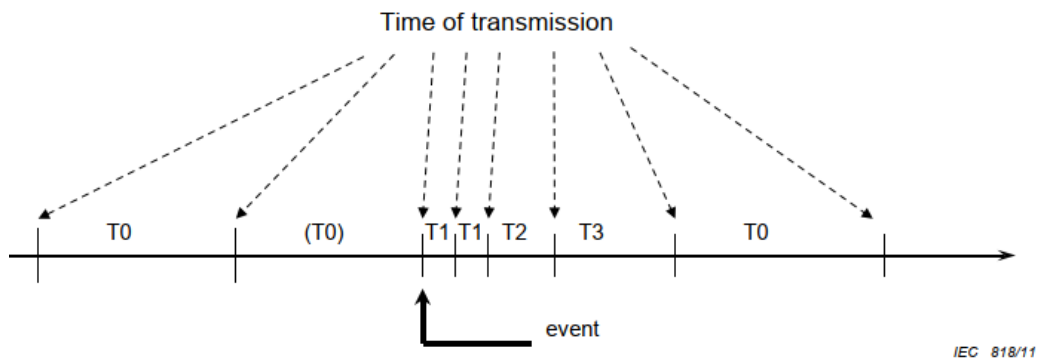
T2: Segundo intervalo de tiempo.

T3: Tercer intervalo de tiempo.

T0: periodo de tiempo de retransmisión del evento en estado estacionario.

Figura 43

Tiempos de transmisión por eventos



Nota: Fuente (IEC-61850-8-1, 2011)

Mensajes *Sampled Values*

Los mensajes *Sampled Values*, definido en IEC 61850-9-2, es usado para transferir las señales de corriente y tensiones, ya digitalizadas de los transformadores de corrientes (TC) y tensiones (TT).

Estos mensajes son transportados sobre la Red de Proceso, hacia los IEDs del nivel de bahía.

Los TCs y TTs convencionales hacen uso de un equipo intermedio, llamado *Merging Unit*, que es un puente físico/digital, entre las señales análogas de corrientes y tensiones y la Red de Proceso.

En IEC 61850-9-2 detalla cómo deben ser transmitidos los datos del *Sampled Values*, pero no especifica qué información, ni a qué frecuencia de muestreo.

El IEC 61850-9-2 light edition (LE), desarrollada el 2004, brinda una guía sobre qué información se transmite, en que frecuencia de muestreo, los requerimientos de tiempos de sincronización e interfaces físicas. Define 2 frecuencias de muestreo:

- 80 muestras por ciclo de la frecuencia nominal del sistema de potencia.
- 256 muestras por ciclo de la frecuencia nominal del sistema de potencia.

En sistemas que utilizan 50 Hz, se traduce en 4000 Hz y 12800 Hz; mientras que en los sistemas que utilizan 60 Hz, se traduce en 4800 Hz y 15360 Hz.

Mensajes MMS

El mensaje MMS utiliza el modelo de comunicación Cliente/Servidor para el intercambio de información (como reporte de eventos, medidas, etc.).

IEC 61850 8-1 especifica el mapeo de los objetos y servicios definidos para el MMS definido en ISO 9506. Es mapeado en la capa de aplicación del modelo OSI. El MMS hace uso de todos los servicios del modelo OSI, lo cual garantiza que los datos no se pierdan y sean confiables. Además, esto hace que la información transportada, tenga cierto retardo de tiempo, es decir los datos no son transmitidos ni recibidos de inmediato (tiempo no crítico).

Los mensajes MMS se usan para transmitir la información y el control de los datos de los procesos en tiempo real, entre los IEDs que se encuentran en la Red de Estación.

El mapeo de ACSI a MMS incluye el mapeo del objeto y el mapeo del servicio.

El MMS no es un protocolo de comunicación, ya que solo define los mensajes que tienen que ser transportados por una red no específica, por lo que utiliza RFC1006 como la capa de interconexión entre TCP/IP y las otras capas del modelo OSI.

El MMS del Cliente puede acceder al MMS del servidor para funciones específicas para la lectura y escritura.

e) Sincronización del tiempo

Los IEDs de control, protección y medida deben estar sincronizados con el tiempo, bajo un reloj común, esto brinda una precisión mayor a la información que se obtiene, se procesa y se intercambia.

Según se explica a continuación, la señal del reloj para los IEDs lo proporcionan 2 fuentes:

Servicio de tiempo por satélite

Hace uso del sistema de posicionamiento global por satélite (GPS) proporcionando una alta precisión en frecuencia y una precisión en tiempo del orden de 1 μ s.

Servicio de tiempo por red

Hace uso del protocolo de tiempo de red (NTP) y que posee un algoritmo complejo de sincronización de tiempo, llegando a proporcionar una precisión del orden de 1ms.

Este servicio originó un protocolo de tiempo para una red simple (SNTP), versión simplificada del NTP, que es usada como protocolo de sincronización de tiempo en el estándar IEC 61850 para mensajes MMS.

En las soluciones actuales, estas dos fuentes funcionan en conjunto, siendo la señal de GPS la que brinda la información de tiempo del reloj y el NTP como servidor de tiempo en redes de comunicación basadas en *Ethernet*, para sincronizar los IEDs mediante SNTP y PTP (Protocolo de tiempo preciso).

Protocolo de tiempo preciso (PTP)

El estándar IEEE 1588 define el protocolo de tiempo preciso (PTP), para sincronizar, con alta precisión de tiempo del orden del 1 μ s, los IEDs que requieren procesar la información en tiempo real.

El PTP está basada en tecnología de redes de comunicación Ethernet y soporta mensajes tipo multidifusión.

Tabla 3*Método de sincronización y sus precisiones*

Método Sincronización	Distribución	Precisión
IRIG-B	Cobre	10 μ s - 1ms
PPS	Cobre	<1 μ s
NTP (SNTP)	Red Ethernet	1ms - 10ms
IEEE 1588 (PTP)	Red Ethernet	<1 μ s

Nota: Adaptado de (CIGRE, 2013)

2.2 Marco Conceptual

El trabajo de suficiencia comprende, desarrollar el proceso de pruebas y evaluar el desempeño las funciones de protección de los relés de la subestación Valle Escondido, a fin de garantizar su confiabilidad, seguridad, selectividad y rapidez ante condiciones normales y de falla del sistema de potencia.

La subestación Valle Escondido está ubicada en la III región de Atacama (Chile), provincia de Copiapó. Está compuesta principalmente por los siguientes elementos:

- 02 líneas de transmisión de 220 kV.
- 01 acople de 220 kV.
- 02 barras de 220 kV, una principal y la otra de transferencia.
- 01 transformador de potencia de 220/33 kV de 120 MVA.
- Celdas de media tensión de 33 kV.

En este trabajo se desarrolla las pruebas de las funciones de protección de los siguientes elementos:

- Transformador de potencia.
- Sistema diferencial de barras.
- Línea de transmisión.

Estos elementos poseen relés de protección con tecnología convencional y digital. Su configuración, los métodos de prueba y los equipos de comunicación con los que se integran, son distintos y con características particulares conforme al estándar IEC 61850.

Los relés de protección con tecnología convencional, reciben las señales digitales y análogas TC/TT desde los equipos de patio, con cables de cobre. Solo se integran a una red, la Red de Estación, para transmitir mensajes GOOSE (entre equipos de nivel 1) y MMS. Para las pruebas de las funciones de protección, normalmente se utilizan un block de pruebas, que seccionan y aíslan, las entradas y salidas del relé con los circuitos de patio.

Los relés de protección con tecnología digital, se integran a dos redes. La primera es la Red de Proceso (nivel 0), de donde reciben las señales digitales y análogas TC/TT de los equipos de patio, en forma de mensajes GOOSE y *Sampled Values*, que son publicados por las *Merging Units*, conforme al estándar IEC 61850. La segunda es la Red de Estación, para transmitir mensajes GOOSE (entre equipos de nivel 1) y MMS. Para las pruebas de las funciones de protección, es necesario utilizar un equipo de pruebas que permita simular las *Merging Units*, así como a la que están suscritas, y poder publicar/suscribirse mensajes GOOSE y *Sampled Values* con la misma estructura datos.

Las funciones de protección de los relés, fueron configuradas de acuerdo al “Estudio de Coordinación y Ajustes de Protección” de la subestación.

2.2.1 Transformador de potencia

La protección del transformador es un relé SIEMENS modelo 7UT85, con tecnología digital, y se encuentra suscrita a un *Merging Unit* SIMENES modelo 6MU85.

Las siguientes funciones de protección están habilitadas y fueron probadas.

- Diferencial de transformador 87T, bloqueo por 2do y 5to armónico.
- Sobrecorriente entre fases 50/51.
- Sobrecorriente neutro 50N/51N.
- Sobrecorriente a tierra 51G.
- Falla de interruptor 50BF.
- Sincronismo 25.

2.2.2 Sistema diferencial de barras

La protección de la barra principal y de transferencia es un relé SIEMENS modelo 7SS85, con tecnología digital, y se encuentra suscrita a cuatro *Merging Units* SIEMENS modelo 6MU85, una por cada bahía.

Las siguientes funciones de protección están habilitadas y fueron probadas.

- Diferencial de barras 87B.
- Zona muerta por cada bahía.

2.2.3 Línea de transmisión

La protección de la línea de transmisión es un relé ABB modelo RED670, con tecnología convencional.

Las siguientes funciones de protección están habilitadas y fueron probadas.

- Diferencial de línea 87L.
- Distancia 21.
- Localización de falla.
- Sobrecorriente direccional a tierra 67N.
- Cierre sobre falla SOTF.
- Oscilación de potencia 68.
- Teleprotección, 85-21, 85-67N y WEI.
- Recierre 79.
- Falla de interruptor 50BF.

Capítulo III. Desarrollo del trabajo de investigación

3.1 Descripción del Proyecto

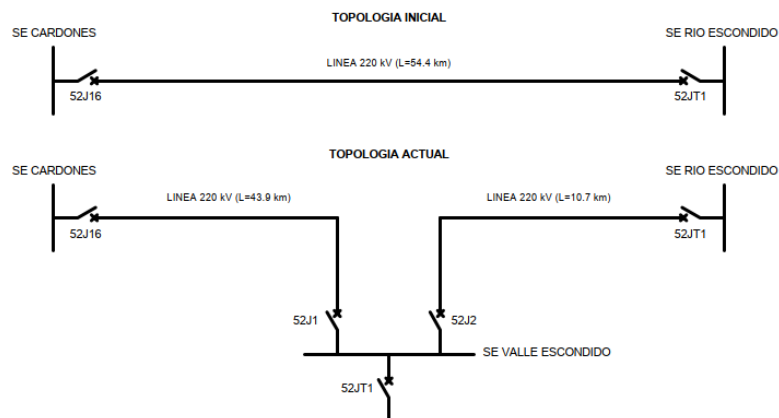
3.1.1 Antecedentes

La entidad AR Valle Escondido SpA desarrolló el proyecto de generación renovable “Parque Fotovoltaico Valle Escondido”, construyendo una subestación elevadora de 220/33kV, llamada Valle Escondido, y un parque de celdas fotovoltaicas para una potencia máxima de generación de 105 MW.

Para la conexión de esta planta al sistema y se evacue la potencia generada, el proyecto también contempló el seccionamiento de la línea de transmisión existente de 220kV, que conecta la SE Cardones y la SE Rio Escondido, La potencia es evacuada por el tramo de la línea resultante que conecta la SE Valle Escondido y la SE Cardones.

Figura 44

Topología inicial, y actual después del seccionamiento



Nota: Fuente (Elaboración propia)

3.1.2 Descripción del trabajo de Suficiencia

La implementación del proyecto, implicó el trabajo de diferentes disciplinas profesionales, y una serie de etapas como: estudios eléctricos para la conexión, obras civiles, montaje de estructuras, montaje electromecánico, pruebas FAT y SAT de equipamiento primario y de los sistemas secundarios, etc.

Este trabajo de suficiencia, presenta el desarrollo del proceso de las pruebas SAT del sistema de protecciones, de forma específica, el de los relés de protección con tecnología digital, para garantizar su confiabilidad, seguridad, selectividad y sus tiempos de operación frente a condiciones normales o de falla del sistema de potencia.

3.1.3 Ubicación del Proyecto

La subestación Valle Escondido está ubicada en la III Región de Atacama (Chile), Comuna de Tierra Amarilla, Provincia de Copiapó, aproximadamente a 11km de la subestación Rio Escondido existente, y a una altitud de 1350 m.s.n.m.

Sus coordenadas según el sistema UTM, Datum WGS84 (Zona 19S) son:

- Este: 375191.4.
- Norte: 6922970.4.

Figura 45

Ubicación de la SE Valle Escondido



Nota: Fuente (Elaboración propia)

3.1.4 Características Generales del Proyecto

La planta fotovoltaica Valle Escondido, lo conforman la subestación elevadora Valle Escondido 220/33kV y el parque fotovoltaico.

La subestación elevadora Valle Escondido, tiene una topología en 220kV de barra simple con barra de transferencia y está conformada por:

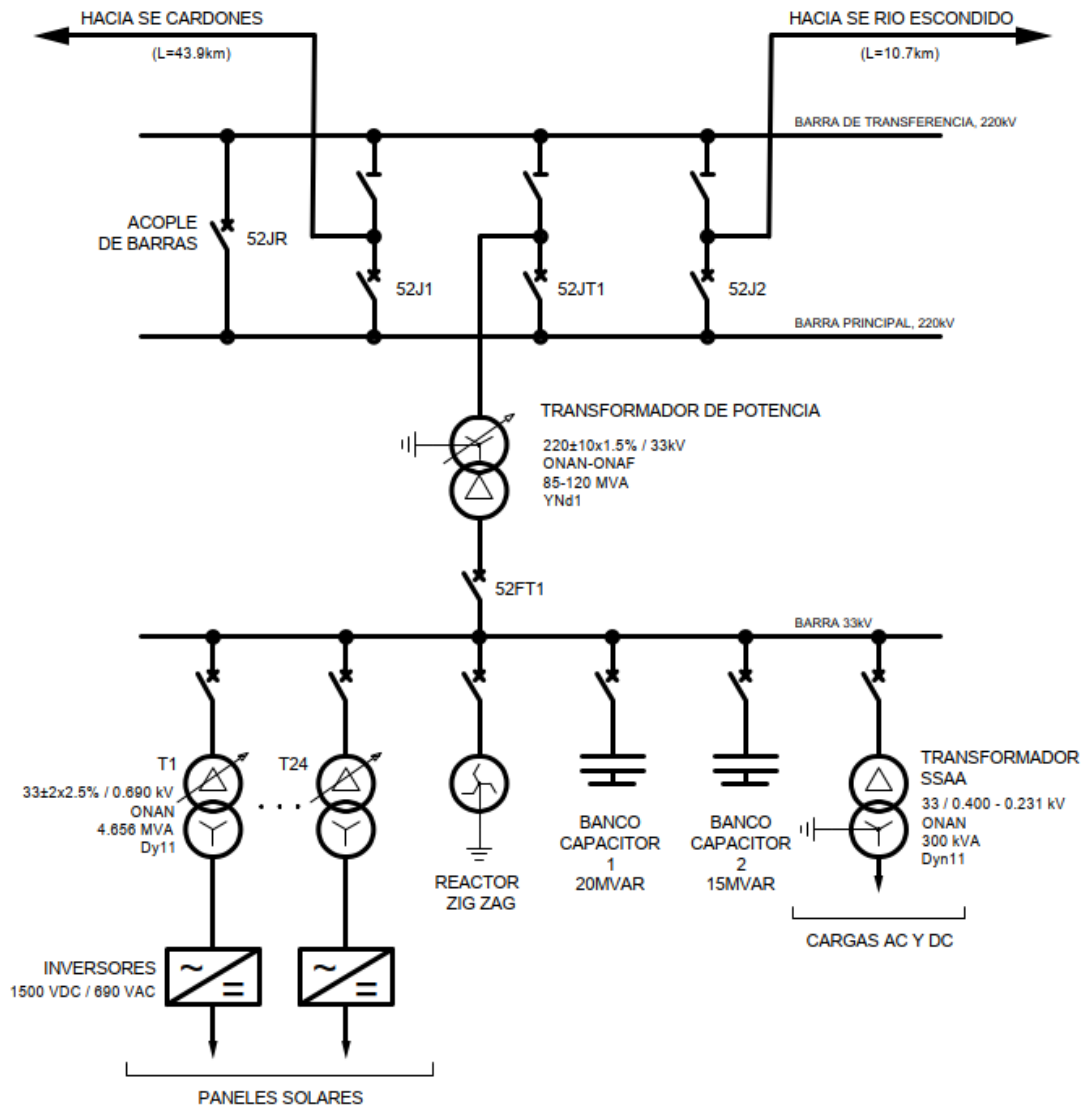
- Celdas de media tensión de 33kV.
- Un transformador de servicios auxiliares 33kV/380-220 V de 300 kVA.
- Un reactor neutro (transformador Zigzag de 33kV) que limita la corriente residual del parque.
- Dos bancos capacitores, dos unidades, una de 20 MVAR y otra de 15 MVAR.
- Un transformador de potencia de 33/220kV de 120 MVA.
- Una línea de transmisión de 220kV, entre la SE Valle Escondido y la SE Cardones.
- Una línea de transmisión de 220kV, entre la SE Valle Escondido y la SE Rio Escondido.
- Un Acople de barras de 220kV.
- Una barra principal de 220kV.
- Una barra de transferencia de 220kV.

El parque fotovoltaico está conformado por:

- Paneles solares que poseen una salida DC, estos se conectan en serie y forman una cadena con una tensión de 1500 Vdc, y cada cadena es conectada de forma paralela a una caja de agrupamiento.
- Inversores de 1500 Vdc a 690 Vac, 24 unidades.
- Transformador elevador de 690V/33kV. 24 unidades.

Figura 46

Esquema simplificado de la planta fotovoltaica Valle Escondido



Nota: Fuente (Elaboración propia)

A continuación, se resumen las características de los principales equipos de la planta.

a) Equipamiento Primario

SE Valle Escondido 220/33Kv

Tabla 4

Datos de Transformadores de Corriente

Tensión	Transformador Corriente	Núcleo	Tipo	Diseño	Burden	Relación	
220kV	Línea hacia SE Cardones (TCJ1)	1	Medición	CI 0.2	5 VA	800/1 A	
		2	Medición	CI 0.2	5 VA	800/1 A	
		3	Protección	5P20	15 VA	2000/1 A	
		4	Protección	5P20	15 VA	800/1 A	
		5	Protección	5P20	15 VA	800/1 A	
		6	Protección	5P20	15 VA	800/1 A	
		7	Protección	5P20	15 VA	800/1 A	
	Línea hacia SE Rio Escondido (TCJ2)	1	Medición	CI 0.2	5 VA	500/1 A	
		2	Medición	CI 0.2	5 VA	500/1 A	
		3	Protección	5P20	15 VA	2000/1 A	
		4	Protección	5P20	15 VA	500/1 A	
		5	Protección	5P20	15 VA	500/1 A	
		6	Protección	5P20	15 VA	500/1 A	
		7	Protección	5P20	15 VA	500/1 A	
	Acople (TCJR)	1	Medición	CI 0.2	5 VA	800/1 A	
		2	Protección	5P20	15 VA	2000/1 A	
		3	Protección	5P20	15 VA	800/1 A	
	Transformador N°1 (TCJT1-1)	1	Medición	CI 0.2	5 VA	400/1 A	
		2	Medición	CI 0.2	5 VA	400/1 A	
		3	Protección	5P20	15 VA	2000/1 A	
		4	Protección	5P20	15 VA	400/1 A	
		5	Protección	5P20	15 VA	400/1 A	
		6	Protección	5P20	15 VA	400/1 A	
		7	Protección	5P20	15 VA	400/1 A	
	Transformador (TCJT1N)	1	Protección	5P20	20 VA	500/1 A	
		2	Protección	5P20	20 VA	500/1 A	
	33kV	Celda Incoming (TCFT1-2)	1	Medición	CI 0.2	5 VA	2500/1 A
			2	Protección	5P20	15 VA	2500/1 A
3			Protección	5P20	15 VA	2500/1 A	
4			Protección	PX	450V	2500/1 A	
5			Protección	PX	450V	2500/1 A	

Nota: Fuente (Elaboración propia)

Tabla 5*Datos de Transformadores de Tensión*

Tensión	Transformador Tensión	Núcleo	Tipo	Diseño	Burden	Relación
220kV	Línea hacia SE Cardones (TPJ1)	1	Protección	3P	50 VA	$\frac{230kV}{\sqrt{3}} / \frac{115V}{\sqrt{3}}$
		2	Protección	3P	50 VA	$\frac{230kV}{\sqrt{3}} / \frac{115V}{\sqrt{3}}$
		3	Medición	CI 0.2	5 VA	$\frac{230kV}{\sqrt{3}} / \frac{115V}{\sqrt{3}}$
		4	Medición	CI 0.2	5 VA	$\frac{230kV}{\sqrt{3}} / \frac{115V}{\sqrt{3}}$
	Línea hacia SE Río Escondido (TPJ2)	1	Protección	3P	50 VA	$\frac{230kV}{\sqrt{3}} / \frac{115V}{\sqrt{3}}$
		2	Protección	3P	50 VA	$\frac{230kV}{\sqrt{3}} / \frac{115V}{\sqrt{3}}$
		3	Medición	CI 0.2	5 VA	$\frac{230kV}{\sqrt{3}} / \frac{115V}{\sqrt{3}}$
		4	Medición	CI 0.2	5 VA	$\frac{230kV}{\sqrt{3}} / \frac{115V}{\sqrt{3}}$
	Transformador N°1 (TPJT1-1)	1	Protección	3P	50 VA	$\frac{230kV}{\sqrt{3}} / \frac{115V}{\sqrt{3}}$
		2	Protección	3P	50 VA	$\frac{230kV}{\sqrt{3}} / \frac{115V}{\sqrt{3}}$
		3	Medición	CI 0.2	5 VA	$\frac{230kV}{\sqrt{3}} / \frac{115V}{\sqrt{3}}$
		4	Medición	CI 0.2	5 VA	$\frac{230kV}{\sqrt{3}} / \frac{115V}{\sqrt{3}}$
	Barra Principal (TPJB)	1	Protección	3P	50 VA	$\frac{230kV}{\sqrt{3}} / \frac{115V}{\sqrt{3}}$
		2	Protección	3P	50 VA	$\frac{230kV}{\sqrt{3}} / \frac{115V}{\sqrt{3}}$
		3	Medición	CI 0.2	5 VA	$\frac{230kV}{\sqrt{3}} / \frac{115V}{\sqrt{3}}$
		4	Medición	CI 0.2	5 VA	$\frac{230kV}{\sqrt{3}} / \frac{115V}{\sqrt{3}}$
33kV	Celda Incoming (TPFT1)	1	Medición	CI 0.2	10 VA	$\frac{33kV}{\sqrt{3}} / \frac{115V}{\sqrt{3}}$
		2	Protección	3P	10 VA	$\frac{33kV}{\sqrt{3}} / \frac{115V}{\sqrt{3}}$
	Barra (TPJB)	1	Medición	CI 0.5	10 VA	$\frac{33kV}{\sqrt{3}} / \frac{115V}{\sqrt{3}}$
		2	Protección	3P	10 VA	$\frac{33kV}{\sqrt{3}} / \frac{115V}{\sqrt{3}}$

Nota: Fuente (Elaboración propia)

Tabla 6*Datos de Transformador de Potencia 220/33 kV*

Descripción	Unidad	Valor	
Fabricante		ABB	
Tipo		Trifásico	
Norma aplicable		IEC 60076	
Número de devanados		2	
Potencia nominal	MVA	85/120	
Tipo de refrigeración		ONAN/ONAF	
Frecuencia	Hz	50	
Tensión nominal HV (Estrella)	kV	220±10x1.5%	
Tensión nominal LV (Delta)	kV	33	
Grupo de conexión		YNd1	
Conexión del neutro HV		Sólido a tierra	
Impedancia a 75°C. Potencia base 120MVA (TAP 11)	%	12.85	
Impedancia secuencia 0 a 75°C. Potencia base 120MVA (TAP 11)	%	12.35	
Sobretensión temporal a frecuencia industrial T1=60 s	HV	kV	460
	N	kV	70
	LV	kV	70
Sobretensión transitorio tipo rayo (BIL) T1=1.2 µs, T2=50 µs	HV	kVp	1050
	N	kVp	170
	LV	kVp	170

Nota: Fuente (Elaboración propia)

Tabla 7*Datos de Transformador Zigzag*

Descripción	Unidad	Valor
Fabricante		SCHAFFNER
Conexión		ZIG-ZAG
Norma aplicable		IEC 60076
Potencia nominal	kVA	1200
Tipo de refrigeración		ONAN
Frecuencia	Hz	50
Tensión primaria	kV	33
Conexión del neutro		Sólido a tierra
Corriente permanente en fase	A	20.99
Corriente de falla en neutro	A	750
Corriente de falla en fase	A	250
Tiempo de falla	s	10
Impedancia secuencia 0 (75°C). Potencia base 1200kVA	%	8.4
Sobretensión temporal a frecuencia industrial	kV	70
Sobretensión transitorio tipo rayo (BIL)	kVp	170

Nota: Fuente (Elaboración propia)

Tabla 8*Datos de Transformador de Servicios Auxiliares*

Descripción	Unidad	Valor
Fabricante		SCHAFFNER
Tipo		Trifásico
Norma aplicable		IEC 60076
Número de devanados		2
Potencia nominal	kVA	300
Tipo de refrigeración		ONAN
Frecuencia	Hz	50
Tensión nominal HV (Delta)	kV	33±2x2.5%
Tensión nominal LV (Estrella)	V	400-231
Grupo de conexión		Dyn11
Conexión del neutro HV		Sólido a tierra
Impedancia (75°C). Potencia base 300 kVA	%	3.98
Impedancia secuencia 0 (75°C). Potencia base 300 kVA	%	3
Sobretensión temporal a frecuencia industrial	HV kV	70
Sobretensión transitorio tipo rayo (BIL)	HV kVp	170

Nota: Fuente (Elaboración propia)

Tabla 9*Datos de Banco Capacitores*

Descripción	Unidad	Valor
Fabricante		ABB
Norma aplicable		IEC 60871-1
Frecuencia	Hz	50
Tensión nominal	kV	33
Por paso		
Capacitor		
Capacitancia por fase	µF	13.73
Potencia unitaria	kVAR	536.33
Tensión por capacitor	kV	11.15kV
Cantidad	Unidad	12
Potencia total	kVAR	6436
Inductancia serie		
Tensión	kV	33
Inductancia por fase	mH	44.25
Potencia por fase	kVAR	128.74
Total, de potencia por paso	MVAR	5

Nota: Fuente (Elaboración propia)

Parque fotovoltaico

Tabla 10

Datos de Transformador de Bloque 33/0.690 kV

Descripción	Unidad	Valor
Fabricante		TELAWNE POWER
Tipo		Trifásico
Norma aplicable		IEC 60076
Número de devanados		2
Potencia nominal	kVA	4656
Tipo de refrigeración		ONAN
Frecuencia	Hz	50
Tensión nominal HV (Delta)	kV	33±2x2.5%
Tensión nominal LV (Estrella)	V	690
Grupo de conexión		Dy11
Conexión del neutro HV		Aislado
Impedancia (75°C). Potencia base 4656 kVA	%	7
Impedancia secuencia 0 (75°C). Potencia base 4656 kVA	%	5.95
Sobretensión temporal a frecuencia industrial	HV kV	70
Sobretensión transitorio tipo rayo (BIL)	HV kVp	170

Nota: Fuente (Elaboración propia)

Tabla 11

Datos de Inversores DC/AC

Descripción	Unidad	Valor
Fabricante		ABB
Norma aplicable		IEC/ANSI
Modelo		PVS980-58
Frecuencia	Hz	50
Potencial nominal	MVA	5
Tensión de entrada DC	VDC	1500
Tensión de salida AC	VAC	690

Nota: Fuente (Elaboración propia)

b) Sistema de Servicios Auxiliares

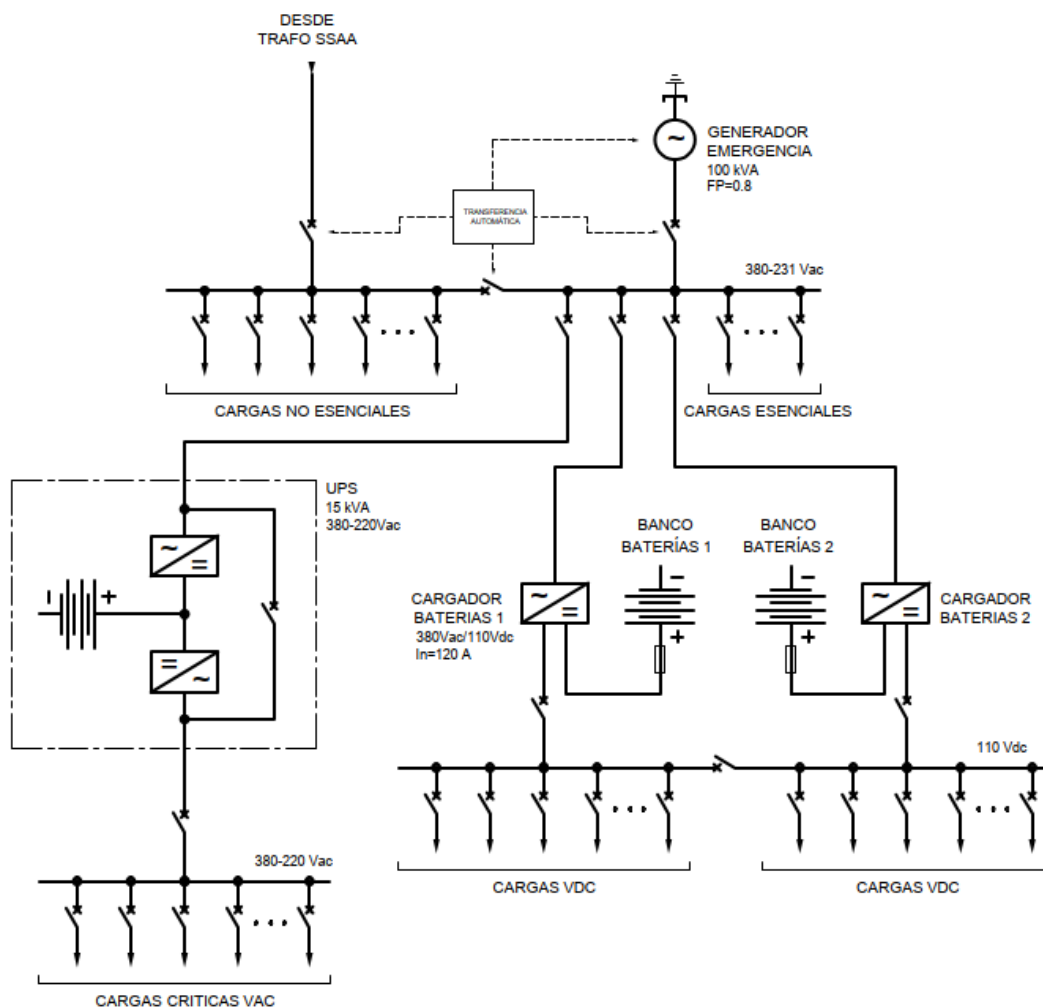
Los SSAA de la subestación Valle Escondido, tiene una fuente de alimentación principal, desde el transformador de SSAA, y otra de respaldo, desde un grupo electrógeno de emergencia. La fuente principal alimenta la barra AC de cargas no esenciales y esenciales. Mientras que el grupo electrógeno solo a las esenciales, el accionamiento de cambio entre una fuente y otra, lo realiza un tablero con control de transferencia automática.

Las cargas DC son alimentadas desde dos cargadores de baterías con sus respectivos bancos.

Las cargas críticas AC, como los computadores de la sala de control y data center, son alimentados desde el UPS.

Figura 47

Esquema simplificado de SSAA de la SE Valle Escondido



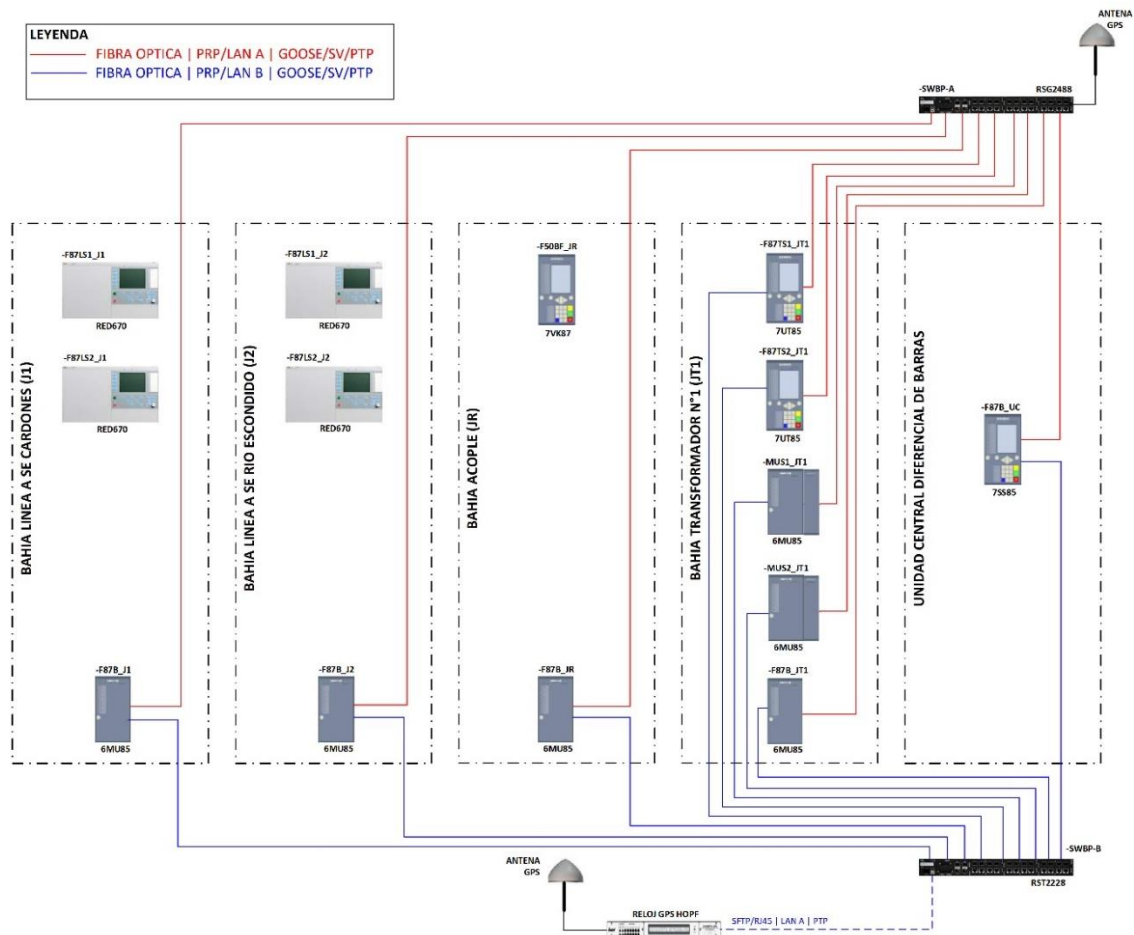
Nota: Fuente (Elaboración propia)

c) Sistema de Protección

El sistema de protección de la subestación, con nivel de tensión 220kV, se muestra en la siguiente figura. Lo conforman, relés de protección marca ABB para las líneas de transmisión y marca SIEMENS para las otras bahías, *Merging Units* marca SIEMENS, *Switches* marca SIEMENS para la Red de Proceso y fuentes de tiempo (Antenas GPS).

Figura 48

Sistema de Protección de la SE Valle Escondido



Nota: Fuente (Elaboración propia)

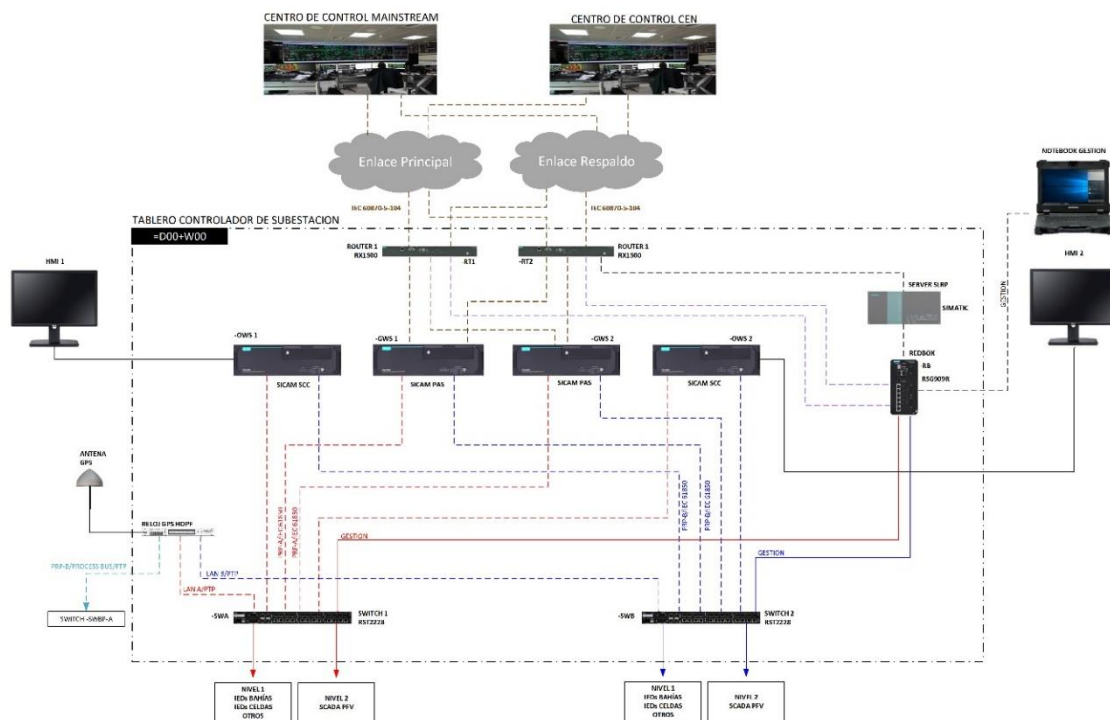
Más adelante, se detalla las funciones que poseen cada relé de protección.

d) Sistema de Control

En la siguiente figura, se muestra el sistema de control, que tiene equipos que integran el nivel 2, donde se observa que lo conforman: 2 controladores de subestación (GWS 1 y 2), 2 estaciones de operación o HMI (OWS 1 y 2), 2 Switches de Red de Estación, un servidor SLRP (Sistema de Lectura Remota de Protecciones), una computadora de gestión y 2 routers para establecer el acceso, comunicación y envío de datos a los centros de control de control.

Figura 49

Sistema de Control de la SE Valle Escondido



Nota: Fuente (Elaboración propia)

3.2 Estudio de Coordinación y ajustes de protección

Para este trabajo, se considera el Estudio de Coordinación y Ajustes de Protección, desarrollado para la subestación Valle Escondido.

A continuación, se resumen los criterios de ajuste de las funciones de protección que consideró el estudio.

3.2.1 Líneas de transmisión

1. Función diferencial de línea (87L)

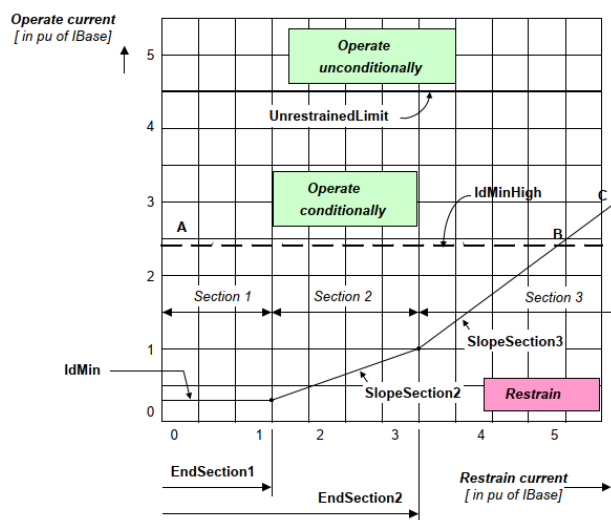
Disponible solo en la protección sistema 1, usa fibra óptica monomodo como medio de comunicación de los relés de cada extremo de la línea. La función 87L en cada relé, debe tener solo una corriente base (I_{base}) común. Si los transformadores de corriente de los extremos son diferentes, se recomienda elegir el mayor de estos.

Los ajustes tomados en cuenta fueron:

- Umbral mínimo de corriente diferencial (I_{dmin}), 20% I_{base} .
- Fin de primera sección de la curva (EndSection1), 1.25 I_{base} .
- Fin de segunda sección de la curva (EndSection2), 3 I_{base} .
- Pendiente de segunda sección (SlopeSection2), 40%.
- Pendiente de tercera sección (SlopeSection3), 80%.

Figura 50

Curva Característica de Función 87L



Nota: Fuente (ABB, 2016)

2. Función distancia (21/21N)

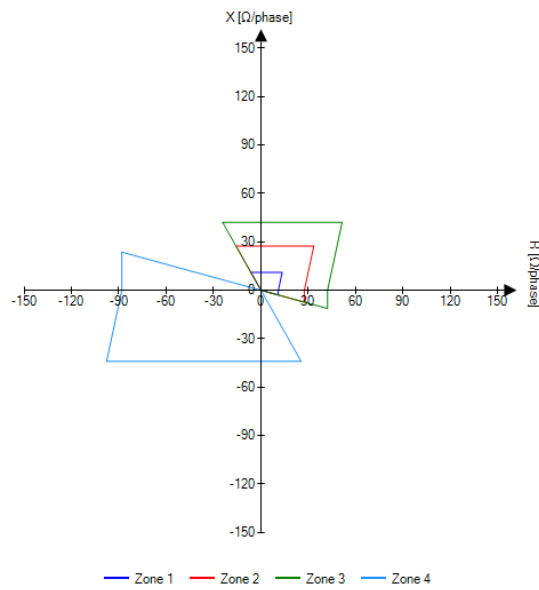
Proporciona el respaldo de la función 87L. La característica de las zonas es de tipo cuadrilateral.

Los ajustes tomados en cuenta fueron:

- Zona 1, cubre el 60% para el tramo Valle – Cardones, y el 80% para el tramo Valle – Rio Escondido de la reactancia de secuencia positiva de la línea. Tiempo de operación instantáneo ($t=0$).
- Zona 2, para el tramo Valle – Cardones, considera el 100% de la reactancia de la línea y como respaldo ante fallas en la otra Subestación, se ajusta al 150% de la reactancia de la línea protegida con tiempo de operación 600ms. Para el tramo Valle – Rio Escondido, cubre el 100% de la reactancia de la línea y el 70% de la reactancia del transformador 220/33kV de Rio Escondido, con tiempo de operación de 300ms Esta zona, para ambos casos, es utilizada para el esquema de teleprotección por sobre alcance permisivo POTT.
- Zona 3, el tramo Valle – Cardones, considera el 100% de la reactancia de la línea y el 80% de la impedancia equivalente de los 3 transformadores de Cardones 220/110kV-75MVA.
- Zona 4, con direccionalidad hacia atrás, se utiliza para el bloqueo del esquema de teleprotección por extremo débil (WEI), se ajusta al 85% de la reactancia del transformador de Valle Escondido.

Figura 51

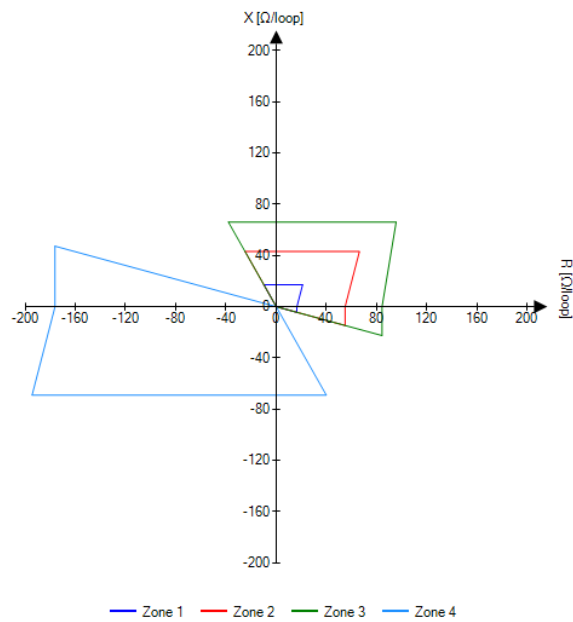
Característica de zonas para fases de la Función de Distancia



Nota: Fuente (Archivo de configuración ABB)

Figura 52

Característica de zonas para tierra de la Función de Distancia



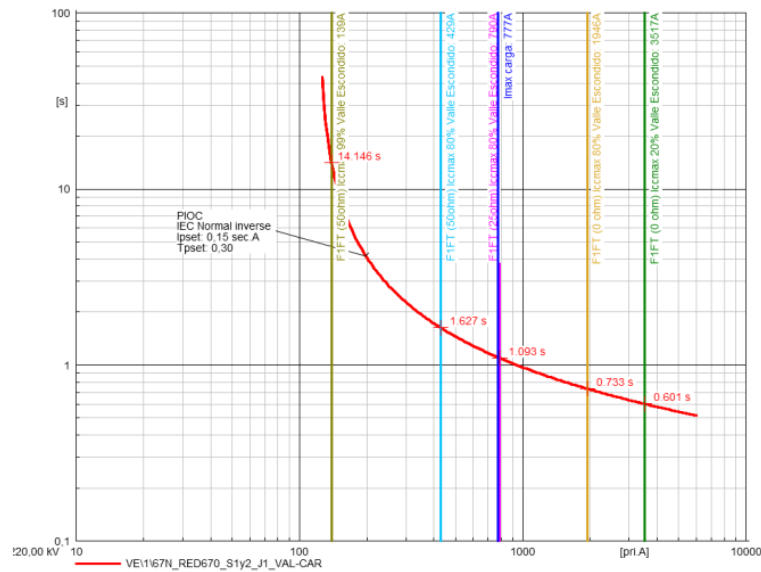
Nota: Fuente (Archivo de configuración ABB)

3. Sobrecorriente direccional a tierra (67N)

Proporciona el respaldo de la función 21N, para fallas a tierra de alta impedancia, ajusta solo una curva IEC normal inversa, y prevé detectar fallas monofásicas con 50 ohm en toda la línea. Además, es utilizada para el esquema de teleprotección de comparación direccional 67NCD.

Figura 53

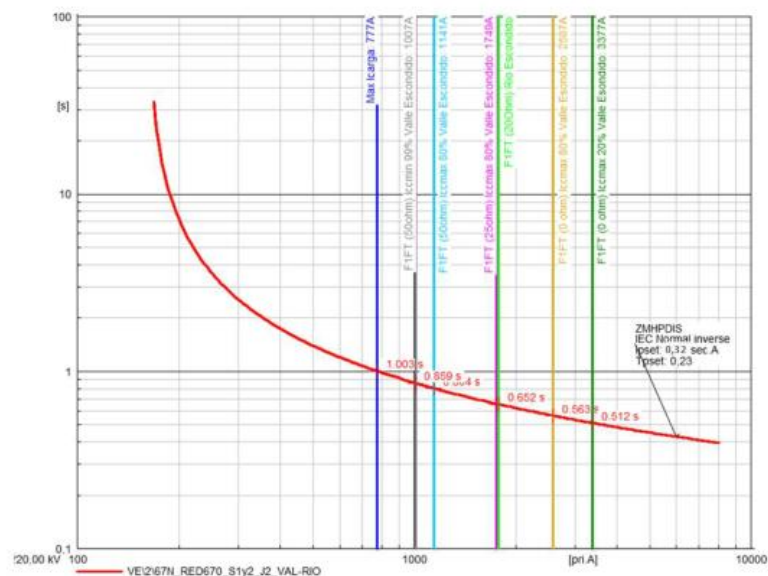
Característica de la Función 67N en tramo Valle-Cardones



Nota: Fuente (Estudios Eléctricos, 2021)

Figura 54

Característica de la Función 67N en tramo Valle-Rio Escondido



Nota: Fuente (Estudios Eléctricos, 2021)

4. Oscilación de potencia (68)

Esta función debe bloquear todas las zonas de la función de distancia, mientras se verifique que exista oscilación de potencia y sea detectada en su característica de operación.

5. Cierre sobre falla (SOTF)

La función se activa al momento de hacer un cierre manual del interruptor o cuando se produce una orden de cierre, y para determinar la presencia de la falla, usa el arranque por zona 2 y el arranque 87L. El tiempo de actuación es instantáneo ($t=0$).

6. Sobrecorriente no direccional de fase y tierra de emergencia (50 E, 51N E)

La pérdida de tensión o caída del MCB del circuito de tensión, desactiva las funciones principales 21 y 67N.

La falla de la fibra óptica, dedicada a la función 87L, ocasiona que se desactive la función.

Si se desactivan estas funciones en los relés de protección, la línea prácticamente se queda sin protección, ante esto, cada relé entra en modo emergencia. En este modo, se habilitan las funciones de sobrecorriente no direccional de fases y de tierra, con ajustes similares a las funciones principales.

7. Teleprotección (85)

Esta función complementa a la función 87L, que está solo habilitada en el sistema 1, para cubrir selectivamente el 100% de la línea.

- En el tramo Valle – Cardones, se propone el esquema POTT con la lógica adicional de fuente débil en el extremo SE Valle Escondido, y el esquema de comparación dirección. Ambos no tienen retardo para su operación ($t=0$).
- En el tramo Valle – Rio Escondido, se propone el esquema POTT y el esquema de comparación dirección. Ambos no tienen retardo para su operación ($t=0$).

Adicional a lo anterior, se implementó el esquema DDT, para el envío y recepción de las señales de operación 50BF etapa 2 y operación 87B, usando el canal de onda portadora y fibra óptica.

8. Recierre (79)

Solo se activa para fallas monofásicas, ante la operación de las funciones 87L, 21 zona 1 y esquemas de teleprotección POTT y 67NCD. Para las otras fallas se bloqueará, con un tiempo de reclamo de 60 s.

Tiempo muerto para recierre, en el tramo de línea Valle – Cardones es 700 ms y 600 ms para el tramo Valle – Rio Escondido.

9. Falla de interruptor (50BF)

El arranque de la función es interno y externo, con un tiempo de redisparo de $T1=10\text{ms}$ y tiempo de disparo en etapa 2 de $T2=200\text{ms}$. Tiene los siguientes ajustes de corriente:

- Umbral de corriente de fases, igual al 85% del TC.
- Umbral de corriente de fases, igual al 20% del TC.

10. Sincronismo (25)

Condición de energización.

- Con tensión, barra/línea viva desde el 70% tensión nominal.
- Sin tensión, barra/línea muerta hasta 50% tensión nominal.

Condición de *Synchrocheck*.

- Diferencia de tensión 0.1 p.u.
- Diferencia de frecuencia 0.2 Hz.
- Diferencia de ángulo 25° .

3.2.2 Transformador 220/33kV

1. Diferencial de transformador (87T)

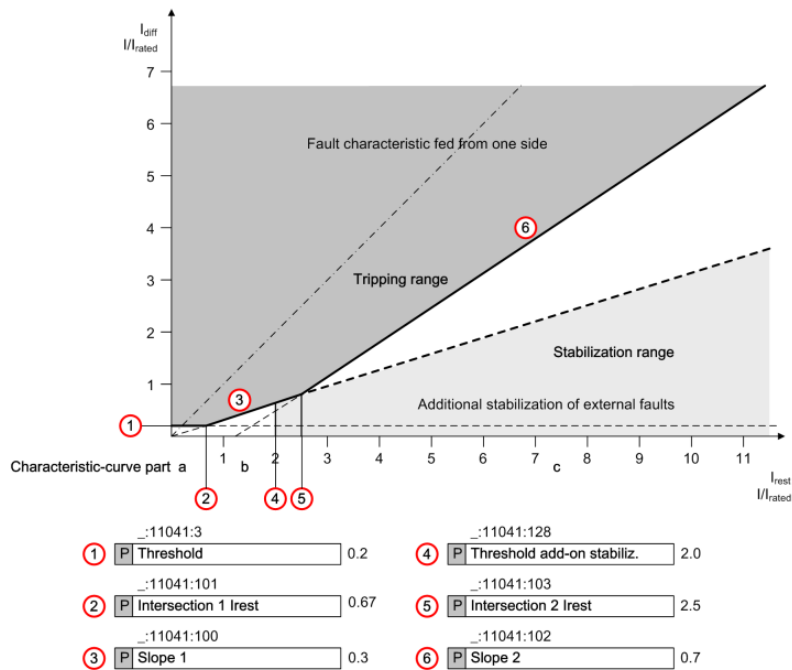
El transformador tiene conexión delta en el lado de 33 kV, ante fallas monofásicas en este lado la función 87T no lo detectará. Estas fallas serán cubiertas con otras funciones.

Los ajustes tomados en cuenta fueron:

- Umbral mínimo de corriente diferencial (Threshold), 20% IObjeto.
- Primera intersección de la curva (Intersection 1 Irest), 0.67 IObjeto.
- Primera pendiente (Slope 1), 35%.
- Segunda intersección de la curva (Intersection 2 Irest), 2.5 IObjeto.
- Segunda pendiente (Slope 2), 80%.
- Bloqueo por inrush, mediante la detección del segundo armónico, 15%.
- Bloqueo por sobre flujo, mediante la detección del quinto armónico, 35%.

Figura 55

Curva Característica de Función 87T



Nota: Fuente (SIEMENS, 2021)

2. Sobrecorriente no direccional fases (50/51)

Se ajusta la función, por debajo de la curva de daño térmico del transformador y coordinando con las otras protecciones de sobrecorriente de aguas abajo, lado de 33 kV y el lado de 220 kV.

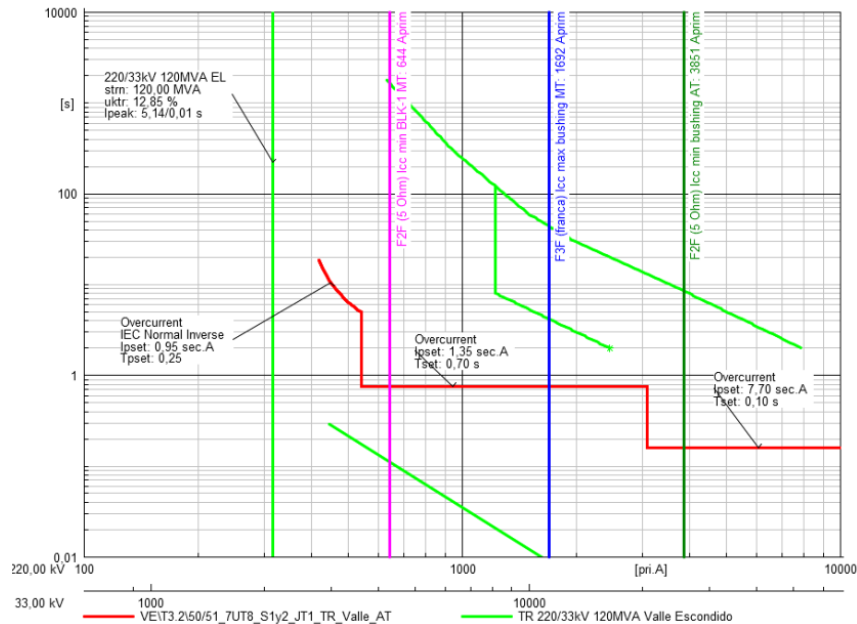
Para el lado de 220 kV se propone:

- Una curva IEC Normal inverso (51).
- Dos curvas de tiempo definido (50-1 y 50-2).

Estas funciones deben tener habilitado el bloqueo por corriente de *inrush*.

Figura 56

Característica de la Función 50/51



Nota: Fuente (Estudios Eléctricos, 2021)

3. Sobrecorriente residual (50N/51N/51G)

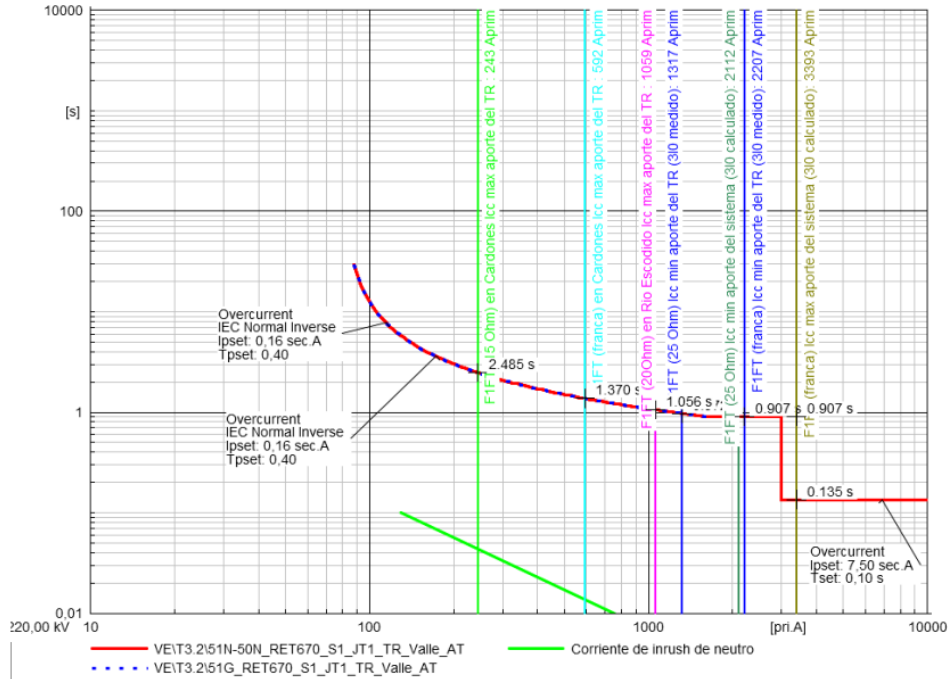
La función 50N/51N permite detectar fallas a tierra, mediante el cálculo de las corrientes de las fases. Mientras que el 51G, lo detecta directamente desde el TC del punto estrella del transformador. Se ajustó lo siguiente:

- Una curva 51N IEC Normal inverso.
- Un tiempo definido 50N.

- Un ajuste 51G con los mismos parámetros del 51N, pero teniendo en cuenta que la relación de TC es 500/1A.

Figura 57

Característica de la función 50N/51N



Nota: Fuente (Estudios Eléctricos, 2021)

4. Falta de interruptor (50BF)

El arranque de la función es interno y externo, con un tiempo de redisparo de $T1=100$ ms y tiempo de disparo en etapa 2 de $T2=200$ ms. Tiene los siguientes ajustes de corriente:

- Umbral de corriente de fases, igual al 120% de la máxima carga esperada (456 Aprim en 220 kV).
- Umbral de corriente de fases, igual al 20% del TC.

5. Sincronismo (25)

Es aplicado para cada interruptor.

Condición de energización.

- Con tensión, barra/línea viva desde el 70% tensión nominal.
- Sin tensión, barra/línea muerta hasta 50% tensión nominal.

Condición de *Synchrocheck*.

- Diferencia de tensión 0.1 p.u.
- Diferencia de frecuencia 0.2 Hz.
- Diferencia de ángulo 25°.

3.2.3 Acople 220kV

1. Falla de interruptor (50BF)

El arranque de la función es externo, con un tiempo de redisparo de $T1=10$ ms y tiempo de disparo en etapa 2 de $T2=200$ ms. Tiene los siguientes ajustes de corriente:

- Umbral de corriente de fases, igual al 120% de la máxima carga esperada (456 Aprim).
- Umbral de corriente de fases, igual al 10% del TC.

3.2.4 Barras 220 kV

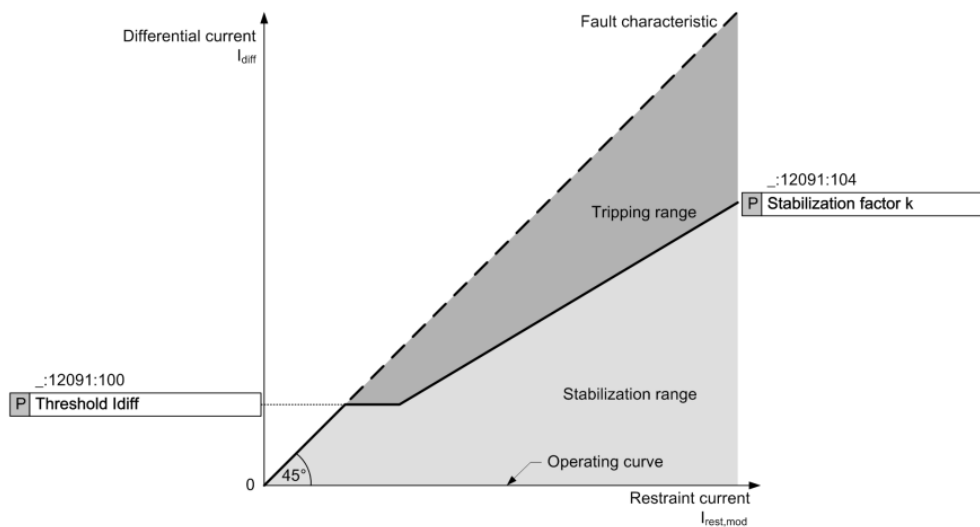
1. Diferencial de barras (87B)

La subestación tiene dos barras, una principal y otra de transferencia, ambas barras son protegidas por la función diferencial de barras 87B que tiene los siguientes ajustes:

- Umbral de corriente diferencial (Threshold Idiff), se considera el 130% de la corriente máxima prevista por una bahía y menor del 80% de la corriente mínima de cortocircuito. La corriente máxima es 730 A de la bahía J1, y la corriente mínima de cortocircuito es 1.35 kA (falla monofásica con 50 ohm). Entonces el estudio lo ajusta a $1000 \text{ A} = 0.5 I_{\text{Objeto}}$.
- Factor de estabilización (k), 0.6.

Figura 58

Curva característica de función 87B



Nota: Fuente (SIEMENS, 2021)

2. Zona muerta (End Fault)

La función cubre fallas ocurridas entre el interruptor abierto y TC, emitiendo la señal envío DDT, a las fuentes que aportan a la falla.

El ajuste propuesto para el umbral de corriente es el 25% del TC, por cada bahía.

3. Disparo externo (External Trip)

Esta función cuando recibe la señal de disparo de la función 50BF etapa 2 de una bahía, dispara la barra o barras correspondientes para aislar la bahía fallada, en un tiempo instantáneo.

A continuación, se muestra el resumen de las funciones de protección que están habilitadas por cada bahía.

Tabla 12*Resumen de funciones de protección de la línea a SE Cardones*

Tipo	Tensión	Detalle	Característica	Sistema 1 RED670	Sistema 2 RED670
TC	220 kV	Fases	800/1A	✓	✓
TP	220 kV	Fases	$(230kV/\sqrt{3}) / (115V/\sqrt{3})$	✓	✓
		Barra	$(230kV/\sqrt{3}) / (115V/\sqrt{3})$	✓	✓
Funciones Protección	220 kV	87L	Diferencial de línea	✓	✓
		21/21N	Distancia	✓	✓
		SOTF	Cierre sobre falla	✓	✓
		68	Oscilación de potencia	✓	✓
		67N	Sobrecorriente direccional a tierra	✓	✓
		85-21	Teleprotección, esquema POTT	✓	✓
		85-67N	Teleprotección, esquema comparación direccional	✓	✓
		WEI	Fuente débil	✓	✓
		50 (E)	Sobrecorriente de fases, emergencia	✓	✓
		51N (E)	Sobrecorriente a tierra, emergencia	✓	✓
		79	Recierre	✓	✓
		50BF	Falla de interruptor	✓	✓
25	Sincronismo	✓	✓		
LF	Localizador de falla	✓	✓		

Nota: Fuente (Elaboración propia)

Tabla 13*Resumen de funciones de protección de las Barras 220 kV*

Tipo	Tensión	Detalle	Característica	Sistema 1 7SS85
TC	220 kV	Fases	Línea a Cardones: 2000/1A	✓
		Fases	Línea a Rio Escondido: 2000/1A	✓
		Fases	Acople: 2000/1A	✓
		Fases	Transformador N°1: 2000/1A	✓
Funciones Protección	220 kV	87B	Diferencial de barras	✓
		External	Operación externa	✓

Nota: Fuente (Elaboración propia)

Tabla 14*Resumen de funciones de protección de la línea a SE Rio Escondido*

Tipo	Tensión	Detalle	Característica	Sistema 1 RED670	Sistema 2 RED670
TC	220 kV	Fases	500/1A	✓	✓
TP	220 kV	Fases	$(230kV/\sqrt{3}) / (115V/\sqrt{3})$	✓	✓
		Barra	$(230kV/\sqrt{3}) / (115V/\sqrt{3})$	✓	✓
Funciones Protección	220 kV	87L	Diferencial de línea	✓	✓
		21/21N	Distancia	✓	✓
		SOTF	Cierre sobre falla	✓	✓
		68	Oscilación de potencia	✓	✓
		67N	Sobrecorriente direccional a tierra	✓	✓
		85-21	Teleprotección, esquema POTT	✓	✓
		85-67N	Teleprotección, esquema comparación direccional	✓	✓
		50 (E)	Sobrecorriente de fases, emergencia	✓	✓
		51N (E)	Sobrecorriente a tierra, emergencia	✓	✓
		79	Recierre	✓	✓
50BF	Falla de interruptor	✓	✓		
25	Sincronismo	✓	✓		
LF	Localizador de falla	✓	✓		

Nota: Fuente (Elaboración propia)**Tabla 15***Resumen de funciones de protección del Acople 220 kV*

Tipo	Tensión	Detalle	Característica	Sistema 1 7VK87
TC	220 kV	Fases	800/1 A	✓
Funciones Protección	220 kV	50BF	Falla de interruptor	✓

Nota: Fuente (Elaboración propia)

Tabla 16*Resumen de funciones de protección del Transformador T1*

Tipo	Tensión	Detalle	Característica	Sistema 1 7UT85	Sistema 2 7UT85
TC	220 kV	Fases	400/1A	✓	✓
		Neutro	500/1A	✓	✓
	33 kV	Fases	2500/1A	✓	✓
TP	220 kV	Fases	$(230\text{kV}/\sqrt{3}) / (115\text{V}/\sqrt{3})$	✓	✓
		Barra	$(230\text{kV}/\sqrt{3}) / (115\text{V}/\sqrt{3})$	✓	✓
	33 kV	Fases	$(33\text{kV}/\sqrt{3}) / (115\text{V}/\sqrt{3})$	✓	✓
		Barra	$(33\text{kV}/\sqrt{3}) / (115\text{V}/\sqrt{3})$	✓	✓
Funciones Protección	220 y 33 kV	87T	Diferencial de transformador	✓	✓
		Bloq 2H	Bloqueo por 2do armónico	✓	✓
		Bloq 5H	Bloqueo por 5to armónico	✓	✓
	220 kV	50/51	Sobrecorriente de fases	✓	✓
		50N/51N	Sobrecorriente neutro	✓	✓
		51G	Sobrecorriente tierra	✓	✓
		50BF	Falla de interruptor	✓	✓
		25	Sincronismo	✓	✓
	33 kV	50/51	Sobrecorriente de fases	✓	✓
		50N/51N	Sobrecorriente neutro	✓	✓
		50BF	Falla de interruptor	✓	✓
		25	Sincronismo	✓	✓

Nota: Fuente (Elaboración propia)

Capítulo IV. Análisis y discusión de resultados

4.1 Proceso de Pruebas y Puesta en Servicio

4.1.1 Equipo de pruebas de inyección secundaria

El equipo de pruebas, que se utilizó para las pruebas secundarias de los relés de protección de una bahía tipo convencional y digital, es el modelo CMC 356 marca OMICRON, que es ampliamente usado.

Figura 59

Equipo de pruebas CMC 356



Nota: Fuente (OMICRON, 2022)

a) Datos técnicos

La CMC 356 posee fuentes de inyección secundaria, trifásicas controlables, dos de corriente y una de tensión, y una fuente de tensión monofásica, siendo todas independientes. Posee entradas binarias, que pueden activarse cuando detectan una diferencia de tensión DC o cuando detectan un circuito continuo con 0Ω de resistencia, usada para captar señales digitales de arranques, disparos o alarmas. Posee también contactos de salida controlables, que sirven para simular señales rápidas, que requieren ciertas funciones de protección para poder operar.

Figura 60

Datos técnicos de fuentes de corriente

2 x 3 salidas de corriente¹ (grupos A y B)		
Corrientes de salida		
CA de 6 fases (L-N)	6 x 0 ... 32 A (Grupo A y B)	
CA de 3 fases (L-N)	3 x 0 ... 64 A (Grupo A y B en paralelo)	
CA de 2 fases (L-L) ^{2,3}	2 x 0 ... 32 A (Grupo A y B)	
CA de 1 fase (L-L) ^{2,3}	1 x 0 ... 64 A (Grupo A y B en paralelo)	
CA monofásica (L-L-L) ^{2,3}	1 x 0 ... 32 A (Grupo A y B en serie)	
CA bifásica (LL-LN) ²	2 x 0 ... 64 A (Grupo A y B)	
CA monofásica (LL-LN) ²	1 x 0 ... 128 A (Grupo A y B en paralelo)	
CC (LL-LN) ²	1 x 0 ... ±180 A (Grupo A y B en paralelo)	
	Típica	Garantizada
Potencia de salida ⁴		
CA de 6 fases (L-N)	6 x 430 VA a 25 A	6 x 250 W a 20 A
CA de 3 fases (L-N)	3 x 860 VA a 50 A	3 x 500 W a 40 A
CA de 2 fases (L-L) ^{2,3}	2 x 870 VA a 25 A	2 x 550 W a 20 A
CA de 1 fase (L-L) ^{2,3}	1 x 1740 VA a 50 A	1 x 1100 W a 40 A
CA monofásica (L-L-L) ^{2,3}	1 x 1740 VA a 25 A	1 x 1100 W a 20 A
CA bifásica (LL-LN) ²	2 x 500 VA a 40 A	2 x 350 W a 40 A
CA monofásica (LL-LN) ²	1 x 1000 VA a 80 A	1 x 700 W a 80 A
CC (LL-LN) ²	1 x 1400 W a ±80 A	1 x 1000 W a ±80 A
Exactitud ⁵		
R _{carga} ≤ 0,5 Ω	Error <0,05 % de rd. + 0,02 % de rg.	Error <0,15 % de rd. + 0,05 % de rg.
Distorsión armónica (DAT+N) ^{6,7}	0,05 %	<0,15 %
Error de fase ⁶	0,05°	<0,2°
Corriente de desplazamiento de CC	<3 mA	<10 mA
Rango de frecuencias ^{8,9}	Señales sinusoidales Armónicos/interarmónicos Señales transitorias	0 (CC) ... 1000 Hz 10 ... 1000 Hz 0 (CC) ... 3100 Hz
Resolución	1 mA, 2 mA (2 fases en paralelo), ...	

Nota: Fuente (OMICRON, 2022)

Figura 61

Datos técnicos de fuentes de tensión

4 salidas de tensión		
Tensiones de salida		
CA de 4 fases (L-N) ¹	4 x 0 ... 300 V	
CA de 3 fases (L-N)	3 x 0 ... 300 V	
CA de 2 fases (L-L) ²	2 x 0 ... 600 V	
CA de 1 fase (L-N)	1 x 0 ... 300 V	
CA de 1 fase (L-L)	1 x 0 ... 600 V	
CC (L-N)	4 x 0 ... ±300 V	
	Típica	Garantizada
Potencia de salida ³		
CA de 4 fases ⁴	4 x 75 VA a 100 ... 300 V	4 x 50 VA a 85 ... 300 V
CA de 3 fases ⁵	3 x 100 VA a 100 ... 300 V	3 x 85 VA a 85 ... 300 V
CA de 2 fases (L-L)	2 x 138 VA a 200 ... 600 V	2 x 125 VA a 200 ... 600 V
CA de 1 fase (L-N)	1 x 200 VA a 100 ... 300 V	1 x 150 VA a 75 ... 300 V
CA de 1 fase (L-L)	1 x 275 VA a 200 ... 600 V	1 x 250 VA a 200 ... 600 V
CC (L-N)	1 x 420 W a 300 V _{CC}	1 x 360 W a 300 V _{CC}
Exactitud ⁶	Error <0,03 % de rd. + 0,01 % de rg.	Error <0,08 % de rd. + 0,02 % de rg.
Distorsión armónica (DAT+N) ^{7,8}	0,015 %	<0,05 %
Error de fase ⁷	0,02°	<0,1°
Tensión de desplazamiento de CC	<20 mV	<100 mV
Rangos de tensión	Rango I: Rango II:	0 ... 150 V 0 ... 300 V
Rangos de frecuencia ^{9,10}	Señales sinusoidales Armónicos/interarmónicos ¹¹ Señales transitorias	10 ... 1000 Hz 10 ... 3000 Hz 0 (CC) ... 3100 Hz
Resolución	Rango I: Rango II:	5 mV 10 mV
Protección contra cortocircuitos	Ilimitada para L-N	
Conexión	Zócalos de 4 mm; zócalo combinado de generador V _{L1} -V _{L3}	
Aislamiento	Aislamiento reforzado de la alimentación eléctrica y de todas las interfaces SELV	

Nota: Fuente (OMICRON, 2022)

Además, de las características mencionadas anteriormente, la CMC 356 posee la capacidad de enviar e intercambiar mensajes *Sampled Values* y GOOSE, de acuerdo al estándar IEC 61850, simulando ser una *Merging Unit* dentro de la Red de Proceso.

La conexión física a la Red de Proceso se realiza mediante su tarjeta de red NET-2 tipo RJ45.

Figura 62

Datos técnicos para envío y recepción de mensajes GOOSE

IEC 61850 GOOSE	
Simulación	Asignación de salidas binarias a atributos de datos en mensajes GOOSE publicados. Número de salidas binarias virtuales: 360 Número de mensajes GOOSE por publicar: 128
Suscripción	Asignación de atributos de datos de mensajes GOOSE suscritos a entradas binarias. Número de salidas binarias virtuales: 360 Número de mensajes GOOSE por publicar: 128
Rendimiento	Tipo 1A; Clase P2/3 (IEC 61850-5). Tiempo de procesamiento (de aplicación a la red o viceversa): <1 ms
Soporte de VLAN	Prioridad seleccionable y VLAN-ID

Nota: Fuente (OMICRON, 2022)

Figura 63


Datos técnicos para envío mensajes Sampled Values





IEC 61850 Sampled Values (publicación)	
Especificación	De acuerdo con la "Implementation Guideline for Digital Interface to Instrument Transformers Using IEC 61850-9-2" del UCA International Users Group y según "IEC 61869-9 Instrument transformers – Part 9: Digital interface for instrument transformers"
Frecuencia de muestreo	<ul style="list-style-type: none"> • 4000 Hz (80 SPC @ 50 Hz) - 1 muestra por paquete • 4800 Hz (80 SPC @ 60 Hz) - 1 muestra por paquete • 4800Hz - 2 muestras por paquete • 5760 Hz - 1 muestra por paquete • 12800 Hz (256 SPC @ 50 Hz) - 8 muestras por paquete • 14400Hz - 6 muestras por paquete • 15360 Hz (256 SPC @ 60 Hz) - 8 muestras por paquete
Sincronización	El atributo Synchronizer (smpSynch) puede seguir el estado de sincronización del equipo de pruebas o ajustarse a valores distintos. El número de muestras (smpCnt) cero se alinea con la parte máxima del segundo (IRIG-B y PPS). Para los datos de exactitud → sección "Sincronización horaria absoluta" en la página 6.
Soporte de VLAN	Prioridad seleccionable y VLAN-ID
Número máximo de flujos de SV	Test Universe: 3 RelaySim Test: 4

Nota: Fuente (OMICRON, 2022)

Figura 64

Datos técnicos de tarjeta de comunicación



NET-2: 2 × puerto USB y puertos Ethernet ETH1/ETH2										
 USB	Tipo de USB	USB 2.0 de alta velocidad hasta 480 Mbit/s								
	Conector USB	USB tipo A (para uso futuro de periféricos USB)								
	Corriente de salida	Máx. 500 mA								
 USB	Tipo de USB	USB 2.0 de alta velocidad hasta 480 Mbit/s; USB 1.1-compatible								
	Conector USB	USB tipo B (conectar a la computadora)								
	Cable USB	USB 2.0 de alta velocidad tipo A-B, 2 m/6 pies								
 ETH	Tipo de ETH	10/100/1000Base-TX ¹ (par trenzado, MDI/MDIX automático o cruzamiento automático)								
	Conector ETH	RJ45								
	Tipo de cable ETH	Cable LAN apantallado de categoría 5 (CAT5) o mejor								
	LED de estado del puerto ETH	Dependiendo del tipo de ETH de la tarjeta de interfaz NET-2 de la contraparte, variará el comportamiento del LED de estado. Vínculo físico establecido, puerto activo: <table border="1" data-bbox="837 862 1189 974"> <thead> <tr> <th>Mbit/s</th> <th>LED activo encendido</th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <td>10</td> <td>amarillo</td> </tr> <tr> <td>100</td> <td>verde</td> </tr> <tr> <td>1000</td> <td>amarillo + verde</td> </tr> </tbody> </table>	Mbit/s	LED activo encendido	10	amarillo	100	verde	1000	amarillo + verde
	Mbit/s	LED activo encendido								
10	amarillo									
100	verde									
1000	amarillo + verde									
	Si hay tráfico a través de un puerto ETH, los LED activos comienzan a parpadear.									
ETH Power over Ethernet (PoE), alimentación a través de Ethernet	Compatible con IEEE 802.3af Capacidad del puerto limitada a un dispositivo de potencia de Clase 1 (3,84 W) y un dispositivo de potencia de Clase 2 (6,49 W)									

Nota: Fuente (OMICRON, 2022)

La CMC 356, a través de su tarjeta de comunicación puede sincronizarse por PTP o por el método de IRIG-B.

Figura 65

Datos técnicos de sincronización de tiempo

Característica	Especificación
IEEE 1588-2008 (v2) Offset (UTC) Rango de estiramiento Perfiles admitidos	Error $\leq \pm 1 \mu\text{s}$ $\pm 100\text{ppm}$ ($\pm 0,01\%$) IEEE C37.238-2011 (Perfil de potencia: v1) IEEE C37.238-2017 (Perfil de potencia: v2) IEC/IEEE 61850-9-3-2016: Redes y sistemas de comunicación para la automatización de compañías eléctricas – Parte 9-3: Perfil de protocolo de tiempo de precisión para la automatización de compañías eléctricas (perfil de compañía eléctrica)
Fuentes admitidas	OMICRON CMGPS 588, OTMC 100 o cualquier fuente de protocolo de tiempo de precisión (reloj Grandmaster PTP)
IRIG-B Offset (UTC) Rango de estiramiento Fuentes admitidas	Error $\leq \pm 1 \mu\text{s}$ $\pm 100\text{ppm}$ ($\pm 0,01\%$) Fuentes de IRIG-B de terceros con accesorio OMICRON CMIRIG-B

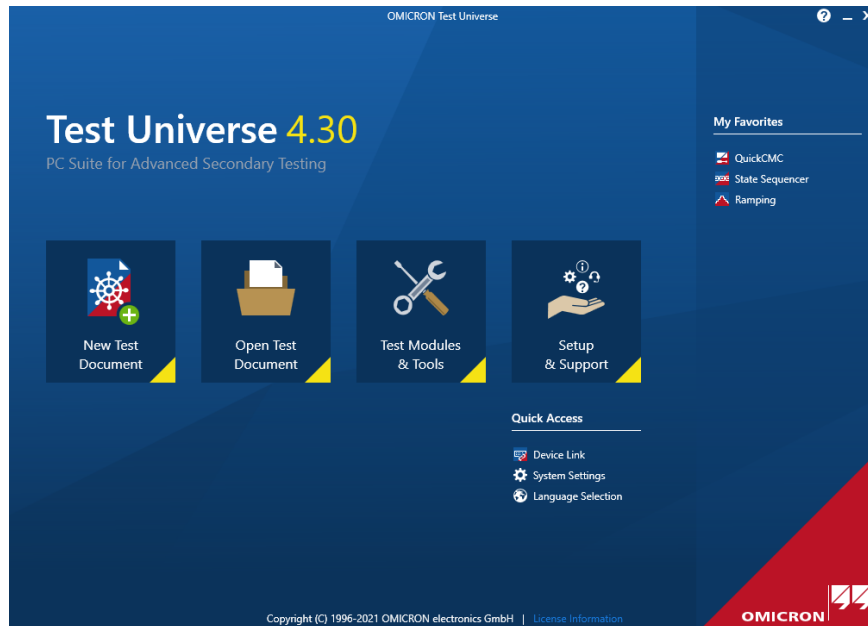
Nota: Fuente (OMICRON, 2022)

b) Software de gestión

Para controlar la CMC 356, se usa el software de gestión Test Universe, que tiene módulos de pruebas definidos para probar las diferentes funciones de protección que tienen los relés.

Figura 66

Software de gestión de la CMC356



Nota: Fuente (OMICRON, 2022)

Figura 67

Módulos de prueba de la CMC 356



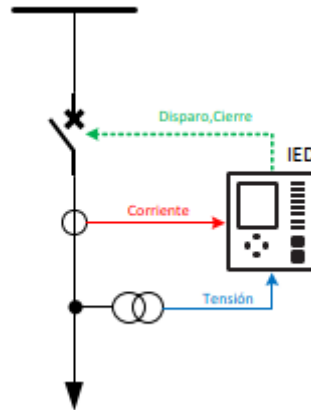
Nota: Fuente (OMICRON, 2022)

4.1.2 Metodología de las pruebas a los relés de protección

a) Protección de bahía convencional

Figura 68

Protección de bahía convencional

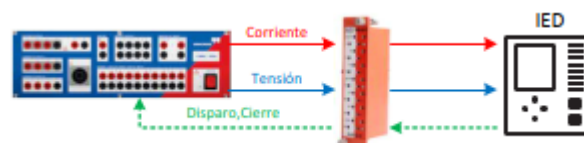


Nota: Fuente (Elaboración propia)

1. De forma general, se verifica que los IEDs no presenten un defecto de hardware y se encuentren operativos.
2. Se verifica que sus cables de control y de alimentación, se encuentren conectados a bornes del gabinete y de acuerdo a los planos eléctricos.
3. El IED debe estar configurado, y con los ajustes ingresados de acuerdo al Estudio de Coordinación y Ajustes de Protección, en última versión.
4. Se procede a conectar los cables de pruebas, al block de pruebas o a los bornes que llevan las señales de corriente y tensión al IED bajo prueba. Y se recoge la señal a evaluar desde las salidas binarias del IED, pudiendo ser disparos y arranques de las funciones de protección.

Figura 69

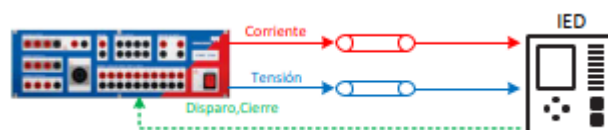
Esquema de prueba convencional con block de prueba



Nota: Fuente (Elaboración propia)

Figura 70

Esquema de prueba convencional con bornes



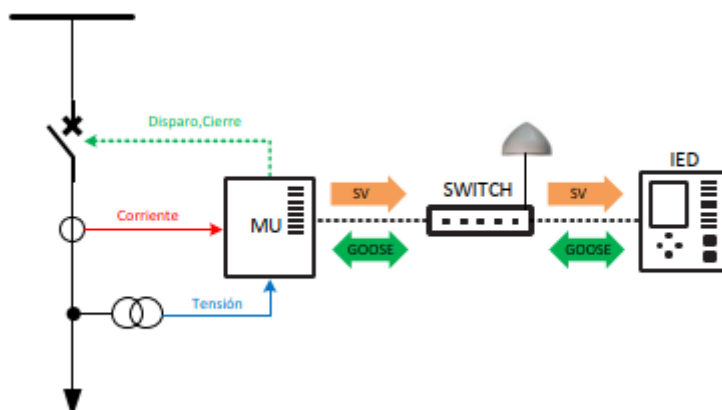
Nota: Fuente (Elaboración propia)

5. Por último, se da inicio con la inyección de fallas simuladas con el equipo de pruebas CMC 356, para verificar los umbrales de arranque, curvas características, tiempos y lógicas de operación de las funciones de protección que el IED tiene habilitadas.

b) Protección de bahía digital

Figura 71

Protección de bahía digital



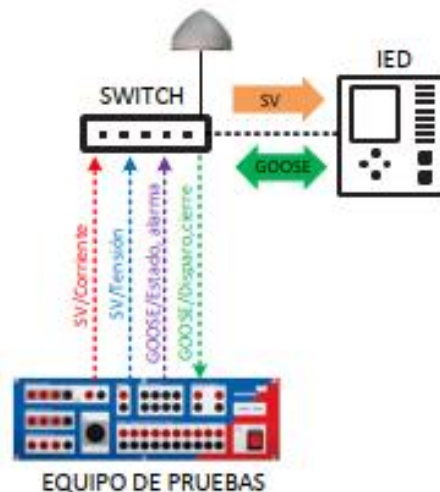
Nota: Fuente (Elaboración propia)

1. De forma general, se verifica que los IEDs y *Merging Units* no presenten un defecto de hardware y se encuentren operativos.
2. Se verifica que su alimentación esté conectada a bornes de alimentación DC. Y sus cables de comunicación estén conectados a la Red de Proceso, de acuerdo a la arquitectura de control.
3. El IED debe estar configurado y con los ajustes ingresados de acuerdo al Estudio de Coordinación y Ajustes de Protección en última versión. Las señales GOOSE y *Sampled Values* también ya implementados.

4. Se debe implementar las redes de área local virtuales (VLAN) en los *Switches*, cuyo fin es optimizar y segmentar el ancho de banda de la Red de Proceso. Y probar la conectividad entre los IEDs que pertenecen esta red.
5. Se debe verificar que todos los IEDs y los *Switches*, que pertenecen a la Red de Proceso, deben estar sincronizados con el protocolo de tiempo PTP.
6. Si el equipo de pruebas soporta el estándar IEC 6185, mensajes *Sampled Values* y GOOSE, se procede a conectar su cable de comunicación a la Red de Proceso. Se envía las señales *Sampled Values* de corriente y tensión al IED bajo prueba, y se recoge la señal GOOSE a evaluar que emite el IED, pudiendo ser disparos y arranques de las funciones de protección.

Figura 72

Esquema de prueba digital



Nota: Fuente (Elaboración propia)

En esta condición de prueba, se trabaja al 100% con simulaciones de datos (*Sampled Values* y GOOSE) que requiere procesar el IED, es decir, no existe ningún riesgo de energía eléctrica debido a una inyección secundaria de tensión y corriente.

En la Tabla 17, se muestran las señales GOOSE que comúnmente se evalúan.

Tabla 17*Señales GOOSE a evaluar*

Tipo de señal	Señal	Publicador (Envía)	Suscriptor (Recibe)
GOOSE	Disparos de función de protección	Protección	Merging Unit
	Arranques de función de protección	Protección	Merging Unit
	Alarmas	Protección	Merging Unit
	Comando de apertura	Protección	Merging Unit
	Comando de cierre	Protección	Merging Unit
	Posiciones de equipamiento primario	Merging Unit	Protección
	Alarmas de equipamiento primario	Merging Unit	Protección

Nota: Fuente (Elaboración propia)

En la Tabla 18, se muestran las señales *Sampled Values* que comúnmente se evalúan.

Tabla 18*Señales Sampled Values a evaluar*

Tipo de señal	Señal	Publicador (Envía)	Suscriptor (Recibe)
Sampled Values	Corrientes de fases	Merging Unit	Protección
	Corriente de neutro	Merging Unit	Protección
	Tensiones de línea	Merging Unit	Protección
	Tensiones de barra	Merging Unit	Protección

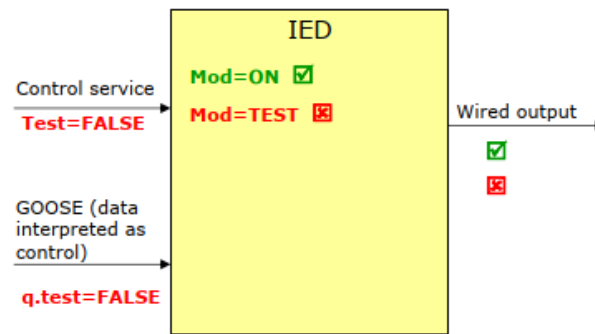
Nota: Fuente (Elaboración propia)

Los IEDs, bajo el estándar IEC 61850 edición 2, para probarlos tienen 2 modos de funcionamiento:

- **Modo ON/Test**, es controlado mediante el nodo lógico **LLNO** y el objeto de dato **Mod**. Afecta solo a las señales GOOSE, fijando a cada señal publicada, el bit de calidad **q.Test=True**. Mientras que las señales GOOSE que recibe con **q.Test=False**, no es procesada por el IED que está en modo Test; pero si las señales tuvieran el bit **q.Test=True**, si sería procesado.

Figura 73

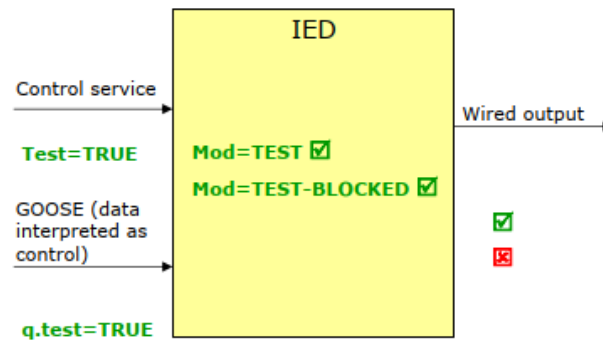
IED en modo ON



Nota: Fuente (CIGRE, 2013)

Figura 74

IED en modo Test

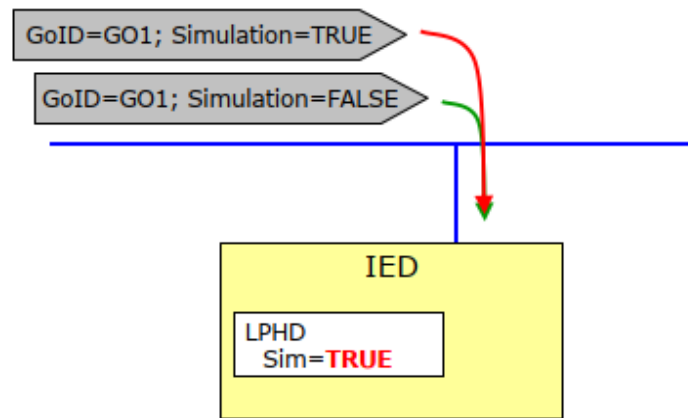


Nota: Fuente (CIGRE, 2013)

- **Modo Simulación**, es controlado mediante el nodo lógico **LPHD**. Afecta a las señales GOOSE y *Sampled Values*, fijando a cada señal publicada una etiqueta de **Sim=True**. Mientras que las señales GOOSE y *Sampled Values* que recibe con **Sim=False**, no es procesada por el IED que está en modo simulación; pero si las señales tuvieran el **Sim=True**, si sería procesado.

Figura 75

IED en modo Simulación

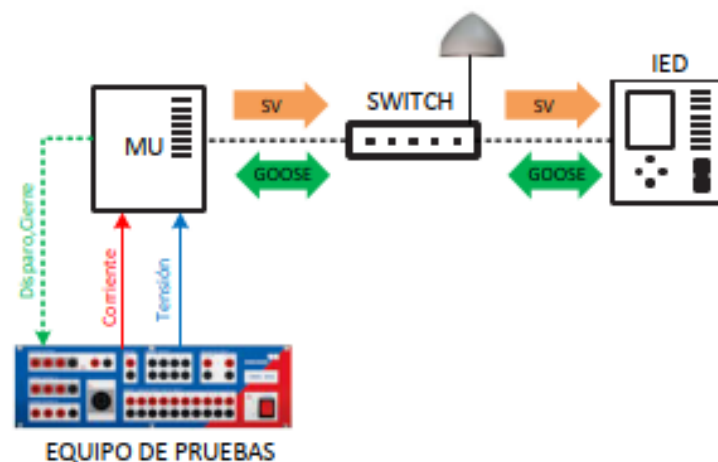


Nota: Fuente (CIGRE, 2013)

7. Si el equipo de pruebas no soporta el estándar IEC 61850. Se procede a conectar los cables de pruebas, al block de pruebas o a los bornes que llevan las señales de corriente y tensión a las *Merging Units* que están asociadas al IED bajo prueba. Y se recoge la señal a evaluar desde las salidas físicas de la *Merging Unit*, pudiendo ser disparos y arranques de las funciones de protección que son emitidas, con mensajes GOOSE, por el IED bajo prueba.

Figura 76

Esquema de prueba digital, con equipo sin protocolo IEC 61850



Nota: Fuente (Elaboración propia)

8. Por último, en ambos casos, se da inicio con la inyección de fallas simuladas con el equipo de pruebas CMC 356, para verificar los umbrales de arranque, curvas

características, tiempos y lógicas de operación de las funciones de protección que el IED tiene habilitadas.

4.2 Resultado de las pruebas

Antes del inicio de las pruebas, se implementó las VLANs en los *Switches* de Red de Proceso, y se verificó la conectividad y la sincronización de la red, de los relés de protección y de las *Merging Units*.

Figura 77

VLANs de Switch de Red de Proceso

The screenshot shows the SIEMENS RUGGEDCOM ROS web interface. The top bar displays 'SIEMENS' and 'RUGGEDCOM ROS'. Below the bar, the page title is 'SE VALLE ESCONDIDO' and the current page is 'Static VLANs'. A navigation menu on the left lists various configuration options under 'Administration' and 'Network'. The main content area contains an 'InsertRecord' button and a table of configured VLANs.

VID	VLAN Name	Forbidden Ports
2	SV 220kV	None
3	SV 33kV	None
4	SV 220kV_87B	None
5	GOOSE 220kV	None
6	GOOSE 33kV	None
7	GOOSE 220kV_87B	None

Nota: Fuente (Elaboración propia)

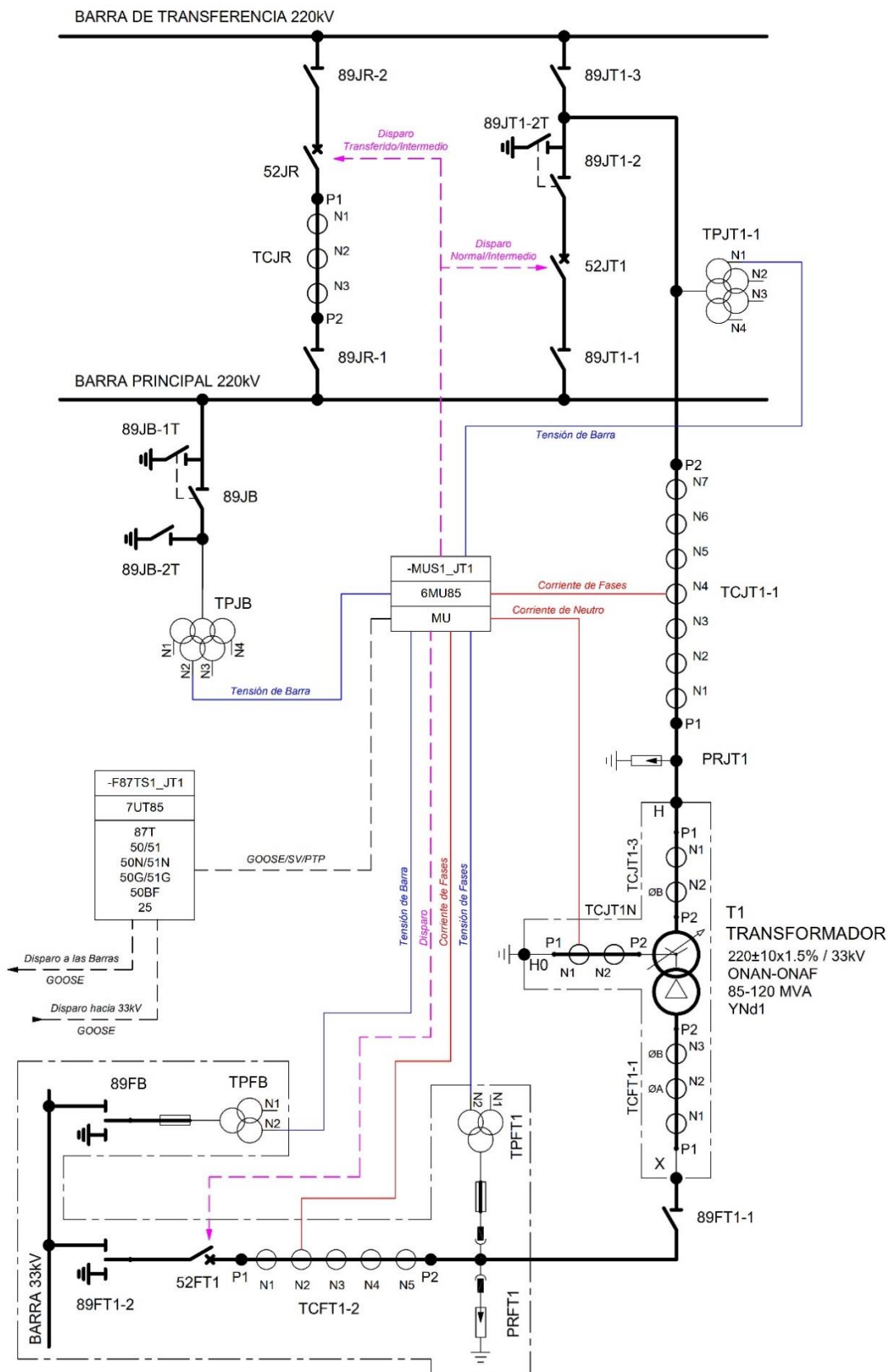
4.2.1 Bahía digital de Transformador T1

La bahía digital de transformador (Figura 78), está compuesta de manera simplificada, por un IED de protección en el nivel 1 (7UT85) y una *Merging Unit* en el nivel 0 (6MU85). Donde, la *Merging Unit* está conectada directamente a los núcleos secundarios de los transformadores de corriente y tensión, y al circuito de control de los interruptores asociados.

El relé de protección (7UT85) accede a la misma información que la *Merging Unit*, ya digitalizado por esta, en forma de mensajes GOOSE y *Sampled Values* a través de la Red de Proceso.

Figura 78

Diagrama Unifilar de Protección del Transformador T1



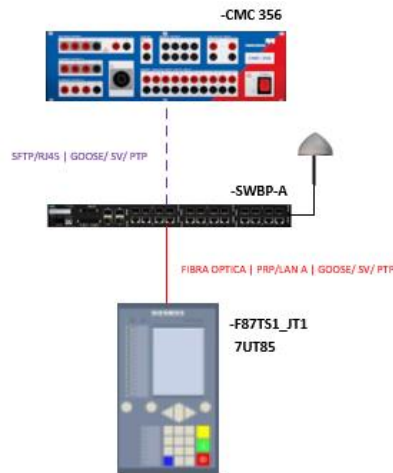
Nota: Fuente (Elaboración propia)

Las pruebas a los relés de protección de esta bahía, se realizaron siguiendo la metodología para una bahía digital, y se usó la CMC 356 que tenía la capacidad de enviar y recibir mensajes de GOOSE y *Sampled Values* en la Red de Proceso.

Se probó bajo el esquema digital de la Figura 79, donde el relé de protección se colocó en modo test (Figura 80) y en modo simulación (Figura 81).

Figura 79

Esquema de prueba implementado para la protección del Transformador



Nota: Fuente (Elaboración propia)

Figura 80

Relé de protección en modo test

Relative time	Indication	Value	Quality
(All)	(All)	(All)	(All)
00:00:00:00.025	GOOSE_TX Comandos:Behavior	test/BO blocked	good (process)
00:00:00:00.025	GOOSE_TX Protecciones:Behavior	test/BO blocked	good (process)
00:00:00:00.024	Alarm handling:Behavior	test/BO blocked	good (process)
00:00:00:00.024	Time managem.:Behavior	test/BO blocked	good (process)
00:00:00:00.020	Com. supervision:SV supervision:Group Indic.:Behavior	test/BO blocked	good (process)
00:00:00:00.020	Com. supervision:GOOSE supervis.:Group Indic.:Behavior	test/BO blocked	good (process)
00:00:00:00.019	Time sync.:Behavior	test/BO blocked	good (process)
00:00:00:00.018	IN 220kV:74TC sup.2BI 1:Behavior	test/BO blocked	good (process)
00:00:00:00.017	IN 220kV:25 Synchronization:Synchrocheck 1:Behavior	test/BO blocked	good (process)
00:00:00:00.016	IN 33kV:74TC sup.2BI 1:Behavior	test/BO blocked	good (process)
00:00:00:00.015	IN 33kV:25 Synchronization:Synchrocheck 1:Behavior	test/BO blocked	good (process)
00:00:00:00.012	Side 220kV:Mechanical Trip:Stage 1:Behavior	test/BO blocked	good (process)
00:00:00:00.011	Side 220kV:46:Definite-T 1:Behavior	test/BO blocked	good (process)
00:00:00:00.010	Side 33kV:50N/51N Calculated:Definite-T 1:Behavior	test/BO blocked	good (process)
00:00:00:00.010	Side 220kV Neutro:50G/51G:Definite-T 1:Behavior	test/BO blocked	good (process)
00:00:00:00.008	Side 33kV:50/51:Definite-T 1:Behavior	test/BO blocked	good (process)
00:00:00:00.008	Side 33kV:50/51:Inverse-T 1:Behavior	test/BO blocked	good (process)
00:00:00:00.007	Transformer 87T:87T diff. prot. 1:DIFF:Behavior	test/BO blocked	good (process)
00:00:00:00.007	Side 33kV:General:Behavior	test/BO blocked	good (process)
00:00:00:00.007	Side 220kV:General:Behavior	test/BO blocked	good (process)
00:00:00:00.007	IN 220kV:50BF Ad.CBF 1:Behavior	test/BO blocked	good (process)
00:00:00:00.007	IN 33kV:50BF Ad.CBF 1:Behavior	test/BO blocked	good (process)
00:00:00:00.006	Side 220kV Neutro:General:Behavior	test/BO blocked	good (process)
00:00:00:00.006	Transformer 87T:General:Behavior	test/BO blocked	good (process)
00:00:00:00.005	Side 220kV:Inrush detect.:Behavior	test/BO blocked	good (process)
00:00:00:00.000	Comandos:IED Test	OPR+ on	good (process)
00:00:00:00.000	General->Test mode on	on	good (process)

Nota: Fuente (Elaboración propia)

Figura 81

Relé de protección en modo simulación

Relative time	Indication	Value	Quality
(All)	(All)	(All)	(All)
00:00:00:00.106	Com. supervision:SV supervision:Group Indicat.:Group indication	on	good (process)
00:00:00:00.001	Device:GOOSE/ISV sim.mode	true	good (process)
00:00:00:00.000	Device:IED Simulation Active	on	good (process)

Nota: Fuente (Elaboración propia)

Antes de dar inicio a las pruebas, se comprueba que la CMC 356 se encuentra sincronizada por el protocolo de tiempo PTP (Figura 82), a través de la Red de Proceso que pertenece el relé de protección bajo prueba.

Figura 82

Fuente de tiempo para la CMC 356

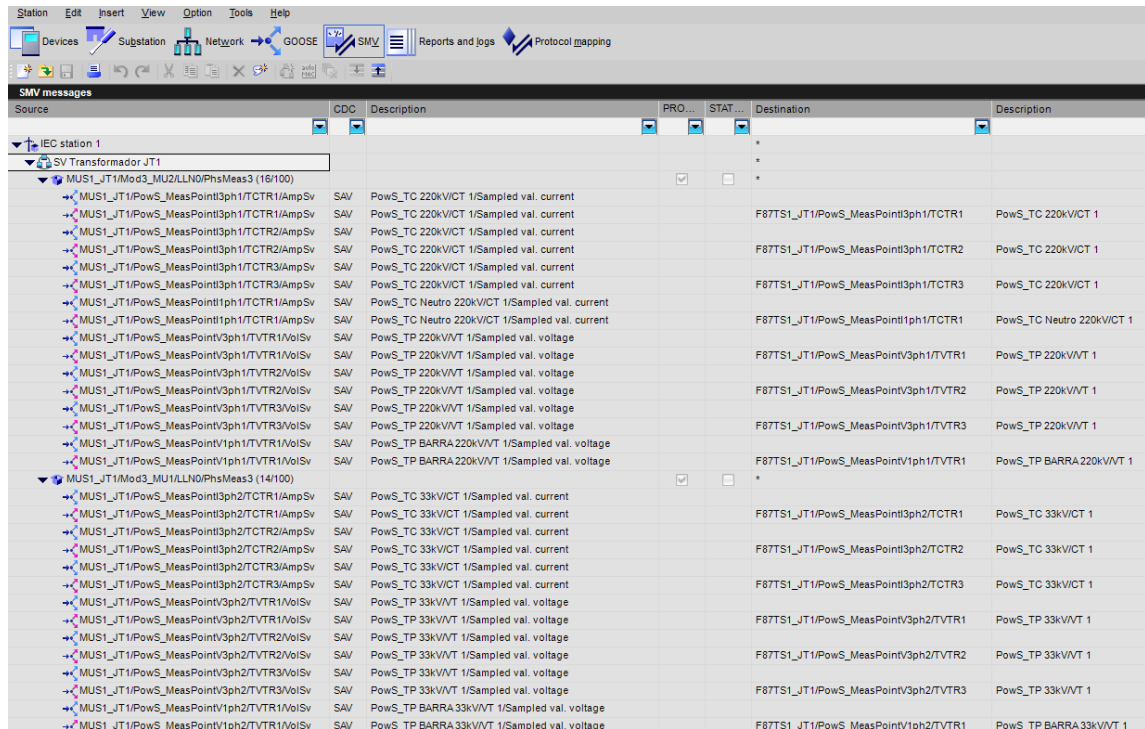
The screenshot shows the 'Global Hardware Configuration' software interface. The 'Time Source' tab is active, displaying a list of triggers including 'Trigger via PTPv2'. To the right, the 'PTP Settings' panel is visible, showing a 'Profile' dropdown set to 'Utility', a 'Domain' field set to '26', and 'VLAN ID' and 'VLAN priority' fields set to '0' and '1' respectively. Below the settings is a diagram of a CMC (Control and Monitoring Computer) connected to a PTP Network. A note at the bottom states: 'The triggers are derived from a PTPv2 time source that is connected to the Ethernet port ETH1 or ETH2.'

Nota: Fuente (Reporte de pruebas)

Se importó el archivo SCL de la configuración de los IEDs, y se seleccionó los *Sampled Values* (Figura 83) que se quieren simular y transmitir. Se transmitieron los *Sampled Values* elegidos desde la CMC 356 (Figura 84), para todas las señales de corriente y tensión en el lado de 220 kV y 33 kV, de acuerdo a cada función de protección a probar.

Figura 83

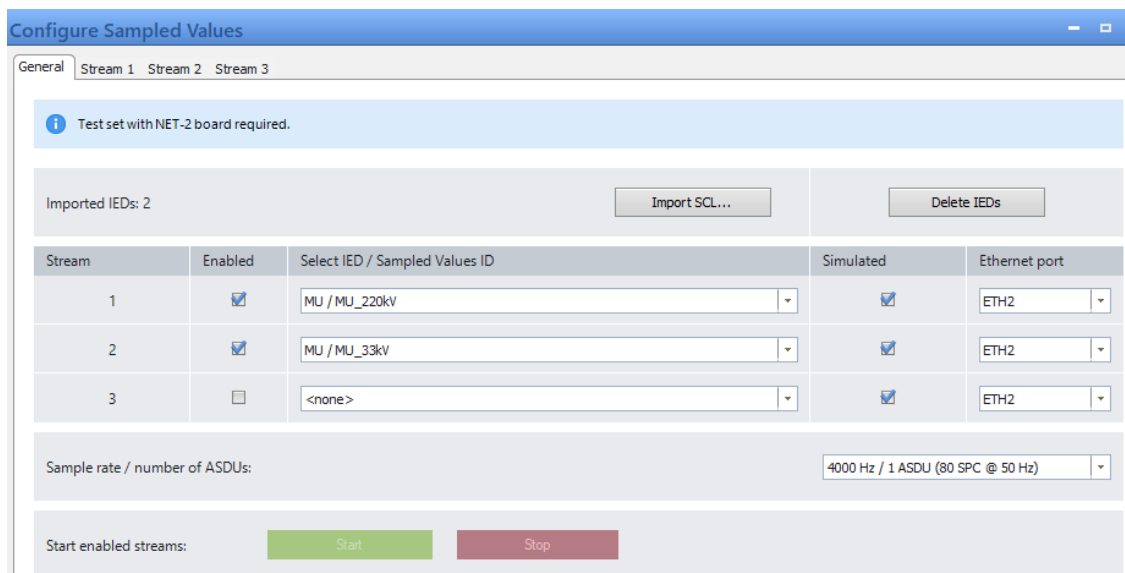
Configuración de Sampled Values suscritos por el relé de protección



Nota: Fuente (Elaboración propia)

Figura 84

Configuración de Sampled Values CMC 356



Nota: Fuente (Reporte de pruebas)

Se importó el archivo SCL de la configuración de los IEDs, y se seleccionó las señales GOOSE (Figura 85) que se quieren simular y evaluar en la CMC 356. Se simularon

y evaluaron los mensajes GOOSE que requerimos (Figura 86), de acuerdo a cada función de protección a probar.

Figura 85

Configuración de GOOSE para CMC 356 en relé de protección

Source	CDC	Description	PRO...	STAT...	Destination	Description
GOOSE Test OMICRON						
F87TS1_JT1/PTS1_5051OC3phase1/LLN0/Omicrontest (...)						
F87TS1_JT1/CB1/RBRF1/Str	ACD	IN 220kV/50BF Ad.CBF 1/Pickup	<input checked="" type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>		
F87TS1_JT1/CB1/RBRF1/Opln	ACT	IN 220kV/50BF Ad.CBF 1/Retrip T1	<input checked="" type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>		
F87TS1_JT1/CB1/RBRF1/OpEx	ACT	IN 220kV/50BF Ad.CBF 1/Trip T2	<input checked="" type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>		
F87TS1_JT1/CB2/RBRF1/Str	ACD	IN 33kV/50BF Ad.CBF 1/Pickup	<input checked="" type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>		
F87TS1_JT1/CB2/RBRF1/Opln	ACT	IN 33kV/50BF Ad.CBF 1/Retrip T1	<input checked="" type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>		
F87TS1_JT1/CB2/RBRF1/OpEx	ACT	IN 33kV/50BF Ad.CBF 1/Trip T2	<input checked="" type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>		
F87TS1_JT1/PTD1_87T1rafoDiffProt1/PTRC1/Str	ACD	Transformer 87T_87T 1/Group indicat./Pickup	<input checked="" type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>		
F87TS1_JT1/PTE1/PTRC1/Str	ACD	Side 220kV/Group indicat./Pickup	<input checked="" type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>		
F87TS1_JT1/PTE1/PTRC1/Str	ACD	Side 220kV Neutro/Group indicat./Pickup	<input checked="" type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>		
F87TS1_JT1/PTS2/PTRC1/Str	ACD	Side 33kV/Group indicat./Pickup	<input checked="" type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>		
F87TS1_JT1/Application/USER6/SPS	SPS	Application/GOOSE_Tx Test/V > 220kV	<input checked="" type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>		
F87TS1_JT1/Application/USER6/SPS1	SPS	Application/GOOSE_Tx Test/V < 220kV	<input checked="" type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>		
F87TS1_JT1/Application/USER6/SPS2	SPS	Application/GOOSE_Tx Test/f > 220kV	<input checked="" type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>		
F87TS1_JT1/Application/USER6/SPS3	SPS	Application/GOOSE_Tx Test/f < 220kV	<input checked="" type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>		
F87TS1_JT1/Application/USER6/SPS4	SPS	Application/GOOSE_Tx Test/V > 33kV	<input checked="" type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>		
F87TS1_JT1/Application/USER6/SPS5	SPS	Application/GOOSE_Tx Test/f > 33kV	<input checked="" type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>		
F87TS1_JT1/Application/USER6/SPS6	SPS	Application/GOOSE_Tx Test/f < 33kV	<input checked="" type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>		
F87TS1_JT1/Application/USER6/SPS7	SPS	Application/GOOSE_Tx Test/f < 33kV	<input checked="" type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>		
F87TS1_JT1/CB1_25Synchronization/CK_RSYN1/SPS	SPS	IN 220kV_25 Syn/Synchrocheck 1/Sincronismo OK	<input checked="" type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>		
F87TS1_JT1/25Synchronization/CK_RSYN1/SPS	SPS	IN 33kV_25 Syn/Synchrocheck 1/Sincronismo Ok	<input checked="" type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>		
F87TS1_JT1/Application/USER6/SPS8	SPS	Application/GOOSE_Tx Test/Ang > 220kV	<input checked="" type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>		
F87TS1_JT1/Application/USER6/SPS9	SPS	Application/GOOSE_Tx Test/Ang < 220kV	<input checked="" type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>		
F87TS1_JT1/Application/USER6/SPS10	SPS	Application/GOOSE_Tx Test/Ang > 33kV	<input checked="" type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>		
F87TS1_JT1/Application/USER6/SPS11	SPS	Application/GOOSE_Tx Test/Ang < 33kV	<input checked="" type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>		
MUS1_JT1/Application/LLN0/DataSet (8/100)			<input checked="" type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>		
MUS1_JT1/Application/USER6/SPS	SPS	Application/GOOSE_TX test/25 Start_220kV	<input checked="" type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>		
MUS1_JT1/Application/USER6/SPS/Status value	SPC	Application/GOOSE_TX test/25 Start_220kV/Statu...			F87TS1_JT1/Application/...	Application/GOOSE_Rx Test/25 Start_220kV
MUS1_JT1/Application/USER6/SPS1	SPS	Application/GOOSE_TX test/25 Stop_220kV	<input checked="" type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>		
MUS1_JT1/Application/USER6/SPS1/Status value	SPC	Application/GOOSE_TX test/25 Stop_220kV/Statu...			F87TS1_JT1/Application/...	Application/GOOSE_Rx Test/25 Stop_220kV

Nota: Fuente (Elaboración propia)

Figura 86

Configuración de suscripción GOOSE en CMC 356

File Home View

Hardware Configuration Ethernet Port ETH2 Simulation/Test Import SCL Rename IED Apply Configuration Abort Clear Report Settings Configuration Documentation

Test View: GOOSE Configuration in Test Trafo Y0d1_50Hz_final.occ

Subscriptions Simulations

Inputs

- 1 - Bin. In. 1
Boolean - IED_ClientPTD1_87T1rafoDiffProt1/PTRC1.Str.general
- 2 - Bin. In. 2
Boolean - IED_ClientApplication/USER1.SPS.stVal
- 3 - Bin. In. 3
Boolean - IED_ClientApplication/USER1.SPS1.stVal
- 4 - Bin. In. 4
- 5 - Bin. In. 5
- 6 - Bin. In. 6
- 7 - Bin. In. 7
- 8 - Bin. In. 8
- 9 - Bin. In. 9
- 10 - Bin. In. 10

Nota: Fuente (Reporte de pruebas)

A continuación, se muestra el detalle de las pruebas y resultados que se obtuvo.

a) Pruebas de Medidas

Es la primera prueba que debe realizarse, aquí se verifica la correcta medición en magnitud y fase de los *Sampled Values* de las corrientes y tensiones, contrastando los valores simulados ingresados con los valores que muestran los relés de protección.

Con el módulo OMICRON QuickCMC, se ingresan los *Sampled Values* de corrientes y tensiones al relé de protección. Las siguientes tablas muestran los resultados obtenidos.

Lado 220 kV

Tabla 19

Medida de corrientes fases lado 220kV

Prueba	Señal SV	Valor Ingresado (A Prim)	Valor Medido (A Prim)	Desviación Absoluta (A Prim)	Desviación Relativa
10%	IA $\angle 0^\circ$	40.00	40.00	0.00	0.00%
	IB $\angle -120^\circ$	40.00	39.90	-0.10	-0.25%
	IC $\angle 120^\circ$	40.00	39.90	-0.10	-0.25%
100/60/20%	IA $\angle 0^\circ$	400.00	400.10	0.10	0.03%
	IB $\angle -120^\circ$	240.00	240.00	0.00	0.00%
	IC $\angle 120^\circ$	80.00	80.00	0.00	0.00%
	IN (3I0) $\angle -30^\circ$	277.20	277.20	0.00	0.00%
100%	IA $\angle 0^\circ$	400.00	400.10	0.10	0.03%
	IB $\angle -120^\circ$	400.00	400.10	0.10	0.03%
	IC $\angle 120^\circ$	400.00	400.10	0.10	0.03%

Nota: Fuente (Elaboración propia)

Tabla 20

Medida de corriente neutro lado 220kV

Prueba	Señal SV	Valor Ingresado (A Prim)	Valor Medido (A Prim)	Desviación Absoluta (A Prim)	Desviación Relativa
10%	IN (3I0) $\angle 0^\circ$	50.00	49.90	-0.10	-0.20%
100%	IN (3I0) $\angle 0^\circ$	500.00	500.00	0.00	0.00%

Nota: Fuente (Elaboración propia)

Tabla 21*Medida de tensiones fases lado 220kV*

Prueba	Señal SV	Valor Ingresado (kV Prim)	Valor Medido (kV Prim)	Desviación Absoluta (kV Prim)	Desviación Relativa	
10%	VA	∠ 0°	13.28	13.28	0.00	0.01%
	VB	∠ -120°	13.28	13.28	0.00	0.01%
	VC	∠ 120°	13.28	13.28	0.00	0.01%
100/60/20%	VA	∠ 0°	132.79	132.81	0.02	0.01%
	VB	∠ -120°	79.67	79.68	0.01	0.01%
	VC	∠ 120°	26.56	26.56	0.00	0.01%
	VN (3V0)	∠ -30°	92.02	91.98	-0.04	-0.05%
100%	VA	∠ 0°	132.79	132.81	0.02	0.01%
	VB	∠ -120°	132.79	132.81	0.02	0.01%
	VC	∠ 120°	132.79	132.81	0.02	0.01%

Nota: Fuente (Elaboración propia)**Tabla 22***Medida de tensiones barra lado 220kV*

Prueba	Señal SV	Valor Ingresado (kV Prim)	Valor Medido (kV Prim)	Desviación Absoluta (kV Prim)	Desviación Relativa	
10%	VB	∠ -120°	13.28	13.28	0.00	0.01%
100%	VB	∠ -120°	132.79	132.81	0.02	0.01%

Nota: Fuente (Elaboración propia)*Lado 33kV***Tabla 23***Medida de corrientes fases lado 33kV*

Prueba	Señal SV	Valor Ingresado (A Prim)	Valor Medido (A Prim)	Desviación Absoluta (A Prim)	Desviación Relativa	
10%	IA	∠ 0°	250.00	250.00	0.00	0.00%
	IB	∠ -120°	250.00	250.00	0.00	0.00%
	IC	∠ 120°	250.00	250.00	0.00	0.00%
100/60/20%	IA	∠ 0°	2500.00	2500.00	0.00	0.00%
	IB	∠ -120°	1500.00	1500.00	0.00	0.00%
	IC	∠ 120°	500.00	500.00	0.00	0.00%
	IN (3I0)	∠ -30°	1732.50	1734.00	1.50	0.09%
100%	IA	∠ 0°	2500.00	2501.00	1.00	0.04%
	IB	∠ -120°	2500.00	2501.00	1.00	0.04%
	IC	∠ 120°	2500.00	2500.00	0.00	0.00%

Nota: Fuente (Elaboración propia)

Tabla 24*Medida de tensiones fases lado 33kV*

Prueba	Señal SV	Valor Ingresado (kV Prim)	Valor Medido (kV Prim)	Desviación Absoluta (kV Prim)	Desviación Relativa
10%	VA ∠ 0°	1.91	1.91	0.00	0.04%
	VB ∠ -120°	1.91	1.91	0.00	0.04%
	VC ∠ 120°	1.91	1.91	0.00	0.04%
100/60/20%	VA ∠ 0°	19.05	19.06	0.00	0.01%
	VB ∠ -120°	11.43	11.43	0.00	0.01%
	VC ∠ 120°	3.81	3.81	0.00	0.01%
	VN (3V0) ∠ -30°	13.20	13.20	0.00	-0.03%
100%	VA ∠ 0°	19.05	19.06	0.00	0.01%
	VB ∠ -120°	19.05	19.06	0.00	0.01%
	VC ∠ 120°	19.05	19.06	0.00	0.02%

Nota: Fuente (Elaboración propia)**Tabla 25***Medida de tensiones barra lado 33kV*

Prueba	Señal SV	Valor Ingresado (kV Prim)	Valor Medido (kV Prim)	Desviación Absoluta (kV Prim)	Desviación Relativa
10%	VB ∠ -120°	1.91	1.91	0.00	0.04%
100%	VB ∠ -120°	19.05	19.06	0.00	0.02%

Nota: Fuente (Elaboración propia)**b) Pruebas de Funciones de Protección**

Después de realizar las pruebas de medidas, se procede a realizar las pruebas de las funciones de protección habilitadas, las cuales se pasan a detallar.

Función diferencial de transformador (87T)

Para probar esta función, es necesario, ingresar los *Sampled Values* de las corrientes del lado de 220 kV y 33 kV para la operación de la función de protección.

Las pruebas realizadas se muestran en la siguiente tabla.

Tabla 26*Resumen de pruebas de la función 87T*

Prueba	Detalle				
Corriente de arranque y reposición	Fases	A-B	B-C	C-A	A-B-C
	Tierra	A-N	B-N	C-N	
Característica de la curva de operación	Fases	A-B	B-C	C-A	A-B-C
	Tierra	A-N	B-N	C-N	
Disparo y no disparo	Fases	A-B	B-C	C-A	A-B-C
	Tierra	A-N	B-N	C-N	
Tiempos de operación	Fases	A-B	B-C	C-A	A-B-C
	Tierra	A-N	B-N	C-N	
Estabilidad ante fallas externas	Fases	A-B	B-C	C-A	A-B-C
	Tierra	A-N	B-N	C-N	
Bloqueo por 2do armónico	Fases				A-B-C
	Tierra	A-N	B-N	C-N	
Bloqueo por 5to armónico	Fases				A-B-C
	Tierra	A-N	B-N	C-N	

Nota: Fuente (Elaboración propia)

Para la prueba se evaluarán las siguientes señales GOOSE.

Tabla 27*Señales GOOSE evaluadas para 87T*

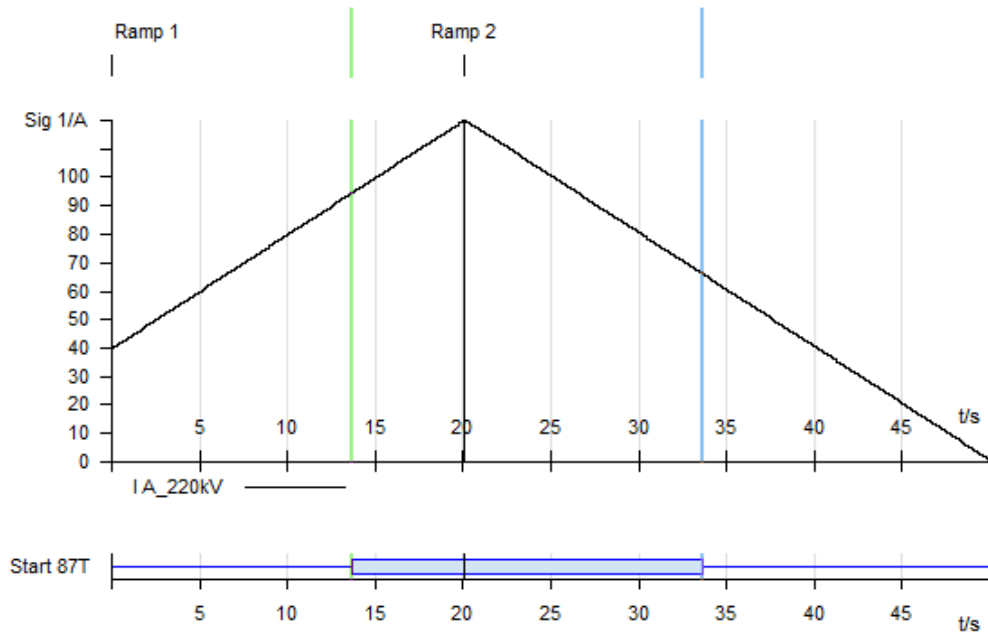
Fuente (GOOSE)	Descripción de Señal a Evaluar	Registro en CMC 356 (Suscripción)
7UT85	Arranque general 87T	Start 87T
	Disparo general lado 220kV	Trip 220kV
	Disparo general lado 33kV	Trip 33kV

Nota: Fuente (Elaboración propia)*Corriente de arranque y reposición*

Se evalúan las señales GOOSE que transmite el relé de protección cuando se ingresa los *Sampled Values* simulados de corriente creciente y decreciente, con el módulo OMICRON Ramping por cada lado (Figura 87 y Figura 88), y se registró los valores *Sampled Values* de corriente, ante cada cambio del valor de dato del GOOSE (Figura 89).

Figura 87

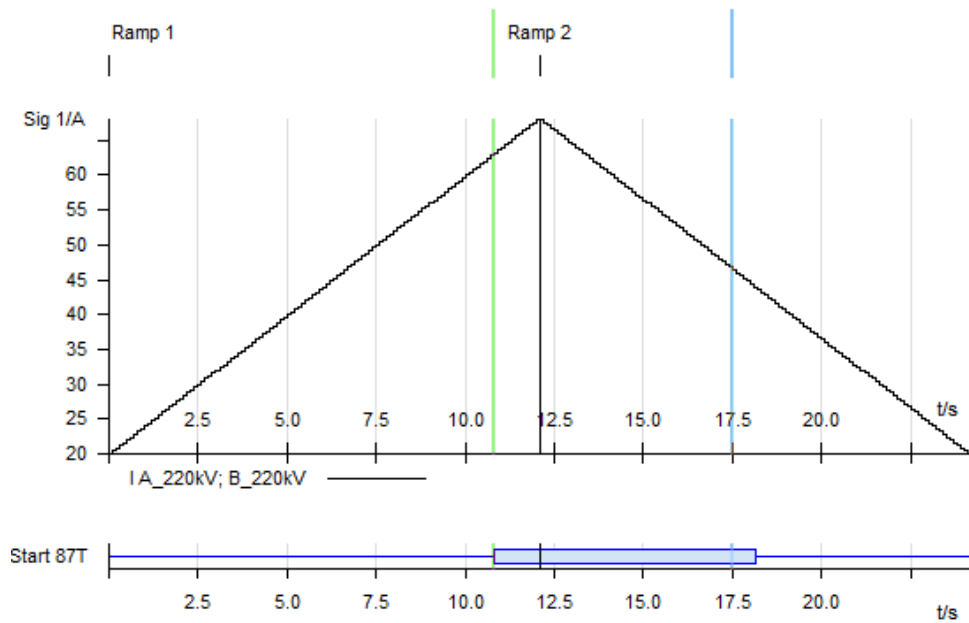
Prueba de corriente de arranque lado 220kV de 87T



Nota: Fuente (Reporte de pruebas)

Figura 88

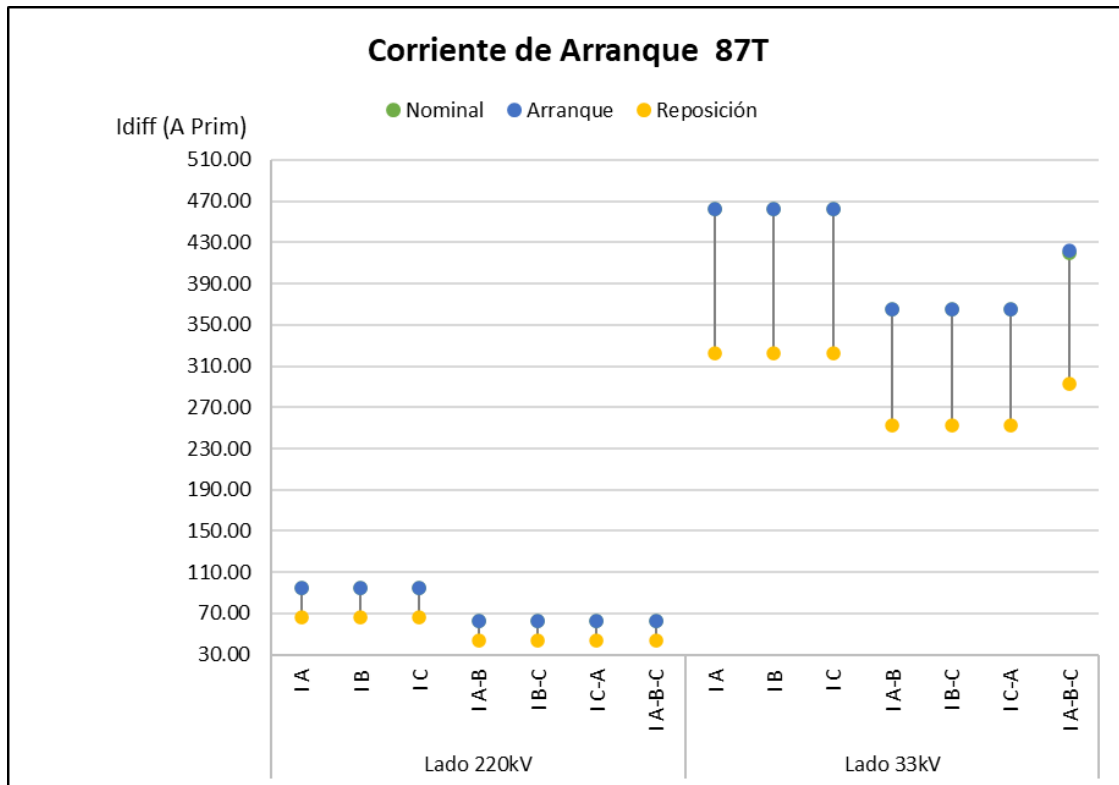
Prueba de corriente de arranque lado 33kV de 87T



Nota: Fuente (Reporte de pruebas)

Figura 89

Corriente de arranque 87T



Nota: Fuente (Elaboración propia)

Característica de la Curva de Operación

En el Test Object de la CMC 356, se ingresaron los datos de tensión, potencia y corriente de referencia del transformador T1 (Figura 90), y los valores de ajuste de la curva de la función 87T del relé de protección.

Figura 90

Datos eléctricos del Transformador T1

Winding/Leg Name:	Lado 220 kV	Lado 33 kV
CT Current Prim:	2500.00 A	2500.00 A
CT Current Sec:	1.00 A	1.00 A
CT Grounding:	tow. Prot. Obj.	tow. Prot. Obj.
Gnd CT Prim Current:	500.00 A	800.00 A
Gnd CT Sec Current:	1.00 A	1.00 A
Gnd CT Grounding:	n/a	n/a

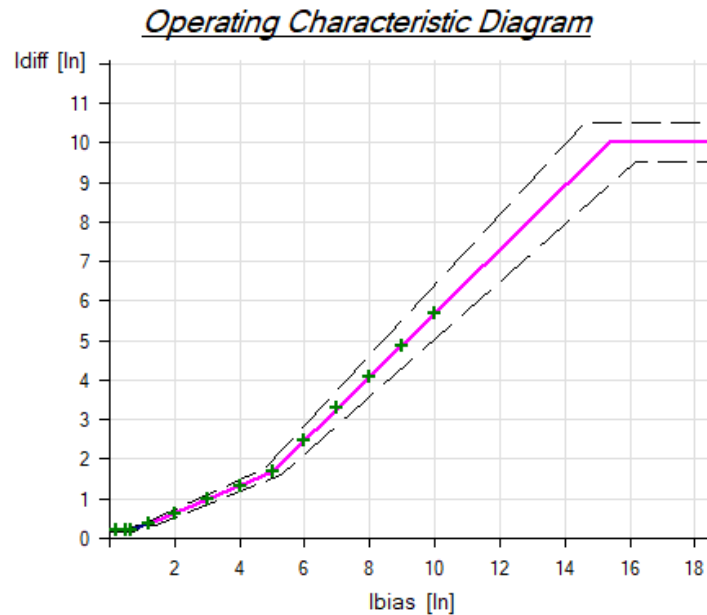
Nota: Fuente (Reporte de pruebas)

Con el módulo OMICRON Diff Operating Characteristic, se ubican los puntos de prueba de corriente de restricción por cada tipo de falla (Figura 91 y Figura 92). Se ingresaron los *Sampled Values* de corriente del lado 220 kV y 33 kV, se evaluó la señal

digital de disparo, con el cambio del valor de dato del GOOSE, y se registró la corriente diferencial límite, entre la operación y no operación de la función (ver Tabla 28 y Figura 93).

Figura 91

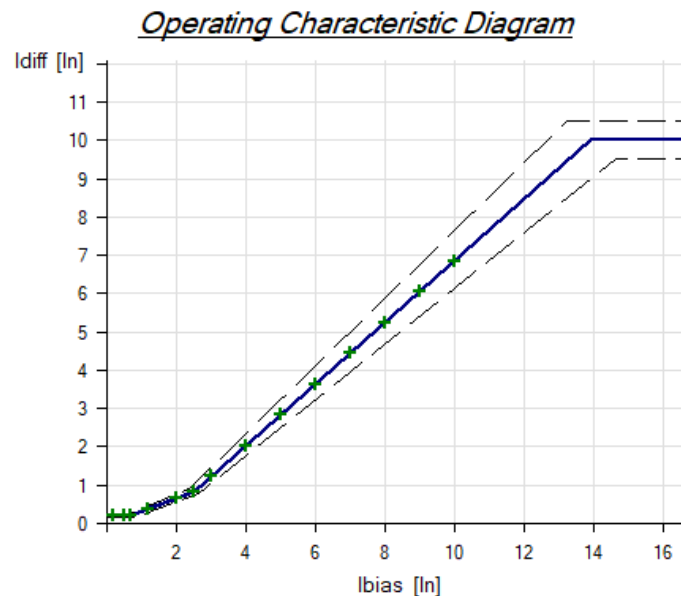
Puntos de prueba para fallas monofásicas de la curva 87T



Nota: Fuente (Reporte de pruebas)

Figura 92

Puntos de prueba para fallas bifásicas y trifásicas de la curva 87T



Nota: Fuente (Reporte de pruebas)

Tabla 28

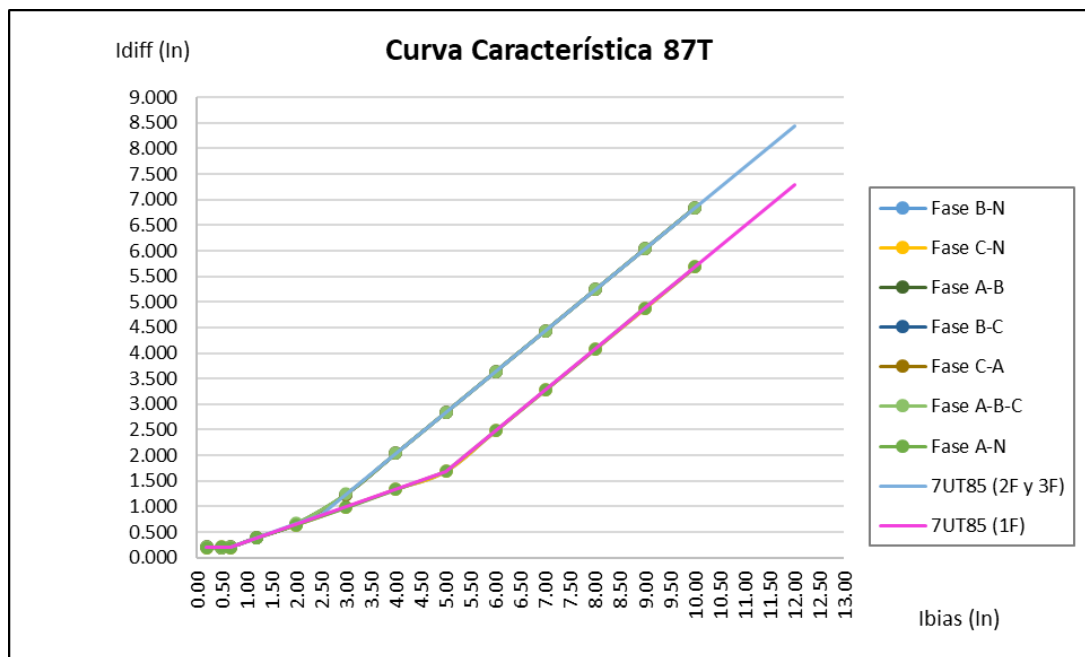
Idiff vs Ibias de 87T

Ibias (In)	Resultado de Idiff (In)						
	A-N	B-N	C-N	A-B	B-C	C-A	A-B-C
0.20	0.197	0.197	0.197	0.203	0.203	0.203	0.203
0.50	0.203	0.203	0.203	0.197	0.197	0.197	0.197
0.67	0.197	0.197	0.197	0.204	0.204	0.204	0.204
1.20	0.381	0.381	0.381	0.390	0.390	0.390	0.390
2.00	0.634	0.634	0.634	0.663	0.663	0.663	0.668
3.00	0.984	0.984	0.984	1.238	1.238	1.238	1.244
4.00	1.335	1.335	1.335	2.037	2.037	2.037	2.037
5.00	1.685	1.685	1.685	2.839	2.839	2.839	2.839
6.00	2.478	2.478	2.478	3.639	3.639	3.639	3.639
7.00	3.278	3.278	3.278	4.439	4.439	4.439	4.439
8.00	4.078	4.078	4.078	5.239	5.239	5.239	5.239
9.00	4.878	4.878	4.878	6.040	6.040	6.040	6.040
10.00	5.681	5.681	5.681	6.842	6.842	6.842	6.842

Nota: Fuente (Elaboración propia)

Figura 93

Resultado de característica de la curva 87T



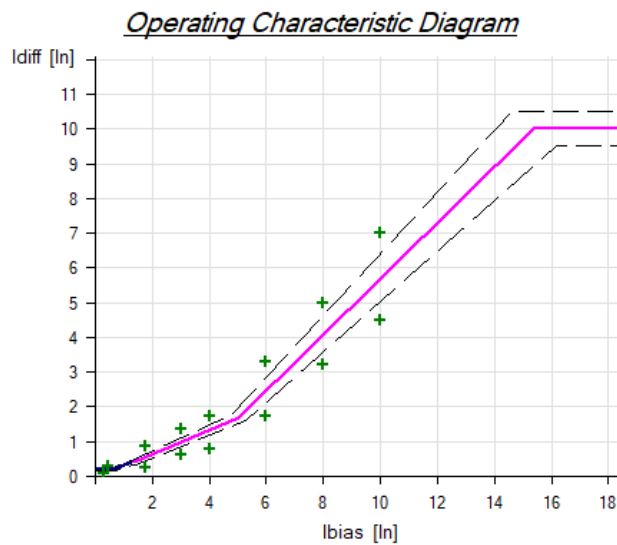
Nota: Fuente (Elaboración propia)

Disparo y no disparo

Con el módulo OMICRON Diff Operating Characteristic, se ubican los puntos de prueba por cada tipo de falla (Figura 94 y Figura 95). Se ingresaron los *Sampled Values* de corriente del lado 220 kV y 33 kV, se evaluó la señal digital de disparo y se registró el tiempo de cambio del valor de dato del GOOSE (ver Tabla 29, Tabla 30, Figura 96 y Figura 97).

Figura 94

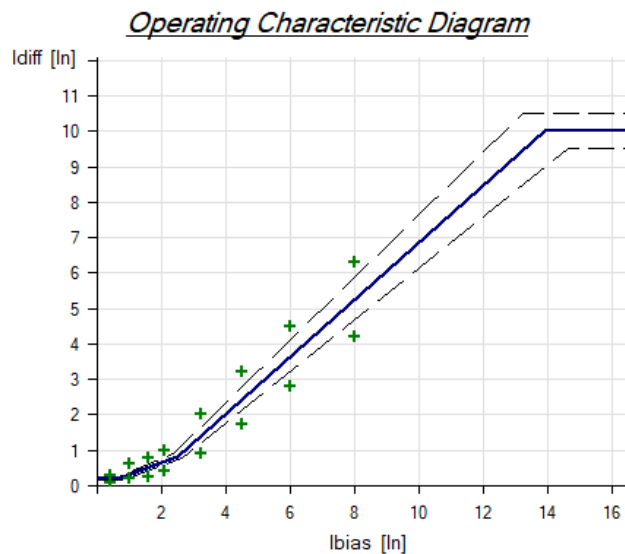
Puntos de prueba para fallas monofásicas de la curva 87T



Nota: Fuente (Elaboración propia)

Figura 95

Puntos de prueba para fallas bifásicas y trifásicas de la curva 87T



Nota: Fuente (Elaboración propia)

Tabla 29

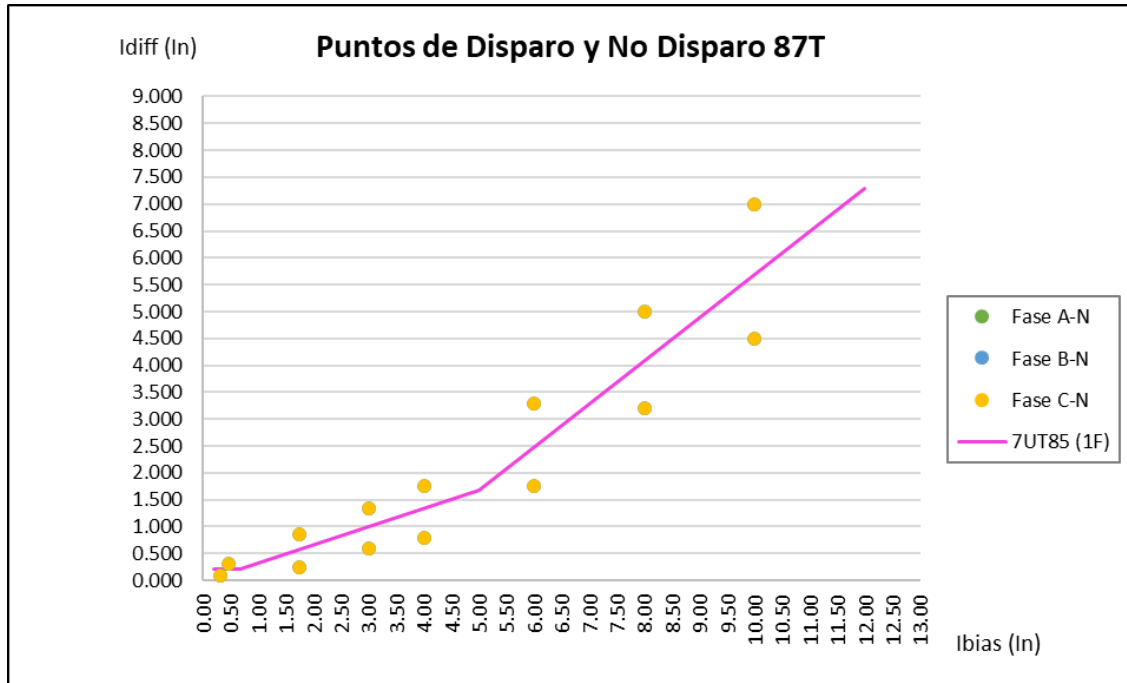
Tiempos para fallas monofásicas de disparo y no disparo 87T

Ibias (In)	Idiff (In)	Resultado de Tiempos de Disparo (ms)		
		A-N	B-N	C-N
0.30	0.100	N/T	N/T	N/T
0.45	0.300	29.80	30.60	30.70
1.75	0.250	N/T	N/T	N/T
1.75	0.850	29.70	29.60	28.00
3.00	0.600	N/T	N/T	N/T
3.00	1.350	29.40	27.80	28.10
4.00	0.800	N/T	N/T	N/T
4.00	1.750	28.00	27.80	28.60
6.00	1.750	N/T	N/T	N/T
6.00	3.300	28.90	27.50	28.90
8.00	3.200	N/T	N/T	N/T
8.00	5.000	28.60	27.50	28.40
10.00	4.500	N/T	N/T	N/T
10.00	7.000	28.40	28.50	27.20

Nota: Fuente (Elaboración propia)

Figura 96

Fallas monofásicas de prueba de disparo y no disparo 87T



Nota: Fuente (Elaboración propia)

Tabla 30

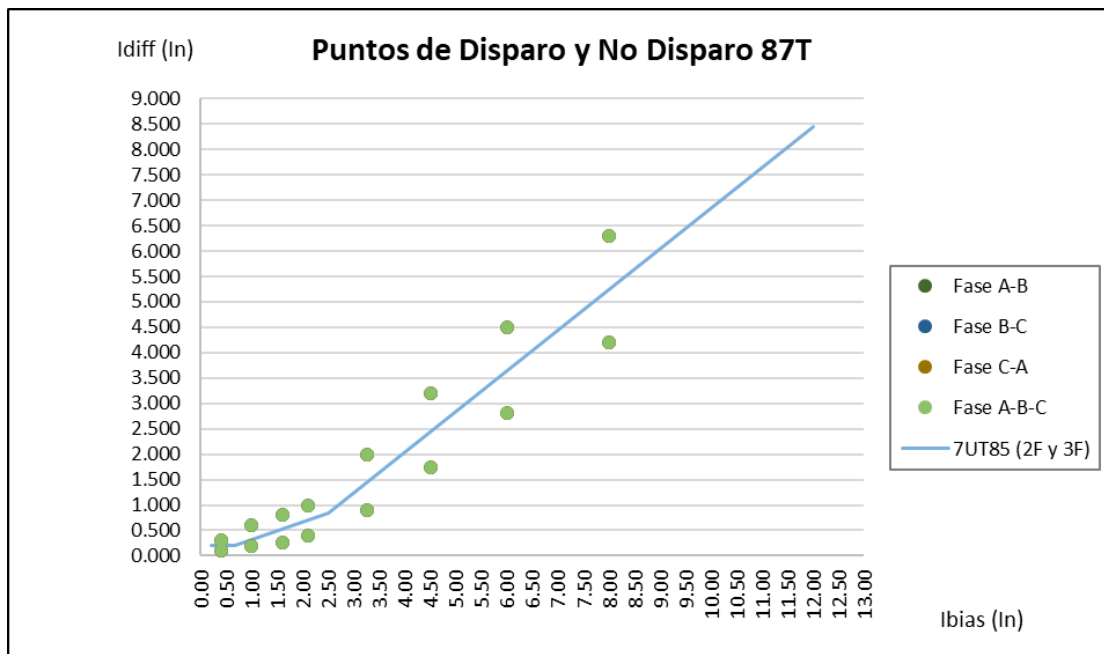
Tiempos para fallas bifásicas y trifásicas de disparo y no disparo 87T

Ibias (In)	Idiff (In)	Resultado de Tiempos de Disparo (ms)			
		A-B	B-C	C-A	A-B-C
0.40	0.100	N/T	N/T	N/T	N/T
0.40	0.300	30.00	29.30	29.30	28.50
1.00	0.200	N/T	N/T	N/T	N/T
1.00	0.600	28.70	28.50	29.20	28.00
1.60	0.250	N/T	N/T	N/T	N/T
1.60	0.800	27.70	28.40	28.00	28.20
2.10	0.400	N/T	N/T	N/T	N/T
2.10	1.000	29.20	29.00	29.10	29.20
3.25	0.900	N/T	N/T	N/T	N/T
3.25	2.000	28.80	28.20	27.10	28.90
4.50	1.750	N/T	N/T	N/T	N/T
4.50	3.200	27.90	27.40	27.60	27.10
6.00	2.800	N/T	N/T	N/T	N/T
6.00	4.500	28.70	27.20	28.30	28.50
8.00	4.200	N/T	N/T	N/T	N/T
8.00	6.300	28.30	27.50	28.00	27.40

Nota: Fuente (Elaboración propia)

Figura 97

Fallas bifásicas y trifásicas de prueba de disparo y no disparo 87T



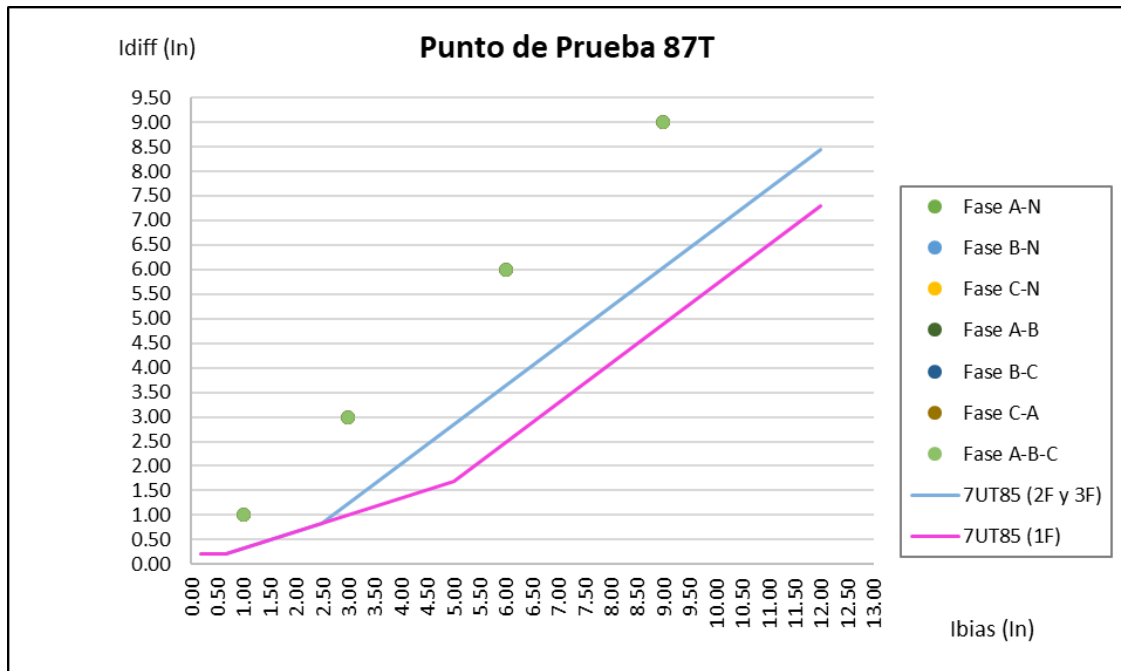
Nota: Fuente (Elaboración propia)

Tiempos de operación

Con el módulo OMICRON Diff Trip Characteristic, se ubican los puntos de prueba por cada tipo de falla (Figura 98). Se ingresaron los *Sampled Values* de corriente del lado 220 kV y 33 kV, se evaluó la señal digital de disparo y se registró su tiempo de cambio del valor de dato del GOOSE (ver Tabla 31 y Figura 99).

Figura 98

Puntos de prueba para tiempos de operación 87T



Nota: Fuente (Elaboración propia)

Tabla 31

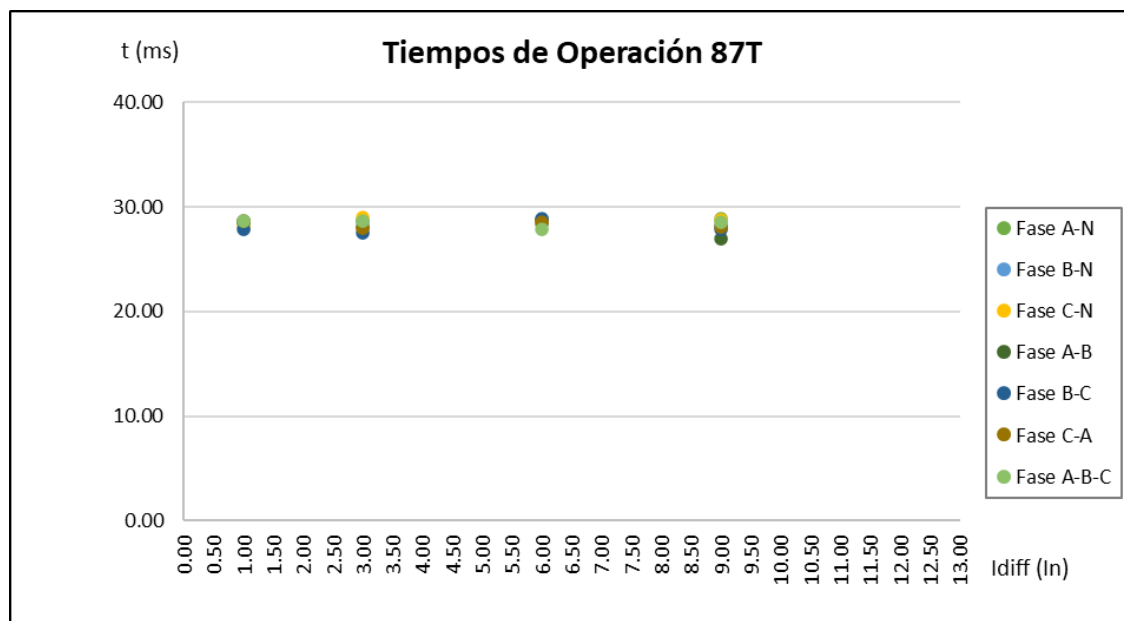
Tiempos de operación 87T

Ibias (In)	Idiff (In)	Resultado de Tiempos de Disparo (ms)						
		A-N	B-N	C-N	A-B	B-C	C-A	A-B-C
1.00	1.00	28.60	28.70	28.10	28.60	27.90	28.70	28.70
3.00	3.00	28.70	28.70	29.00	28.10	27.50	28.00	28.70
6.00	6.00	28.40	28.40	28.70	28.80	28.90	28.60	27.90
9.00	9.00	28.90	28.20	28.80	27.00	27.90	28.10	28.60

Nota: Fuente (Elaboración propia)

Figura 99

Tiempos de operación 87T



Nota: Fuente (Elaboración propia)

Estabilidad ante fallas externas

Con el módulo OMICRON Diff Configuration, se eligen la magnitud de la corriente de restricción e ingresamos los *Sampled Values* de corriente del lado 220 kV y 33 kV, se evaluó la señal digital de disparo (que no hay un cambio del valor de dato del GOOSE durante 1 minuto) y se registró la corriente diferencial medida. (ver Tabla 32 y Figura 100).

Tabla 32

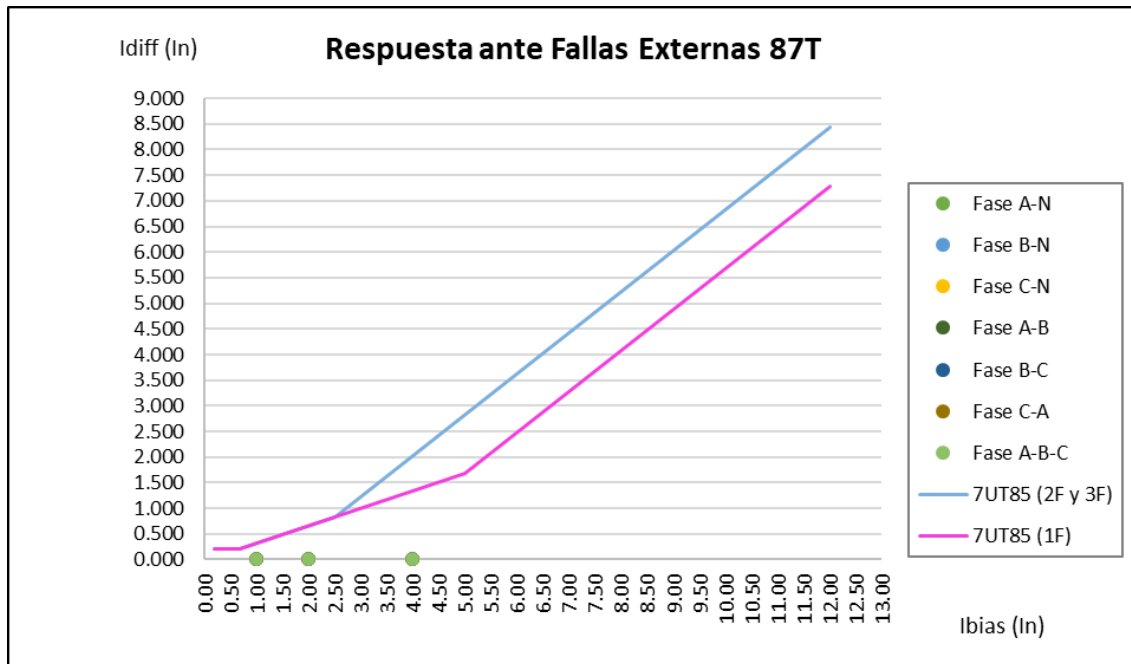
Idiff ante fallas externas 87T

Ibias (In)	Resultado de Idiff (In)						
	A-N	B-N	C-N	A-B	B-C	C-A	A-B-C
1.00	0.001	0.001	0.001	0.001	0.001	0.001	0.000
2.00	0.002	0.002	0.002	0.001	0.001	0.001	0.000
4.00	0.003	0.003	0.003	0.001	0.001	0.001	0.001

Nota: Fuente (Elaboración propia)

Figura 100

Fallas externas 87T



Nota: Fuente (Elaboración propia)

Bloqueo por 2do armónico

Con el módulo Diff Harmonic Restraint de la CMC 356, se prueba la característica de bloqueo, donde se ubican los puntos de prueba de corriente diferencial monofásico y trifásico. Se ingresaron los *Sampled Values* de corriente del lado 220kV, se evaluó la señal digital de disparo con el cambio del valor de dato del GOOSE y se registró el porcentaje límite de 2do armónico entre el bloqueo y disparo (ver Tabla 33 y Figura 101)

Tabla 33

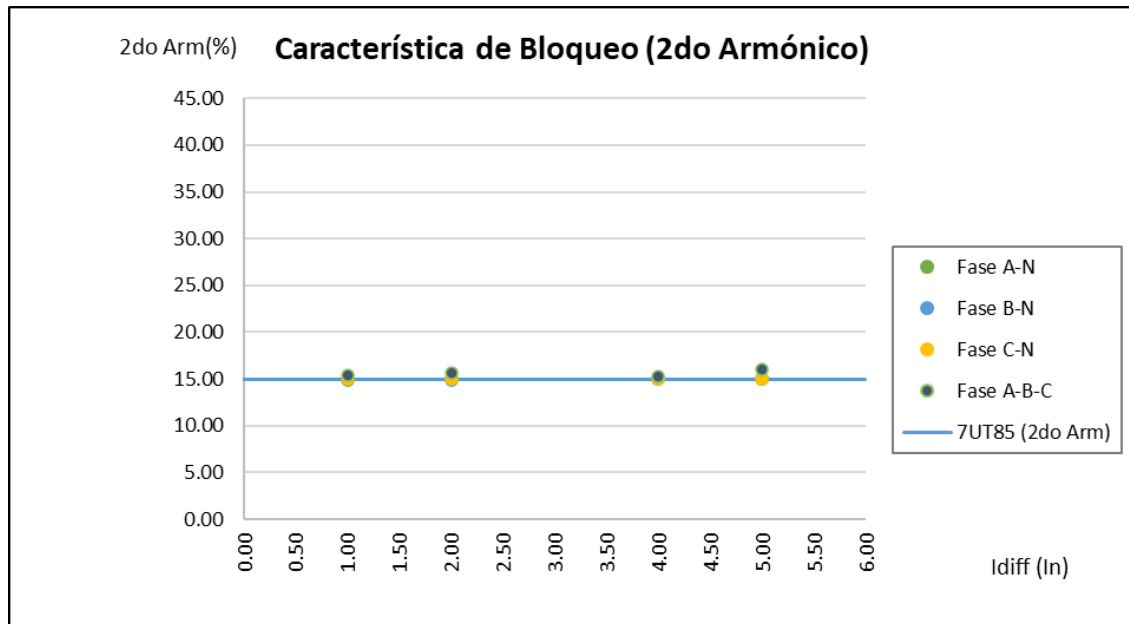
Porcentaje 2do armónico vs Idiff de 87T

Idiff (In)	I2f/Idiff (%)	Resultado de 2do Armónico (%)			
		A-N	B-N	C-N	A-B-C
1.00	15	14.95	14.96	14.96	15.38
2.00	15	14.99	14.95	14.97	15.64
4.00	15	15.01	14.98	14.98	15.25
5.00	15	15.00	14.98	14.99	16.01

Nota: Fuente (Elaboración propia)

Figura 101

Característica de bloqueo por 2do armónico 87T



Nota: Fuente (Elaboración propia)

Con el mismo módulo, se realiza la prueba de disparo y bloqueo, donde se ubicaron los puntos de prueba de corriente diferencial, con porcentajes de 2do armónico por encima y debajo del valor de ajuste. Se ingresaron los *Sampled Values* de corriente del lado 220 kV, se evaluó la señal digital de disparo y se registró su tiempo de cambio del valor de dato del GOOSE (ver Tabla 34 y Figura 102).

Tabla 34

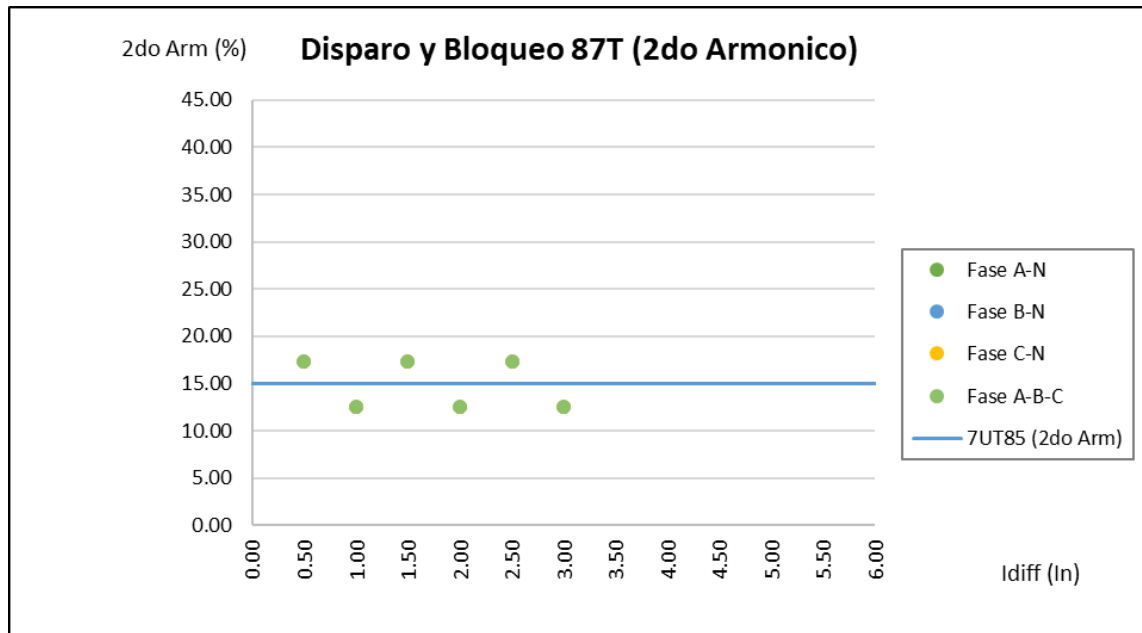
Disparo y bloqueo por 2do armónico de 87T

Idiff (In)	I2f/Idiff				Resultado
	A-N	B-N	C-N	A-B-C	
0.50	17.40	17.40	17.40	17.40	Bloqueo
1.00	12.60	12.60	12.60	12.60	Disparo
1.50	17.40	17.40	17.40	17.40	Bloqueo
2.00	12.50	12.50	12.50	12.50	Disparo
2.50	17.40	17.40	17.40	17.40	Bloqueo
3.00	12.60	12.60	12.60	12.60	Disparo

Nota: Fuente (Elaboración propia)

Figura 102

Disparo y bloqueo por 2do armónico 87T



Nota: Fuente (Elaboración propia)

Bloqueo por 5to armónico

Con el módulo Diff Harmonic Restraint de la CMC 356, se prueba la característica de bloqueo, donde se ubican los puntos de prueba de corriente diferencial monofásico y trifásico. Se ingresaron los *Sampled Values* de corriente del lado 220kV, se evaluó la señal digital de disparo con el cambio del valor de dato del GOOSE y se registró el porcentaje límite de 5to armónico entre el bloqueo y disparo (ver Tabla 35 y Figura 103).

Tabla 35

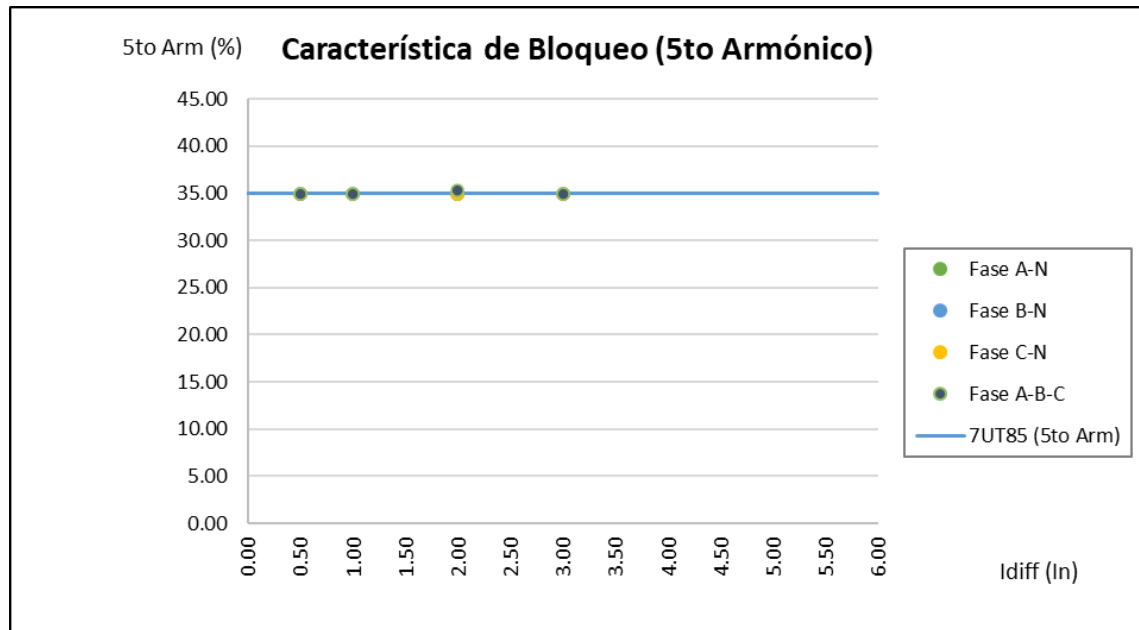
Porcentaje 5to armónico vs Idiff de 87T

Idiff (In)	I5f/Idiff (%)	Resultado de 2do Armónico (%)			
		A-N	B-N	C-N	A-B-C
0.50	35	34.96	34.96	34.93	34.97
1.00	35	34.98	34.97	34.97	34.99
2.00	35	34.96	34.95	34.98	35.31
3.00	35	34.96	34.95	34.94	34.99

Nota: Fuente (Elaboración propia)

Figura 103

Característica de bloqueo por 5to armónico 87T



Nota: Fuente (Elaboración propia)

Con el mismo módulo, se realiza la prueba de disparo y bloqueo, donde se ubicaron los puntos de prueba de corriente diferencial, con porcentajes de 5to armónico por encima y debajo del valor de ajuste. Se ingresaron los *Sampled Values* de corriente del lado 220 kV, se evaluó la señal digital de disparo y se registró su tiempo de cambio del valor de dato del GOOSE (ver Tabla 36 y Figura 104).

Tabla 36

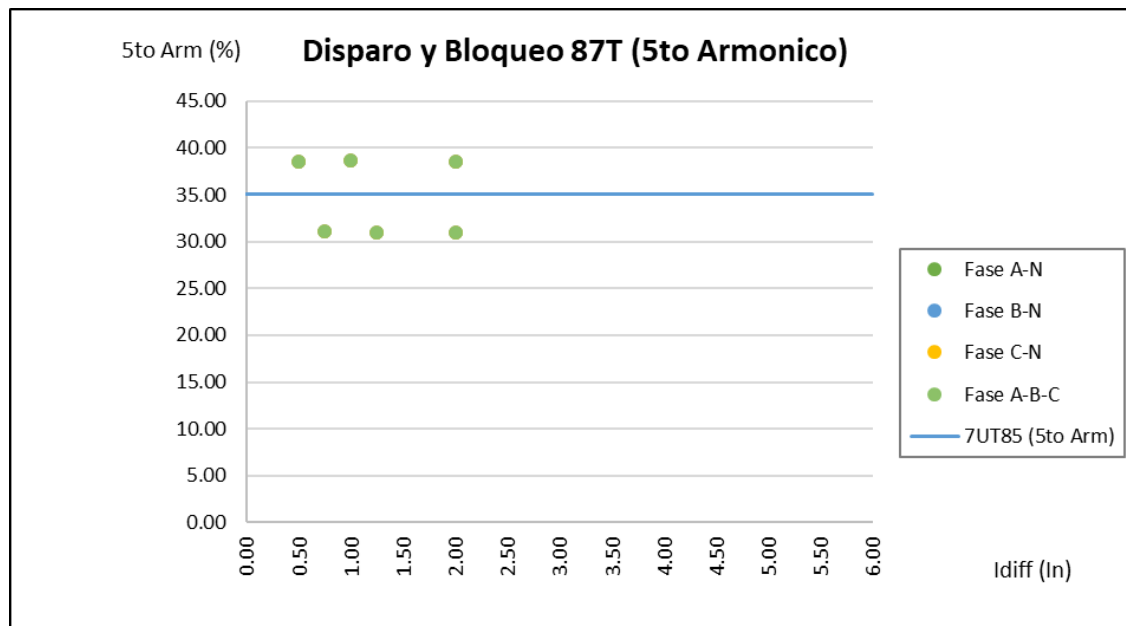
Disparo y bloqueo por 5to armónico de 87T

Idiff (In)	I5f/Idiff				Resultado
	A-N	B-N	C-N	A-B-C	
0.50	38.50	38.50	38.50	38.50	Bloqueo
0.75	31.10	31.10	31.10	31.10	Disparo
1.00	38.60	38.60	38.60	38.60	Bloqueo
1.25	31.00	31.00	31.00	31.00	Disparo
2.00	38.50	38.50	38.50	38.50	Bloqueo
2.00	31.00	31.00	31.00	31.00	Disparo

Nota: Fuente (Elaboración propia)

Figura 104

Disparo y bloqueo por 5to armónico 87T



Nota: Fuente (Elaboración propia)

Función sobrecorriente entre fases lado 220kV (50/51)

Para probar esta función, se requiere solo ingresar los *Sampled Values* de corriente del lado de 220 kV para su operación.

Tabla 37

Resumen de pruebas de la función 50/51 lado 220kV

Prueba	Detalle				
Corriente de arranque y reposición	Fases	A-B	B-C	C-A	A-B-C
Característica de la curva de operación	Fases	A-B	B-C	C-A	A-B-C

Nota: Fuente (Elaboración propia)

Para la prueba se evaluarán las siguientes señales GOOSE.

Tabla 38

Señales GOOSE evaluadas para 50/51

Fuente (GOOSE)	Descripción de Señal a Evaluar	Registro en CMC 356 (Suscripción)
7UT85	Arranque general lado 220 kV	Start
	Disparo general lado 220 kV	Trip 220kV

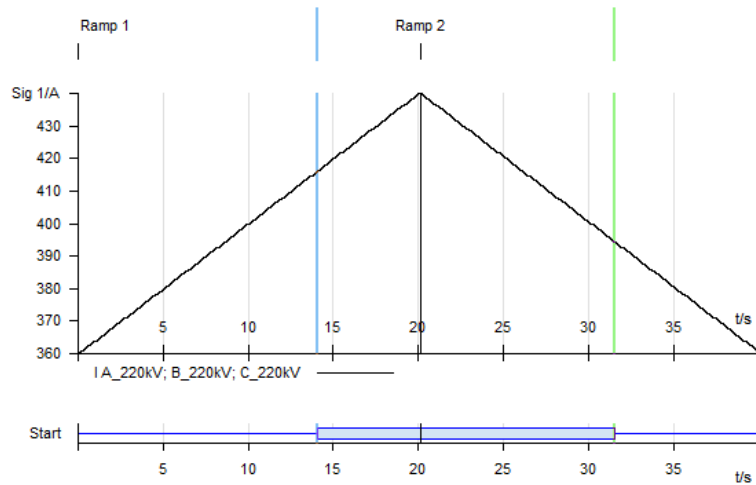
Nota: Fuente (Elaboración propia)

Corriente de arranque y reposición

Con el módulo OMICRON Ramping, se ingresaron los *Sampled Values* de corriente creciente y decreciente (Figura 105), y se registró los valores de *Sampled Values* de corriente ante cada cambio del valor del dato GOOSE (Figura 106, Figura 107, Figura 108 y Figura 109).

Figura 105

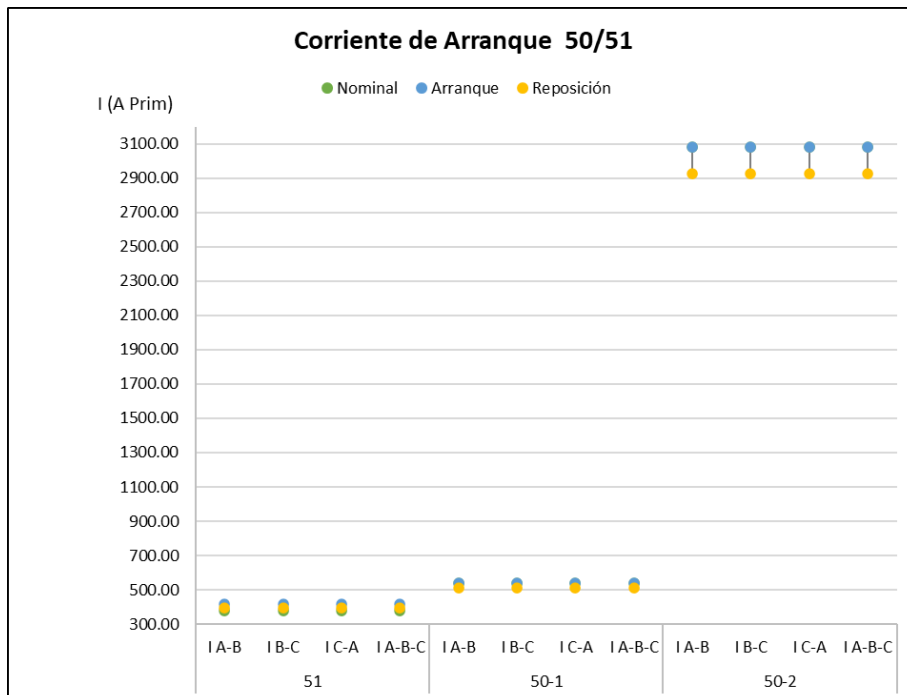
Prueba de corriente de arranque 50/51 lado 220kV



Nota: Fuente (Elaboración propia)

Figura 106

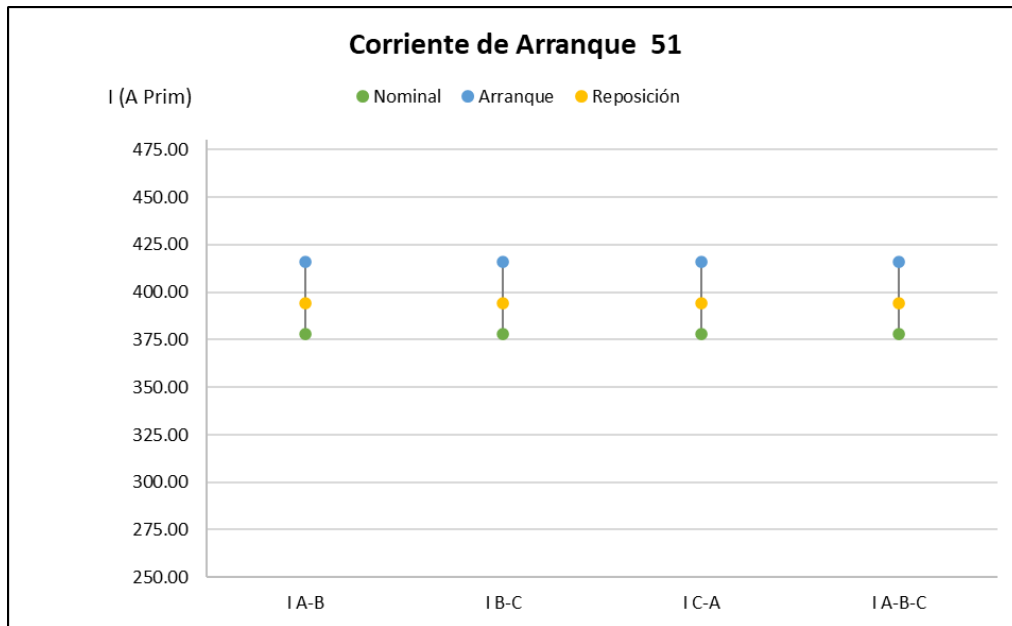
Corriente de arranque 50/51 lado 220kV



Nota: Fuente (Elaboración propia)

Figura 107

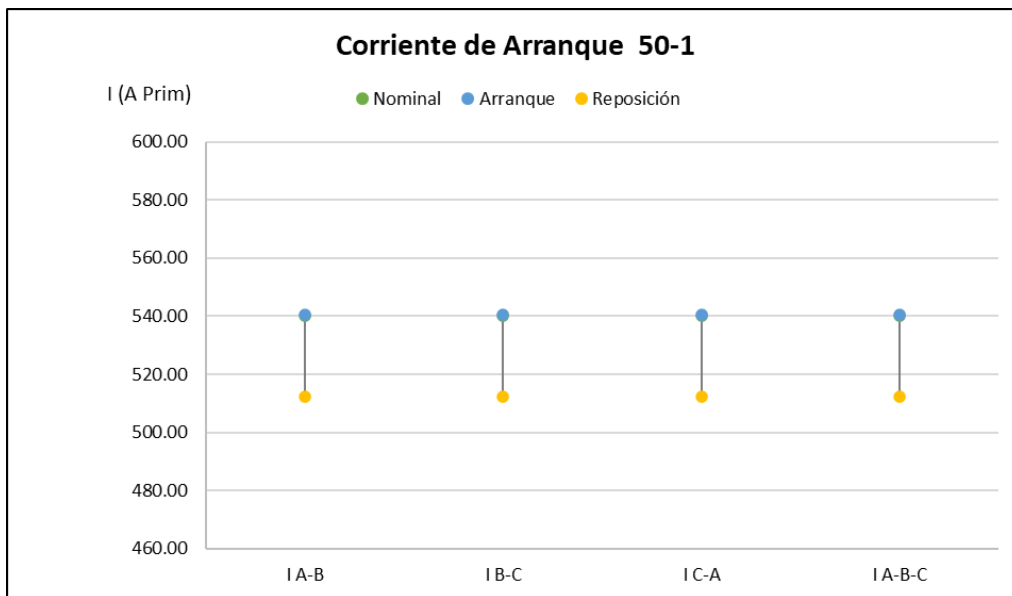
Corriente de arranque 51 lado 220kV



Nota: Fuente (Elaboración propia)

Figura 108

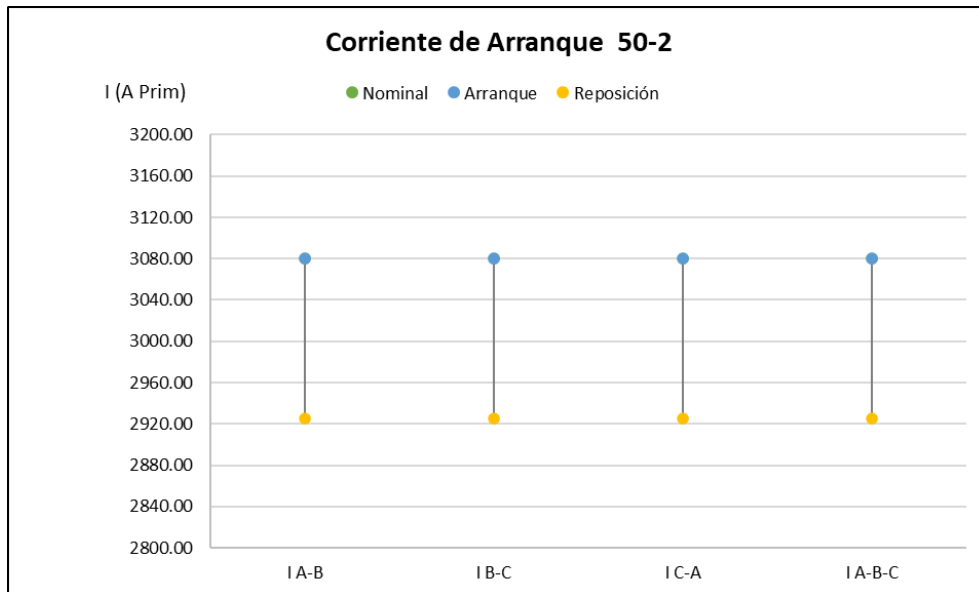
Corriente de arranque 50-1 lado 220kV



Nota: Fuente (Elaboración propia)

Figura 109

Corriente de arranque 50-2 lado 220kV



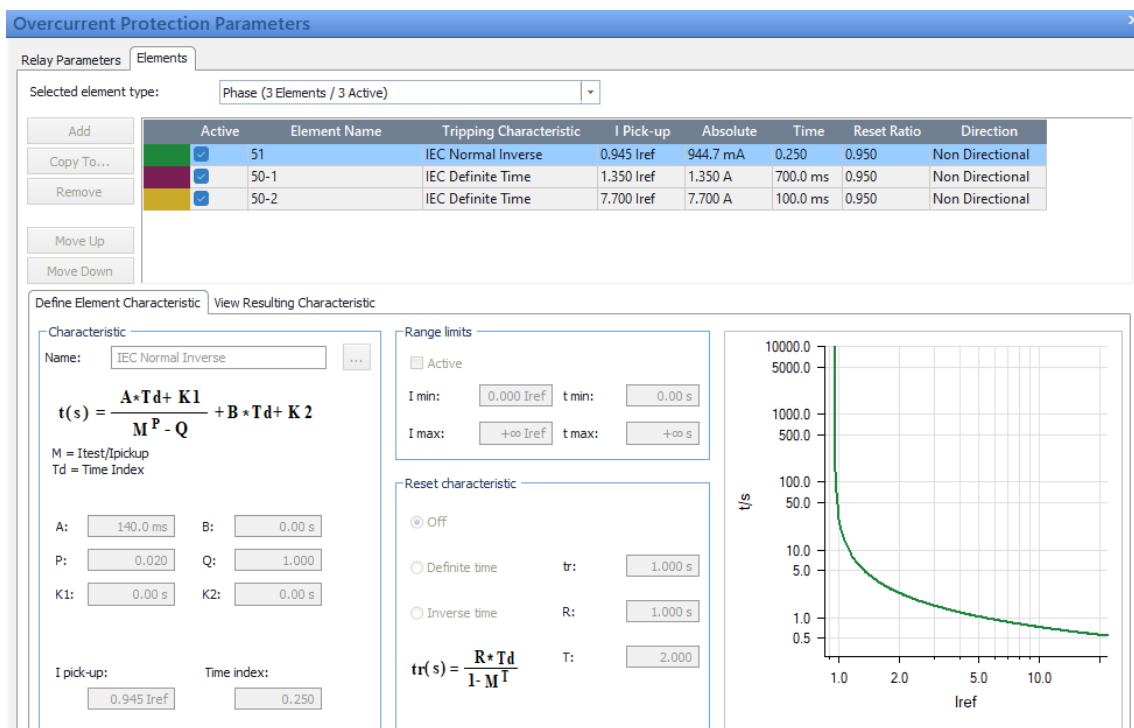
Nota: Fuente (Elaboración propia)

Característica de la Curva de Operación

En el Test Object de la CMC356, se ingresaron los valores de ajuste de la curva de la función 50/51 del relé de protección.

Figura 110

Valores de ajuste de la función 50/51 lado 220kV



Nota: Fuente (Reporte de Pruebas)

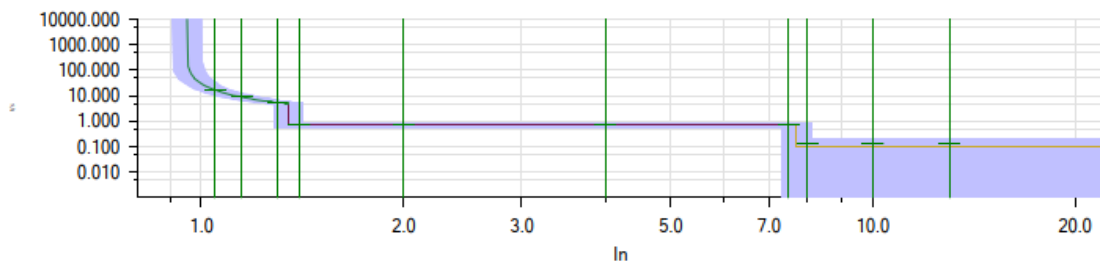
Con el módulo OMICRON Overcurrent, se ubican los puntos de prueba de corriente por cada tipo de falla. Se ingresaron los Sampled Values de corriente del lado 220 kV, se evaluó la señal digital de disparo y registró el tiempo de cambio del valor de dato del GOOSE (Figura 111, Figura 112, Figura 113 y Figura 114)

Figura 111

Fase A-B-C de prueba de característica de la curva 50/51 lado 220kV

Charts for Fault Types:

Type	Angle
L1-L2-L3	n/a



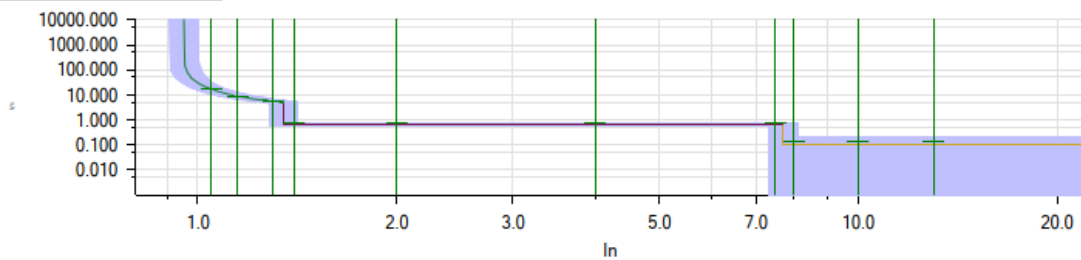
Nota: Fuente (Reporte de Pruebas)

Figura 112

Fase A-B de prueba de característica de la curva 50/51 lado 220kV

Charts for Fault Types:

Type	Angle
L1-L2	n/a



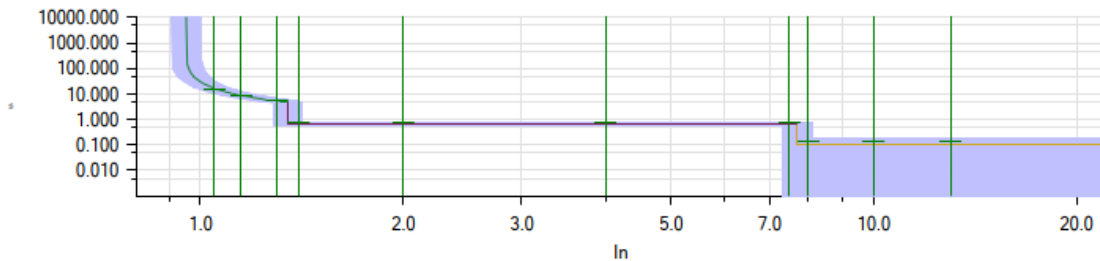
Nota: Fuente (Reporte de Pruebas)

Figura 113

Fase B-C de prueba de característica de la curva 50/51 lado 220kV

Charts for Fault Types:

Type	Angle
L2-L3	n/a



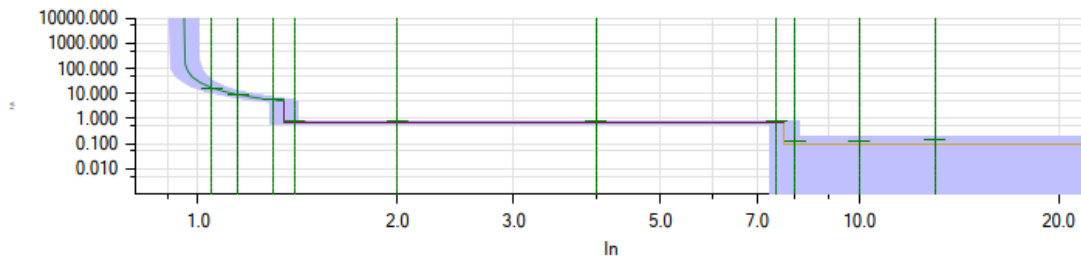
Nota: Fuente (Reporte de Pruebas)

Figura 114

Fase C-A de prueba de característica de la curva 50/51 lado 220kV

Charts for Fault Types:

Type	Angle
L3-L1	n/a



Nota: Fuente (Reporte de Pruebas)

Función sobrecorriente de neutro lado 220kV (50N/51N)

Para probar esta función, se requiere solo ingresar los *Sampled Values* de corriente del lado de 220 kV para su operación.

Tabla 39

Resumen de pruebas de la función 50N/51N lado 220kV

Prueba	Detalle			
	Tierra	A-N	B-N	C-N
Corriente de arranque y reposición	Tierra	A-N	B-N	C-N
Característica de la curva de operación	Tierra	A-N	B-N	C-N

Nota: Fuente (Elaboración propia)

Para la prueba se evaluarán las siguientes señales GOOSE.

Tabla 40

Señales GOOSE evaluadas para 50N/51N

Fuente (GOOSE)	Descripción de Señal a Evaluar	Registro en CMC 356 (Suscripción)
7UT85	Arranque general lado 220 kV	Start
	Disparo general lado 220 kV	Trip 220 kV

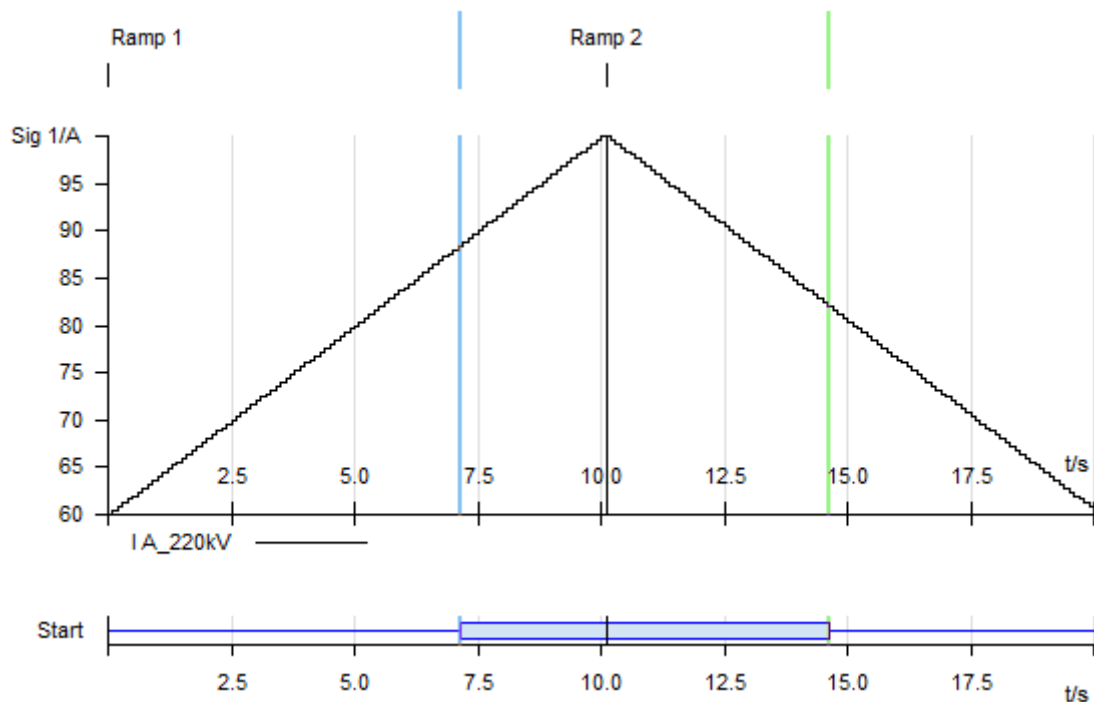
Nota: Fuente (Elaboración propia)

Corriente de arranque y reposición

Con el módulo OMICRON Ramping, se ingresaron los *Sampled Values* de corriente creciente y decreciente (Figura 115), y se registró los valores de *Sampled Values* de corriente ante cada cambio del valor del dato GOOSE (Figura 116, Figura 117 y Figura 118).

Figura 115

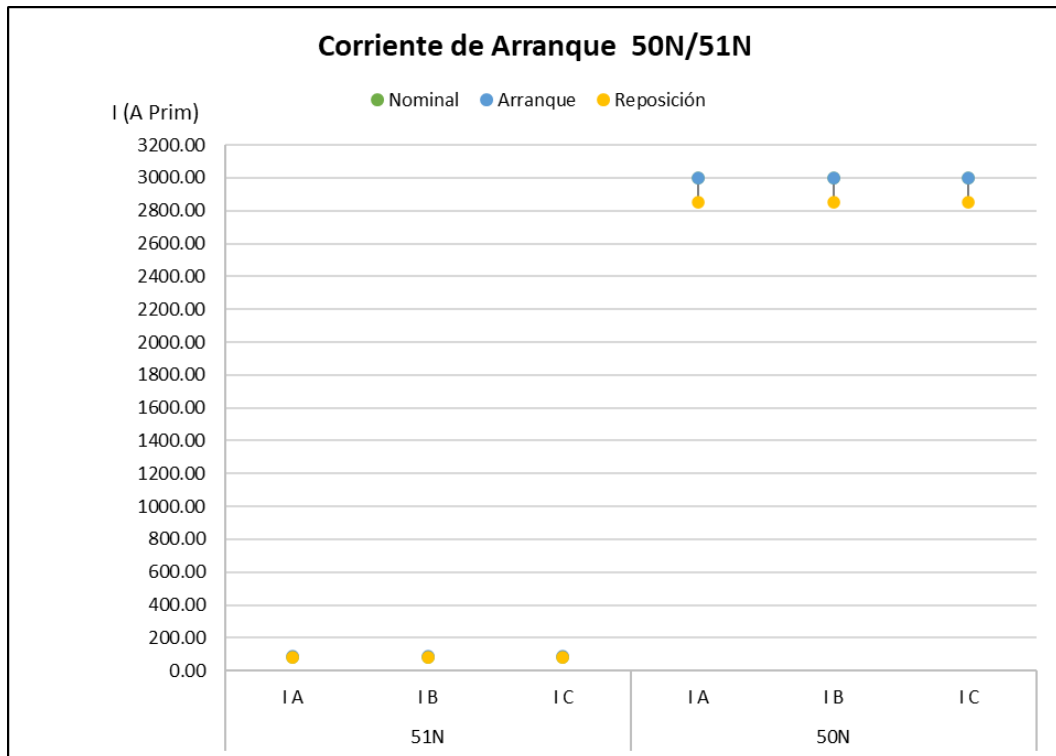
Prueba de corriente de arranque 50N/51N lado 220kV



Nota: Fuente (Reporte de Pruebas)

Figura 116

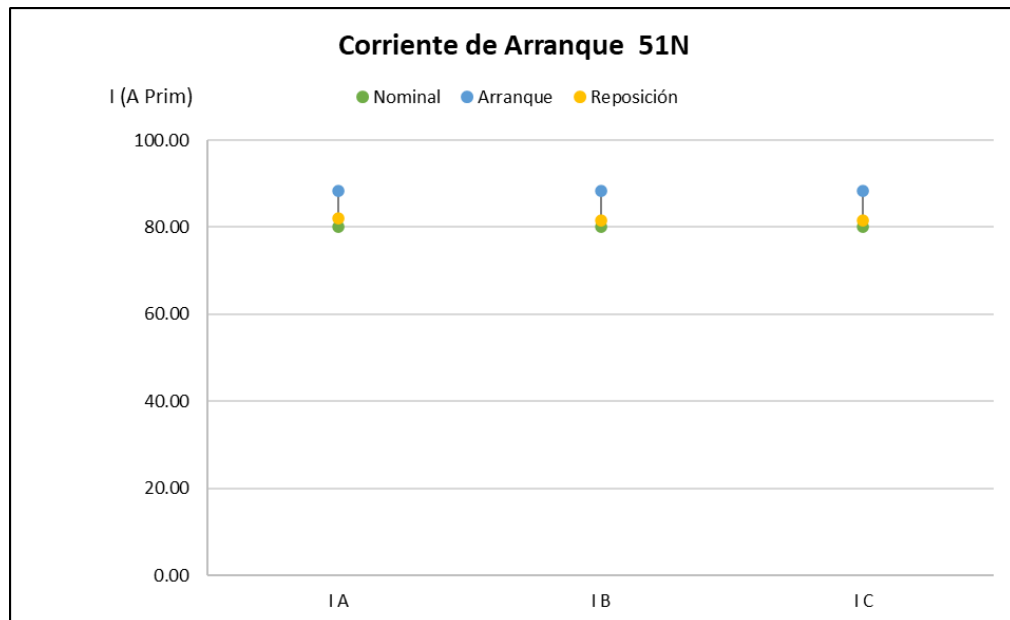
Corriente de arranque 50N/51N lado 220kV



Nota: Fuente (Elaboración propia)

Figura 117

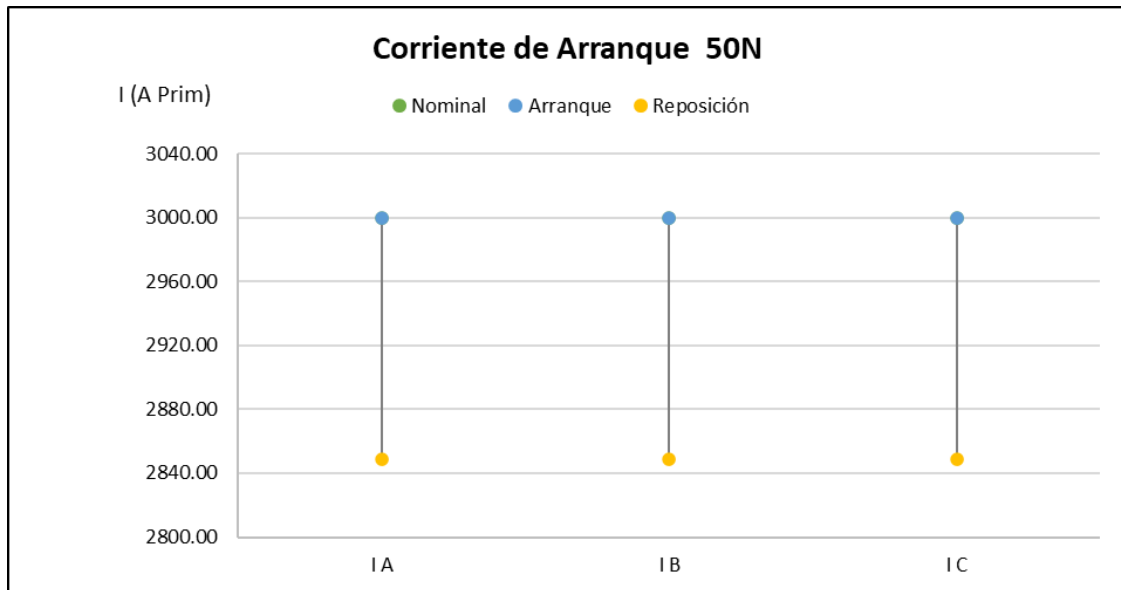
Corriente de arranque 51N lado 220kV



Nota: Fuente (Elaboración propia)

Figura 118

Corriente de arranque 50N lado 220kV



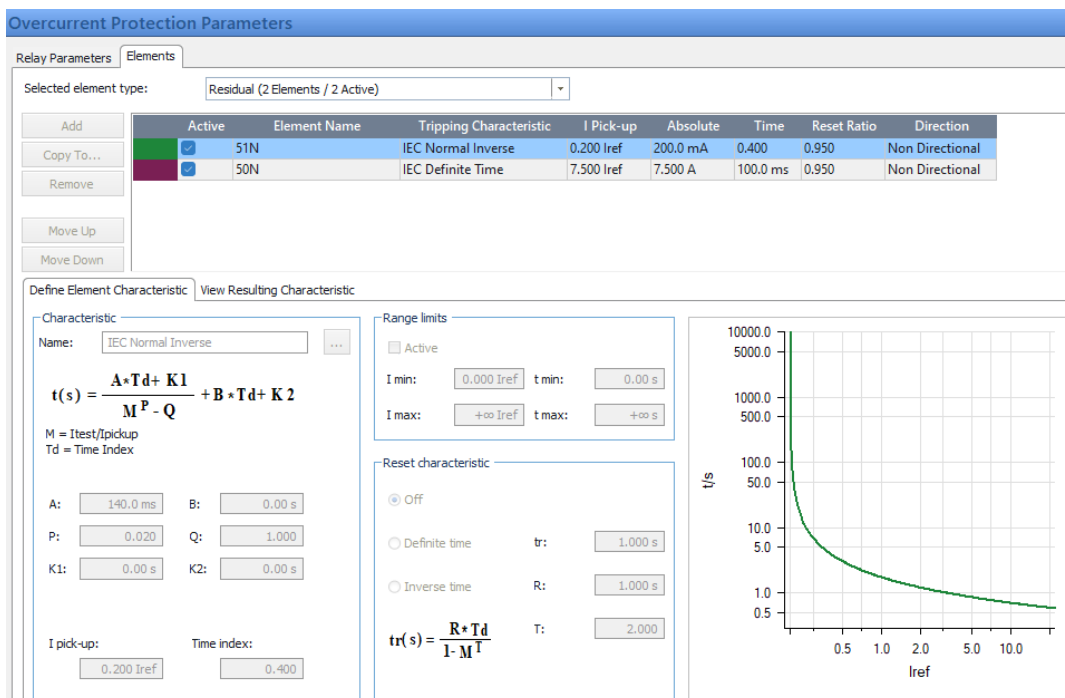
Nota: Fuente (Elaboración propia)

Característica de la Curva de Operación

En el Test Object de la CMC356, se ingresaron los valores de ajuste de la curva de la función 50N/51N del relé de protección.

Figura 119

Valores de ajuste de la función 50N/51N lado 220kV



Nota: Fuente (Reporte de Pruebas)

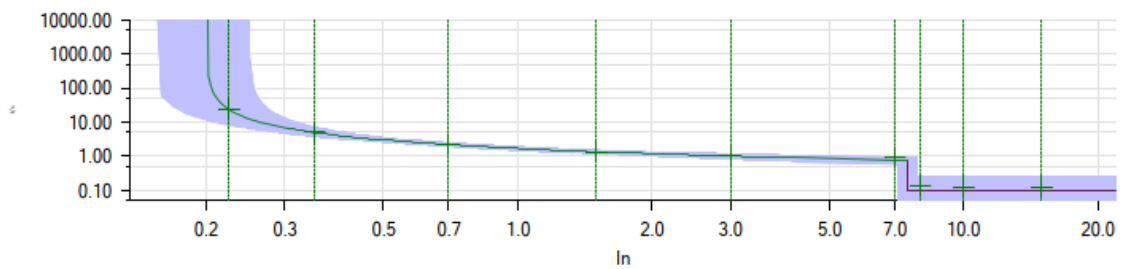
Con el módulo OMICRON Overcurrent, se ubican los puntos de prueba de corriente por cada tipo de falla. Se ingresaron los *Sampled Values* de corriente del lado 220 kV, se evaluó la señal digital de disparo y se registró el tiempo de cambio del valor de dato del GOOSE (Figura 120, Figura 121 y Figura 122).

Figura 120

Fase A-N de prueba de característica de la curva 50N/51N lado 220kV

Charts for Fault Types:

Type	Angle
L1-E	n/a



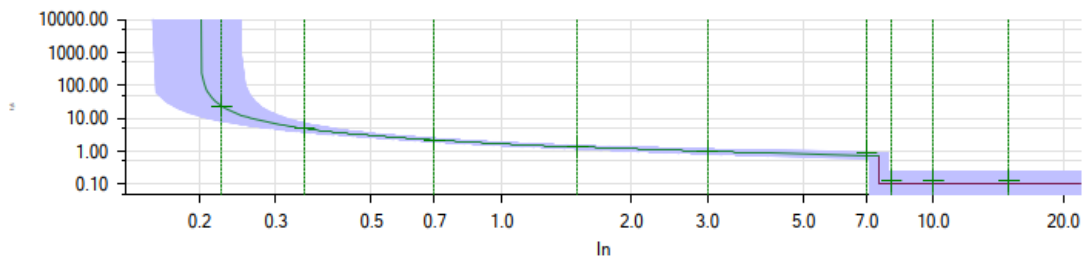
Nota: Fuente (Reporte de Pruebas)

Figura 121

Fase B-N de prueba de característica de la curva 50N/51N lado 220kV

Charts for Fault Types:

Type	Angle
L2-E	n/a



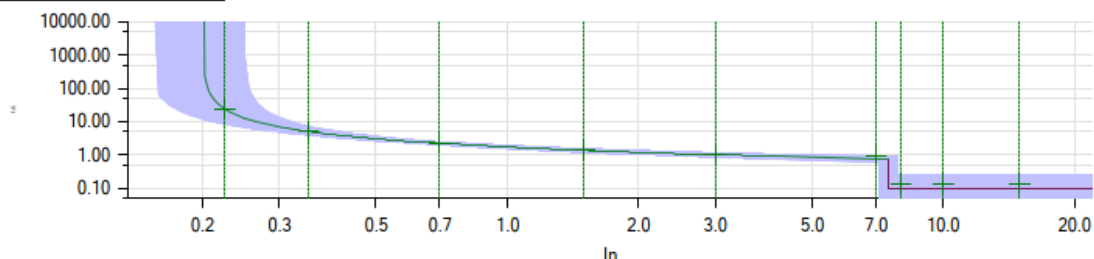
Nota: Fuente (Reporte de Pruebas)

Figura 122

Fase C-N de prueba de característica de la curva 50N/51N lado 220kV

Charts for Fault Types:

Type	Angle
L3-E	n/a



Nota: Fuente (Reporte de Pruebas)

Función sobrecorriente de tierra lado 220kV (50G/51G)

Para probar esta función, se requiere solo ingresar los *Sampled Values* de corriente neutro del lado de 220 kV para su operación.

Tabla 41

Resumen de pruebas de la función 50G/51G lado 220kV

Prueba	Detalle	
Corriente de arranque y reposición	Tierra	N
Característica de la curva de operación	Tierra	N

Nota: Fuente (Elaboración propia)

Para la prueba se evaluarán las siguientes señales GOOSE.

Tabla 42

Señales GOOSE evaluadas para 50G/51G

Fuente (GOOSE)	Descripción de Señal a Evaluar	Registro en CMC 356 (Suscripción)
7UT85	Arranque general lado 220 kV	Start
	Disparo general lado 220 kV	Trip 220 kV

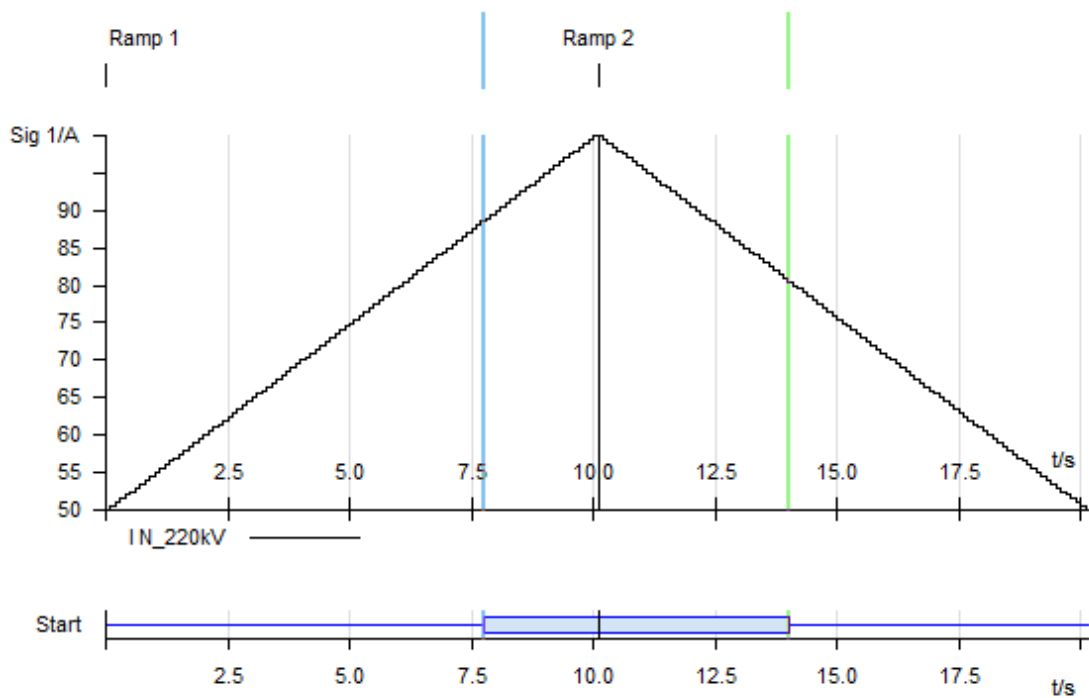
Nota: Fuente (Elaboración propia)

Corriente de arranque y reposición

Con el módulo OMICRON Ramping, se ingresaron los *Sampled Values* de corriente creciente y decreciente (Figura 123), y se registró los valores de *Sampled Values* de corriente ante cada cambio del valor del dato GOOSE (Figura 124, Figura 125 y Figura 126).

Figura 123

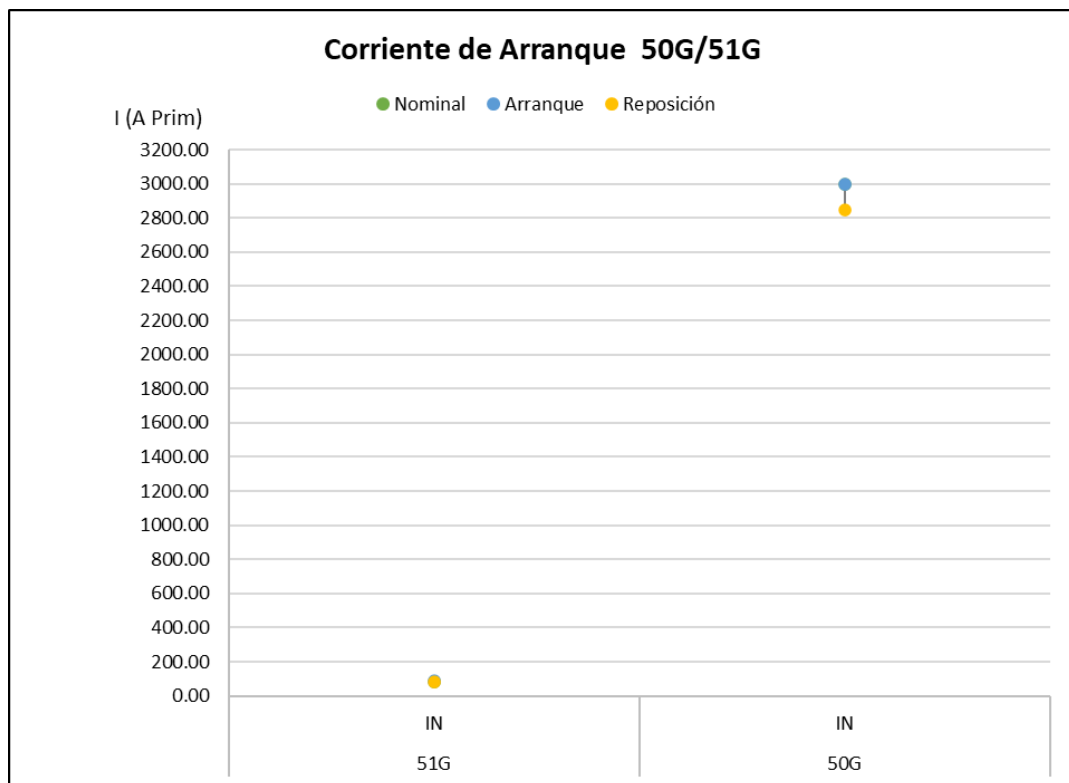
Prueba de corriente de arranque 50G/51G lado 220kV



Nota: Fuente (Reporte de Pruebas)

Figura 124

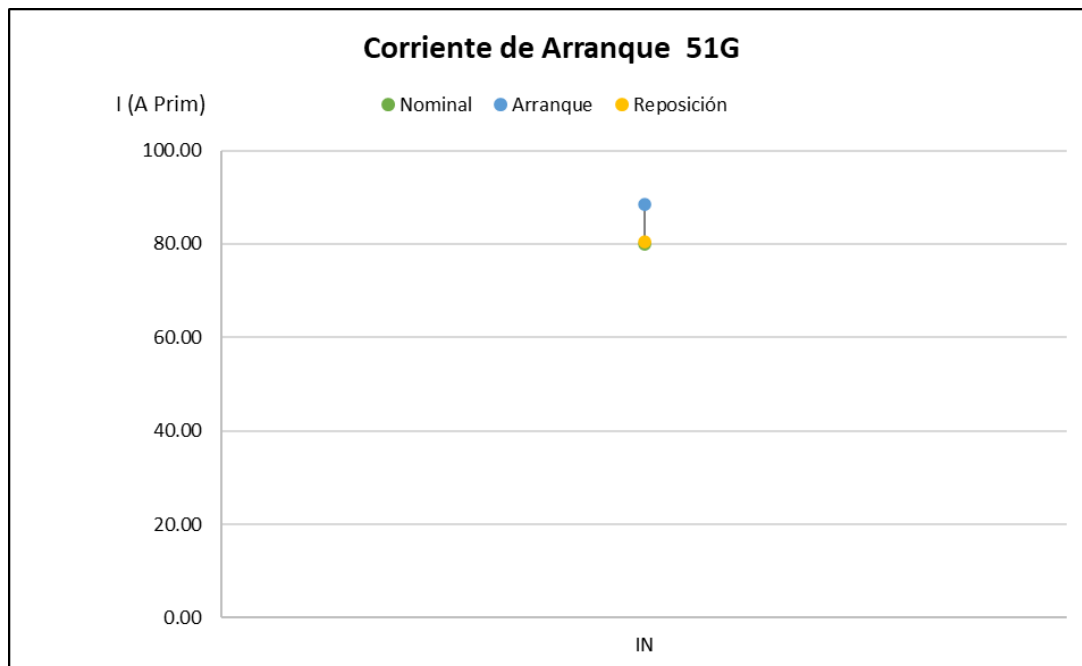
Corriente de arranque 50G/51G lado 220kV



Nota: Fuente (Elaboración propia)

Figura 125

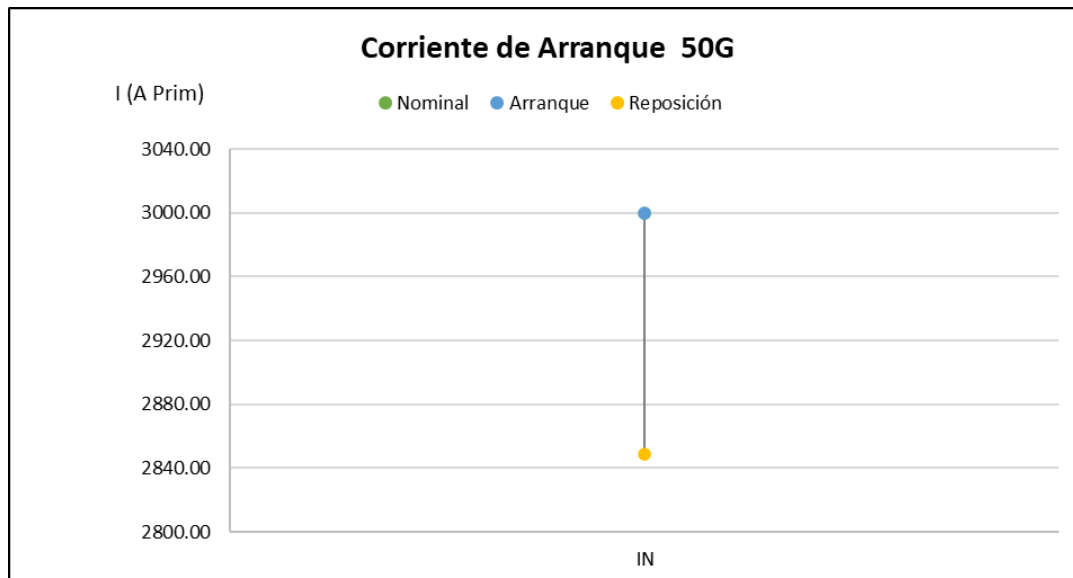
Corriente de arranque 51G lado 220kV



Nota: Fuente (Elaboración propia)

Figura 126

Corriente de arranque 50G lado 220kV



Nota: Fuente (Elaboración propia)

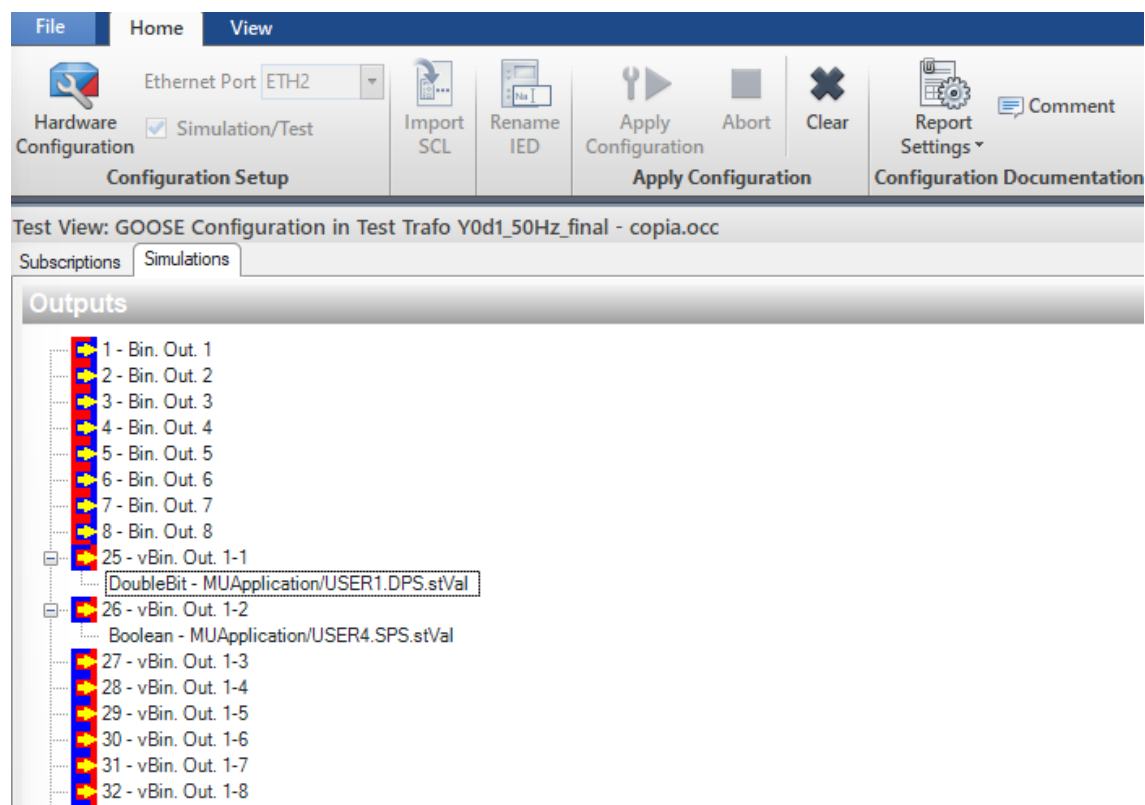
Función falla de interruptor de 220kV (50BF)

La función 50BF posee dos formas de iniciación: externa e interna. La externa es mediante la recepción de un disparo hacia el interruptor, enviado otro relé de protección. Mientras que la interna, es mediante el disparo hacia el interruptor que emite el mismo relé de protección.

Para probar esta función se requiere ingresar los Sampled Values de corriente del lado de 220 kV y simular señales GOOSE necesarias (Figura 127) para su operación.

Figura 127

Señal GOOSE simulado de posición y arranque externo para 50BF



Nota: Fuente (Reporte de Pruebas)

Tabla 43

Resumen de pruebas de la función 50BF de interruptor de 220kV

Prueba		Detalle			
		A-B	B-C	C-A	A-B-C
Corriente de arranque y reposición	Fases	A-B	B-C	C-A	A-B-C
	Tierra	A-N	B-N	C-N	
Tiempos de operación	Fases	A-B	B-C	C-A	A-B-C
	Tierra	A-N	B-N	C-N	

Nota: Fuente (Elaboración propia)

Para la prueba se evaluaron las siguientes señales GOOSE.

Tabla 44

Señales GOOSE evaluadas para 50BF

Fuente (GOOSE)	Descripción de Señal a Evaluar	Registro en CMC 356 (Suscripción)
7UT85	Disparo general lado 220 kV	Trip 220 kV
	Disparo general lado 33 kV	Trip 33 kV
	Arranque 50BF interruptor 220 kV	50BF Start_220 kV
	Redisparo 50BF interruptor 220 kV	50BF Retrip_220 kV
	Disparo etapa 2 de 50BF interruptor 220 kV	50BF Trip E2_220 kV

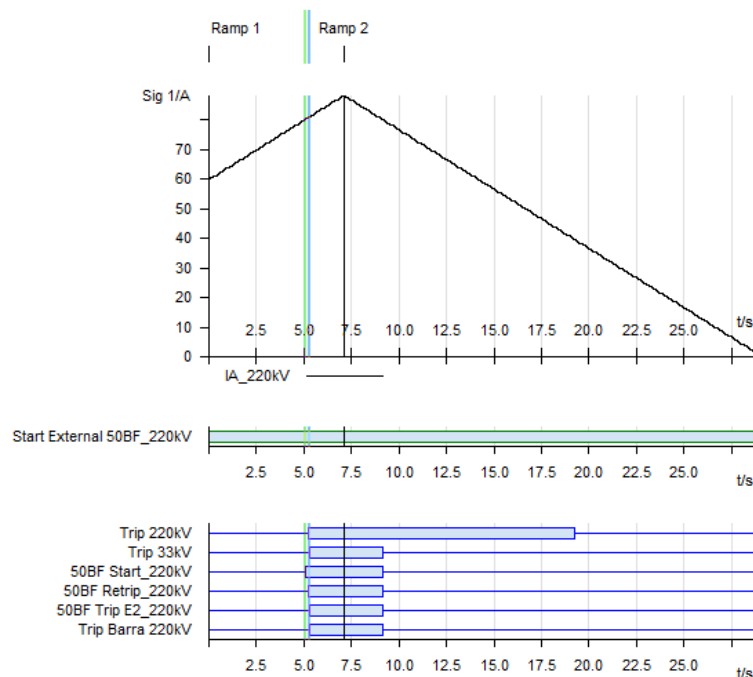
Nota: Fuente (Elaboración propia)

Corriente de arranque y reposición

Con el módulo OMICRON Ramping, se ingresaron los *Sampled Values* de corriente creciente y decreciente, y se simuló un arranque externo (Figura 128), o un arranque interno (Figura 129). Se registró los valores de *Sampled Values* de corriente ante cada cambio del valor del dato GOOSE (Figura 130 y Figura 131).

Figura 128

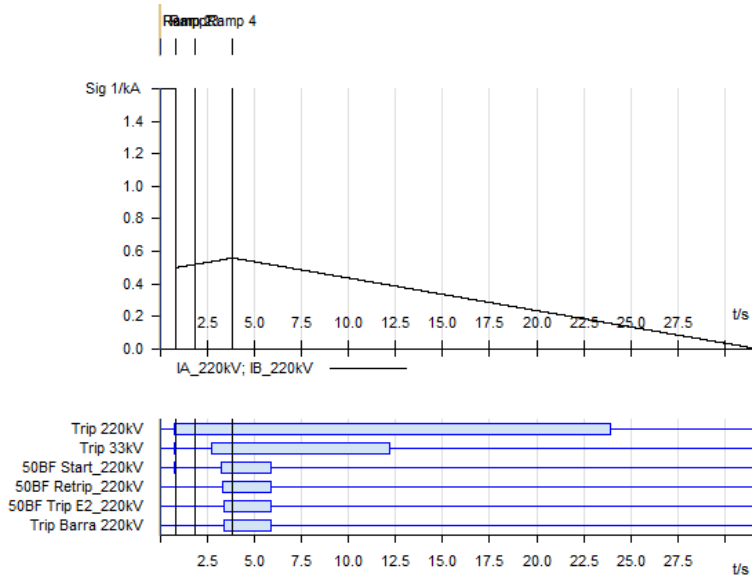
Prueba, arranque externo, de corriente de arranque 50BF



Nota: Fuente (Reporte de Pruebas)

Figura 129

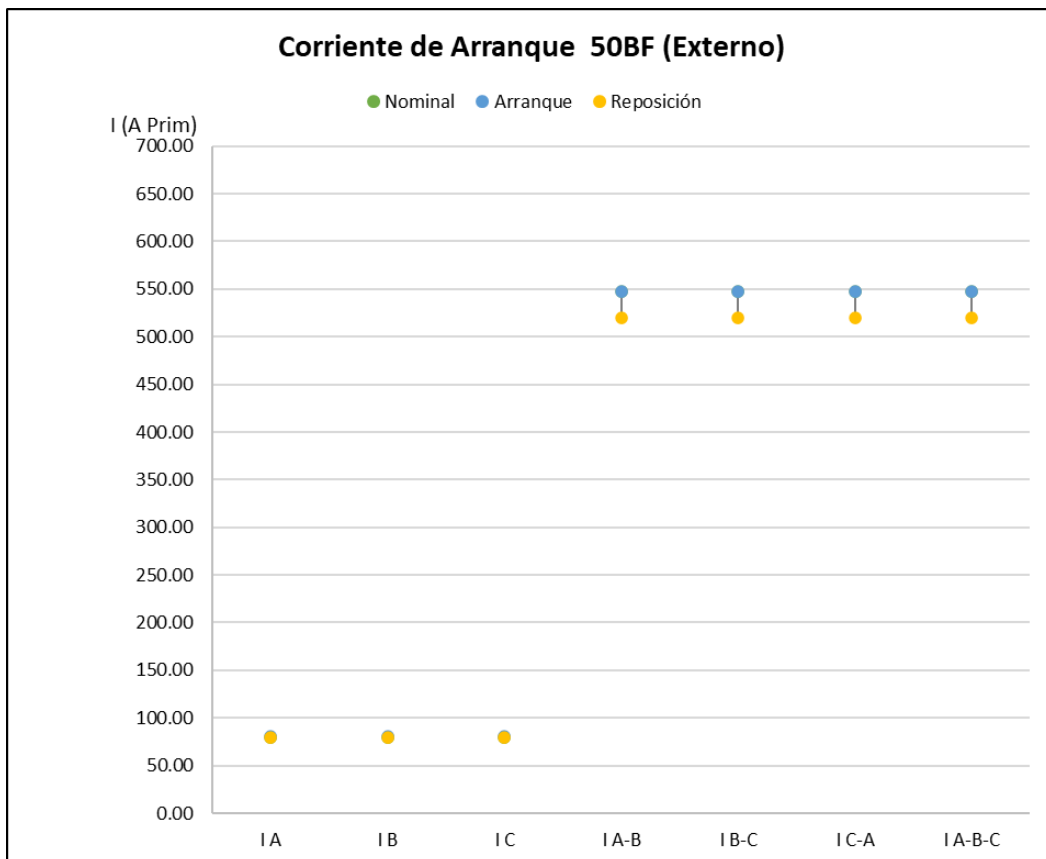
Prueba, arranque interno, de corriente de arranque 50BF



Nota: Fuente (Reporte de Pruebas)

Figura 130

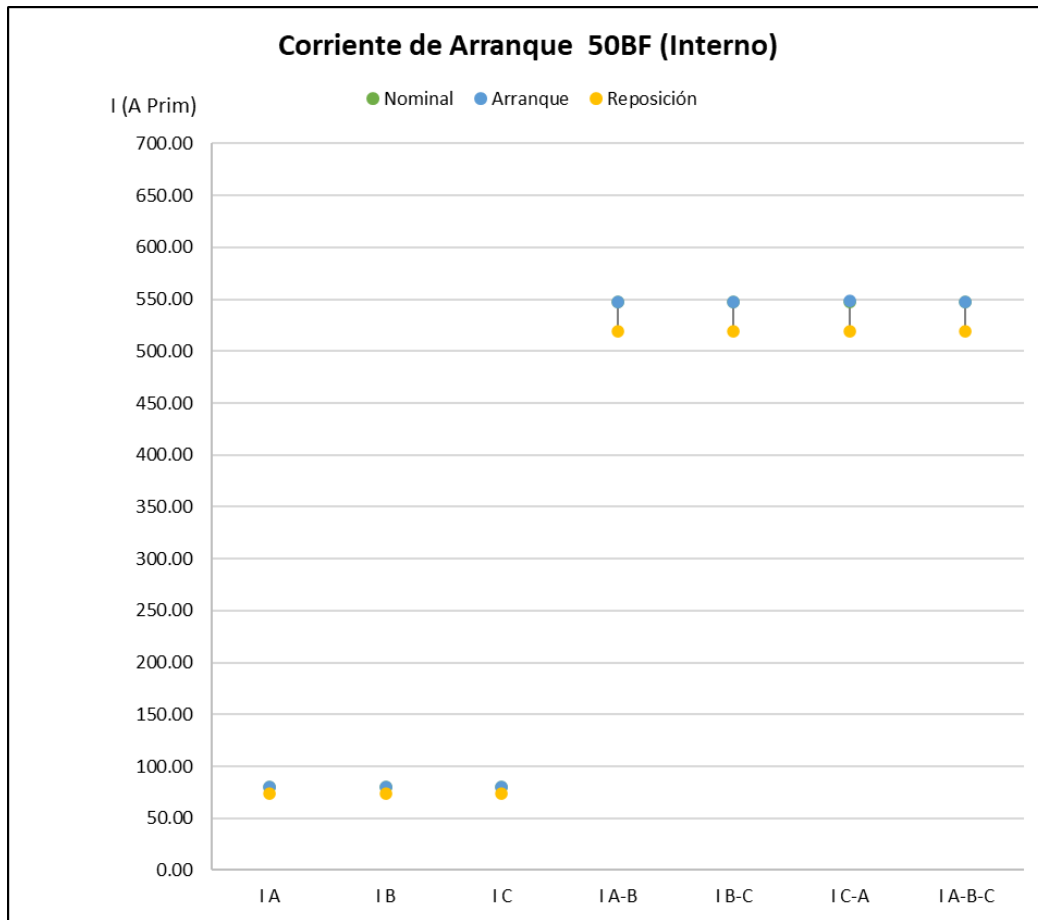
Con arranque externo, corriente de arranque 50BF de interruptor 220kV



Nota: Fuente (Elaboración propia)

Figura 131

Con arranque interno, corriente de arranque 50BF de interruptor 220kV



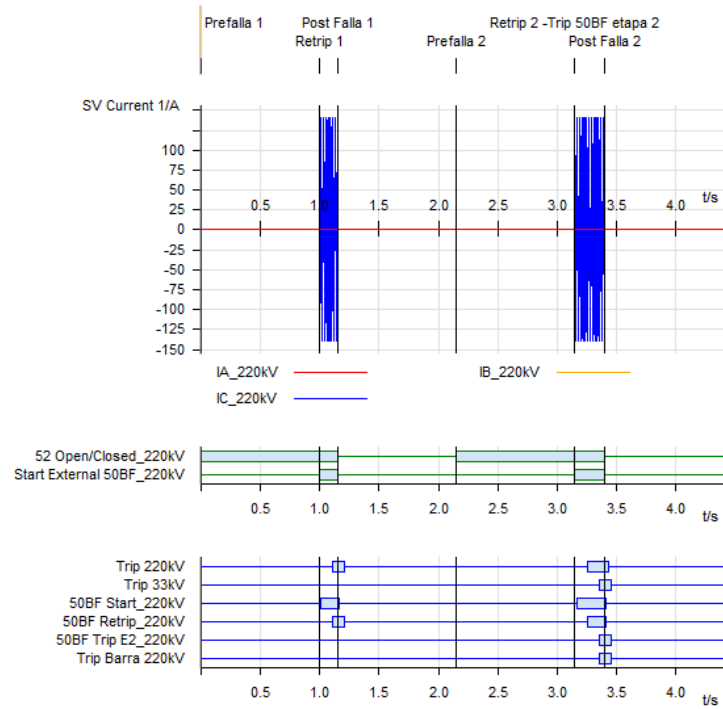
Nota: Fuente (Elaboración propia)

Tiempos de operación

Con el módulo OMICRON State Sequencer, se fijan varios escenarios (solo redisparo y redisparo con disparo etapa 2) por prueba y por cada tipo de falla, con arranque externo (Figura 132) e interno (Figura 133). Se ingresaron los *Sampled Values* de corriente del lado 220 kV, de acuerdo a cada escenario, se evaluó las señales digitales de redisparo y disparo por etapa 2, y se registraron sus tiempos de cambio del valor de dato de los GOOSE (ver Tabla 45, Tabla 46, Figura 134 y Figura 135).

Figura 132

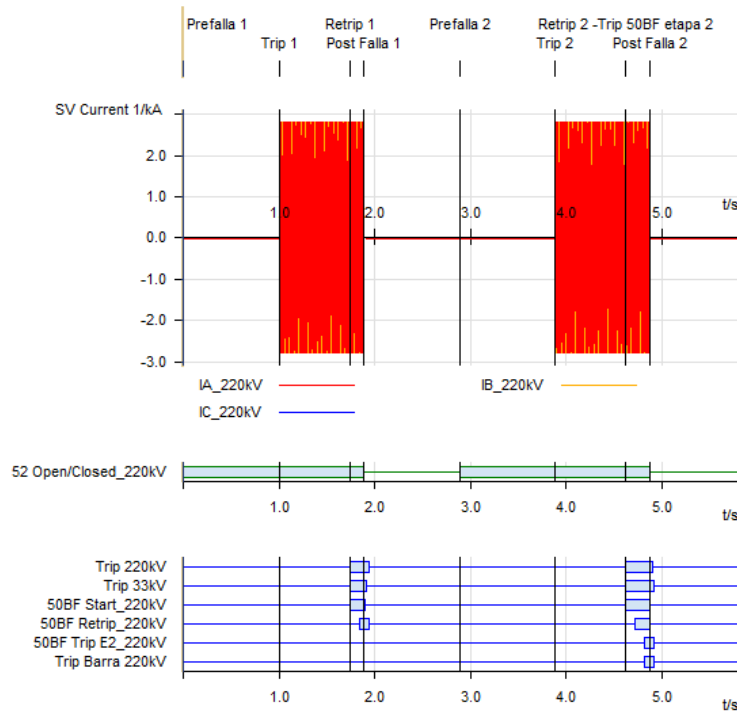
Con arranque externo, tiempos de operación 50BF de interruptor 220kV



Nota: Fuente (Reporte de Pruebas)

Figura 133

Con arranque interno, tiempos de operación 50BF de interruptor 220kV



Nota: Fuente (Reporte de Pruebas)

Tabla 45

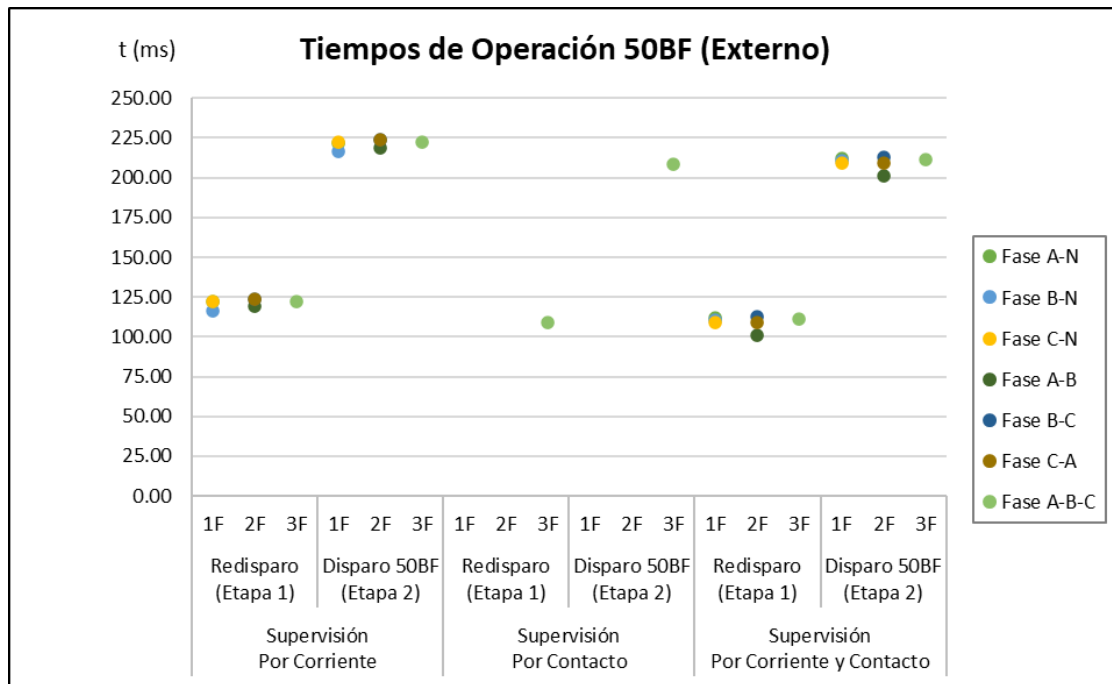
Tiempos de operación 50BF con arranque externo

Criterio	Etapa	Resultado de Tiempos de Disparo (ms)						
		A-N	B-N	C-N	A-B	B-C	C-A	A-B-C
Supervisión Por Corriente	Redisparo (Etapa 1)	121.90	116.50	122.40	119.00	124.00	123.60	122.40
	Disparo 50BF (Etapa 2)	221.80	216.40	222.30	218.80	224.00	223.60	222.40
Supervisión Por Contacto	Redisparo (Etapa 1)							108.70
	Disparo 50BF (Etapa 2)							208.80
Supervisión Por Corriente y Contacto	Redisparo (Etapa 1)	112.10	110.40	109.00	101.20	112.40	109.30	111.30
	Disparo 50BF (Etapa 2)	212.20	210.30	209.00	201.20	212.50	209.20	211.20

Nota: Fuente (Elaboración propia)

Figura 134

Tiempos de operación 50BF con arranque externo



Nota: Fuente (Elaboración propia)

Tabla 46

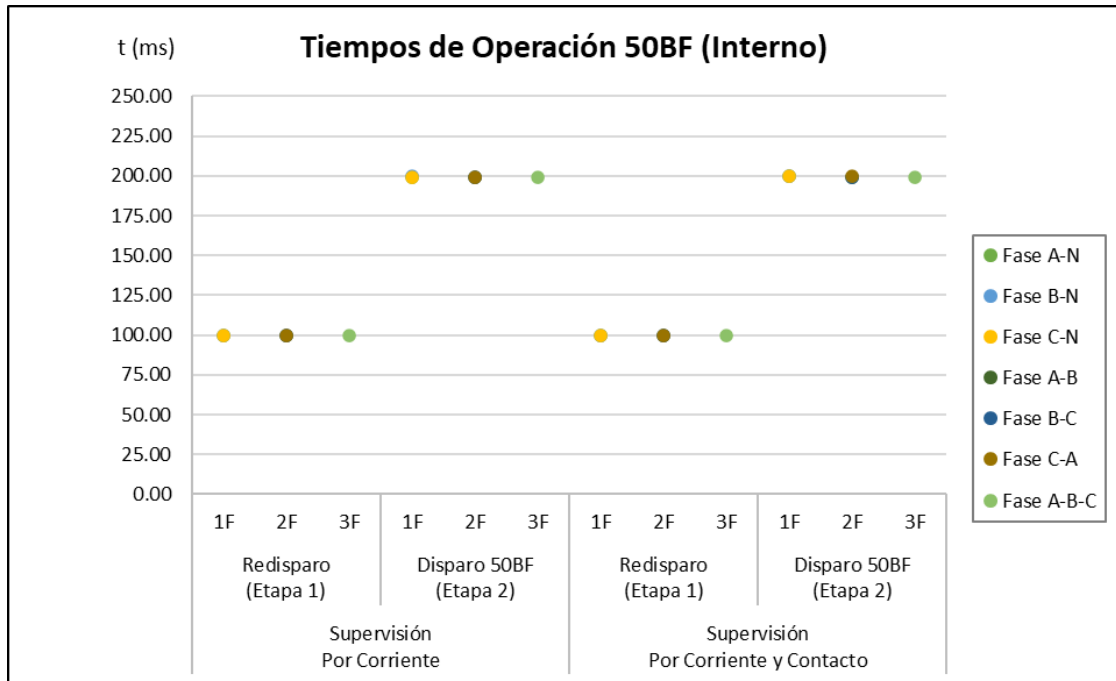
Tiempos de operación 50BF con arranque interno

Criterio	Etapa	Resultado de Tiempos de Disparo (ms)						
		A-N	B-N	C-N	A-B	B-C	C-A	A-B-C
Supervisión Por Corriente	Redisparo (Etapa 1)	99.60	99.60	99.60	99.60	99.70	99.60	99.60
	Disparo 50BF (Etapa 2)	199.50	199.60	199.50	199.50	199.50	199.50	199.50
Supervisión Por Corriente y Contacto	Redisparo (Etapa 1)	99.70	99.70	99.60	99.60	99.60	99.80	99.60
	Disparo 50BF (Etapa 2)	199.60	199.60	199.60	199.40	199.50	199.70	199.50

Nota: Fuente (Elaboración propia)

Figura 135

Tiempos de operación 50BF con arranque interno externo



Nota: Fuente (Elaboración propia)

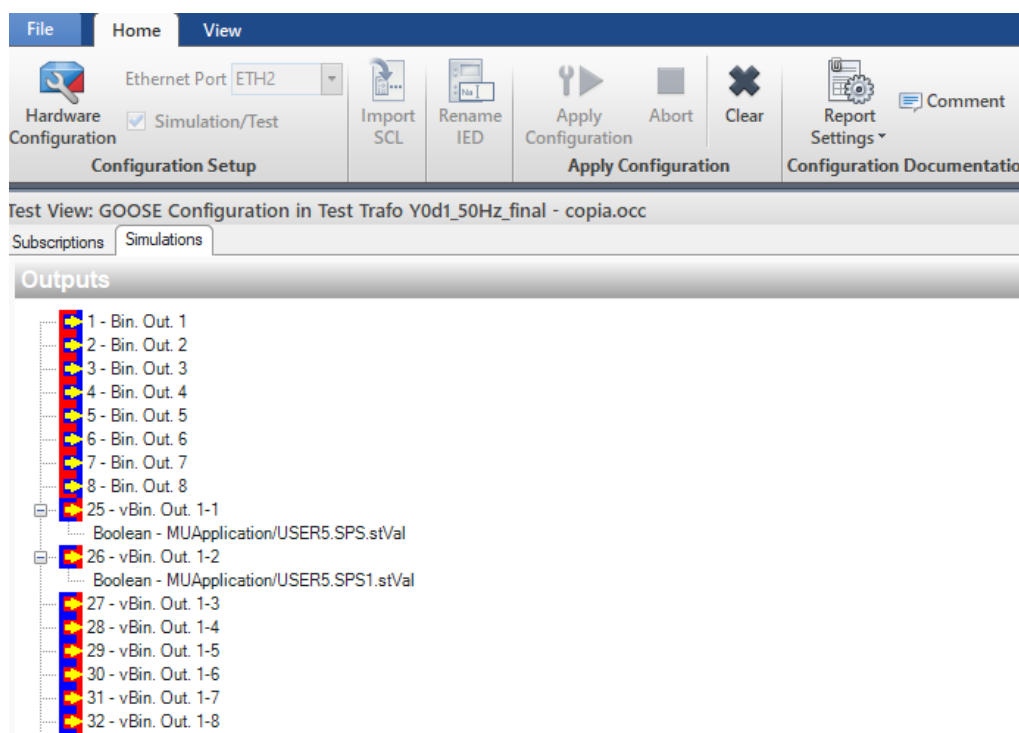
Función sincronismo de interruptor de 220kV (25)

La función 25, posee dos formas de iniciación: externa e interna. La externa es mediante la recepción de una orden de arranque enviado otro IED o por una condición operativa. Mientras que la interna, es mediante el comando de cierre manual que se genera en el mismo IED.

Para probar esta función se requiere ingresar los *Sampled Values* de tensión de fases y barra del lado de 220 kV, y simular señales GOOSE necesarias (Figura 136) para su operación.

Figura 136

Señal GOOSE simulado de arranque externo para 25



Nota: Fuente (Reporte de Pruebas)

Tabla 47

Resumen de pruebas de la función 25 de interruptor de 220kV

Prueba	Detalle	
Condiciones de Energización	Fases	A-B-C
	Barra	B-N
Condiciones de Synchrocheck	Fases	A-B-C
	Barra	B-N

Nota: Fuente (Elaboración propia)

Para la prueba se evaluaron las siguientes señales GOOSE.

Tabla 48

Señales GOOSE evaluadas para 25

Fuente (GOOSE)	Descripción de Señal a Evaluar	Registro en CMC 356 (Suscripción)
7UT85	Condiciones de sincronismo	25 Ok
	Tensión excedida	V>
	Tensión insuficiente	V<
	Frecuencia excedida	f>
	Frecuencia insuficiente	f<
	Angulo excedido	Ang>
	Angulo insuficiente	Ang<

Nota: Fuente (Elaboración propia)

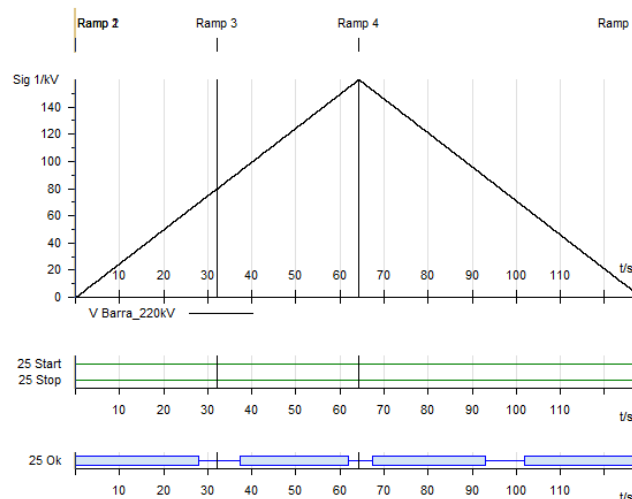
Condiciones de energización

Las condiciones de energización son dos: para energizar la barra (llamada línea viva y barra muerta) y para energizar la bahía (llamada barra viva y línea muerta). Además de estas dos condiciones, la función posee una condición de mantenimiento (llamada barra muerta y línea muerta).

Con el módulo OMICRON Ramping, se simuló un arranque externo, se ingresaron los *Sampled Values* de tensión de barra (Figura 137) y de línea (Figura 138) de forma creciente y decreciente. Y se registró los valores de *Sampled Values* de tensión ante cada cambio del valor del dato GOOSE (Ver Tabla 49 y Figura 139).

Figura 137

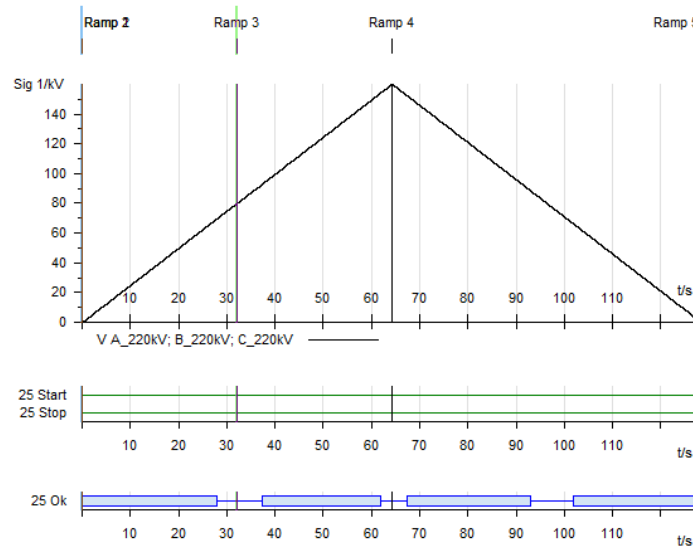
Prueba de condición barra viva y línea muerta 25



Nota: Fuente (Reporte de Pruebas)

Figura 138

Prueba de condición línea viva y barra muerta 25



Nota: Fuente (Reporte de Pruebas)

Tabla 49

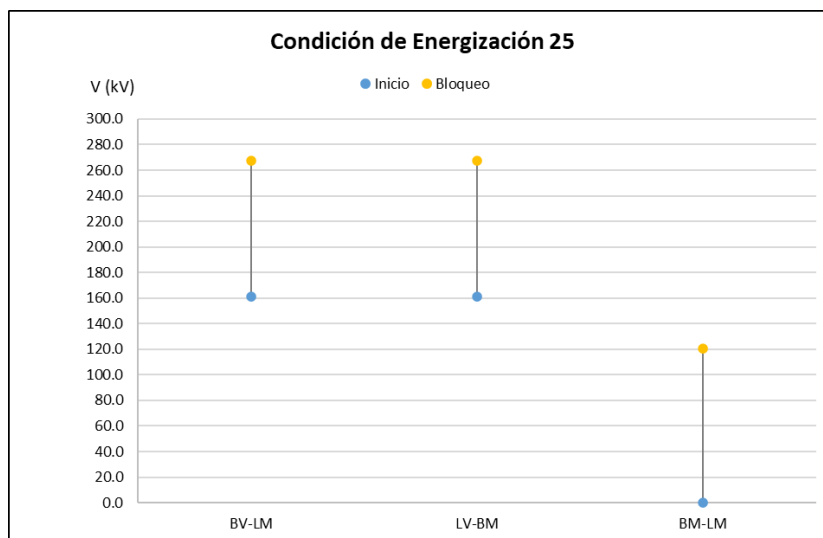
Valores de tensión para energización 25

Prueba	Condición	IED		Resultado	
		Tensión (kV)	Tensión (kV)	Desviación Absoluta (kV)	Desviación Relativa
Inicio	BV-LM	161.0	161.1	0.1	0.0%
Bloqueo	BV-LM	264.5	267.2	2.7	1.0%
Inicio	LV-BM	161.0	161.1	0.1	0.0%
Bloqueo	LV-BM	264.5	267.2	2.7	1.0%
Inicio	BM-LM	0.0	0.0	0.0	0.0%
Bloqueo	BM-LM	115.0	120.8	5.8	5.1%

Nota: Fuente (Elaboración propia)

Figura 139

Condiciones de energización 25



Nota: Fuente (Elaboración propia)

Condiciones de Synchrocheck

Para cumplir con las condiciones de *Synchrocheck* (llamada línea viva y barra viva) se debe garantizar 3 cosas, que la diferencia de tensión, frecuencia y ángulo entre las fases y la barra, deben situarse dentro de un margen de ajuste.

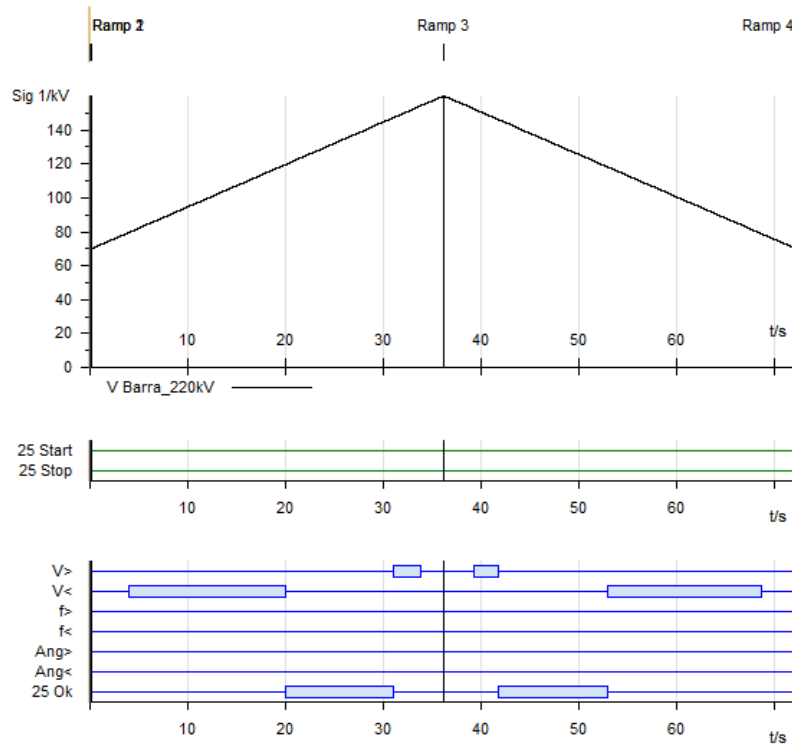
Para verificar la banda de diferencia de tensión se utilizó el módulo OMICRON Ramping, donde se simuló un arranque externo, se ingresaron los *Sampled Values* de tensión de barra de forma creciente y decreciente, y de fases fijada a la nominal. Se registró los valores de *Sampled Values* de tensión de barra, ante cada cambio del valor del dato GOOSE.

Para verificar la banda de diferencia de frecuencia y ángulo, se siguió el mismo proceso que el anterior, pero en estos casos, la variación es de estas variables, manteniendo la magnitud del valor nominal de tensión de la barra y de las fases.

A continuación, se muestran las pruebas y el resultado de los registros obtenidos.

Figura 140

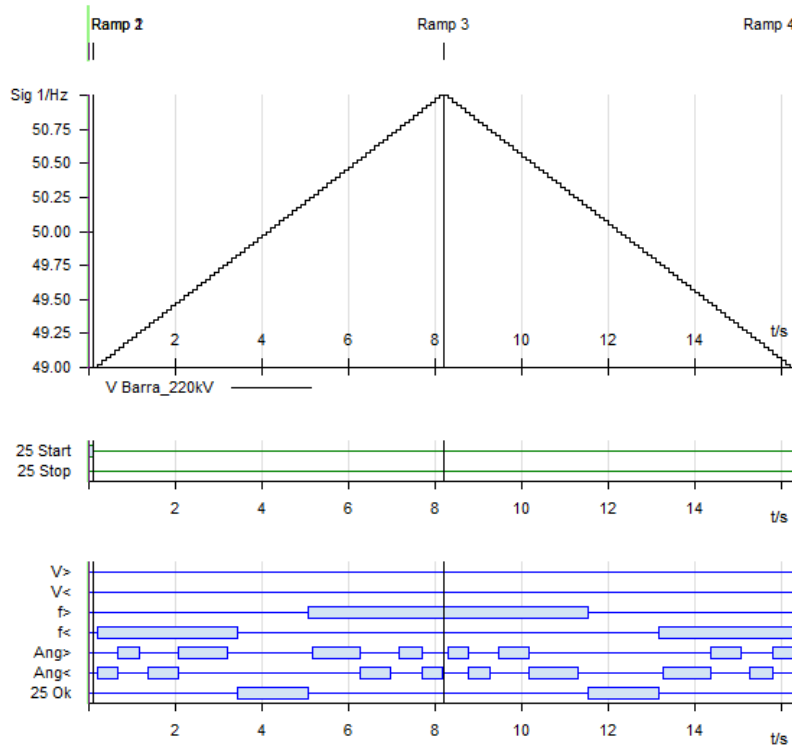
Prueba de banda de diferencia de tensión Synchrocheck 25



Nota: Fuente (Reporte de Pruebas)

Figura 141

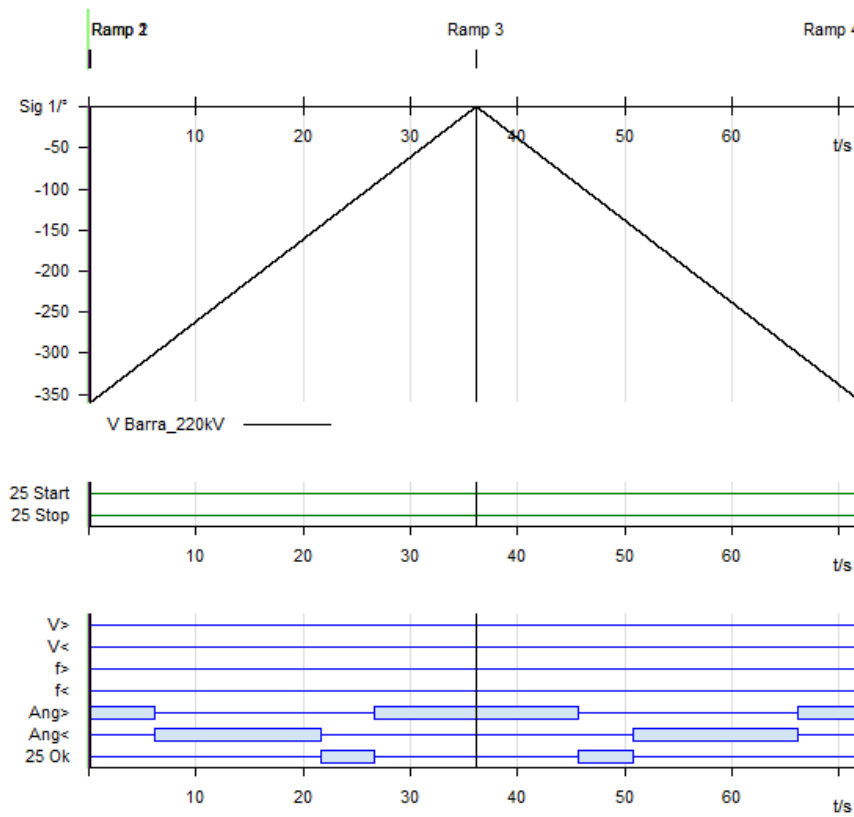
Prueba de banda de frecuencia Synchrocheck 25



Nota: Fuente (Reporte de Pruebas)

Figura 142

Prueba de banda angular Synchrocheck 25



Nota: Fuente (Reporte de Pruebas)

Tabla 50

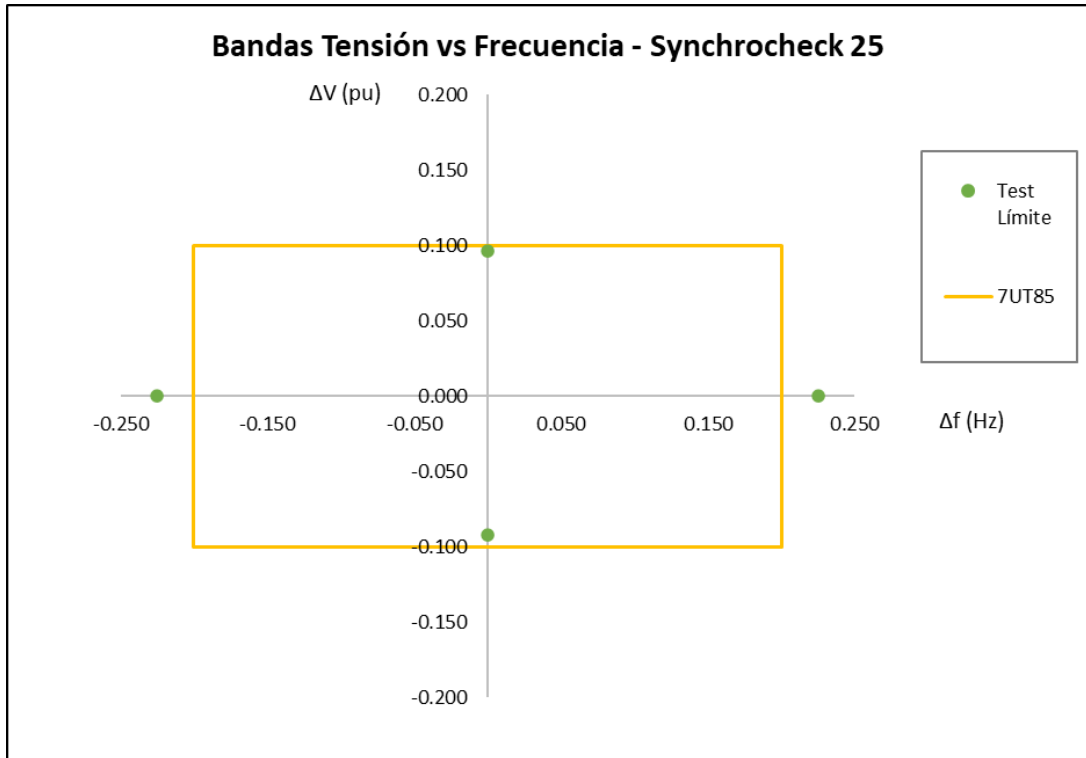
Bandas de Synchrocheck 25

Valores Ajustados			Resultado		
Δf_n (Hz)	ΔV (pu)	$\Delta \phi$ (°)	Δf_n (Hz)	ΔV (pu)	$\Delta \phi$ (°)
0.20	0.10	25.00	0.225	0.111	25.00
-0.20	-0.10	-25.00	-0.225	-0.098	-24.50

Nota: Fuente (Elaboración propia)

Figura 143

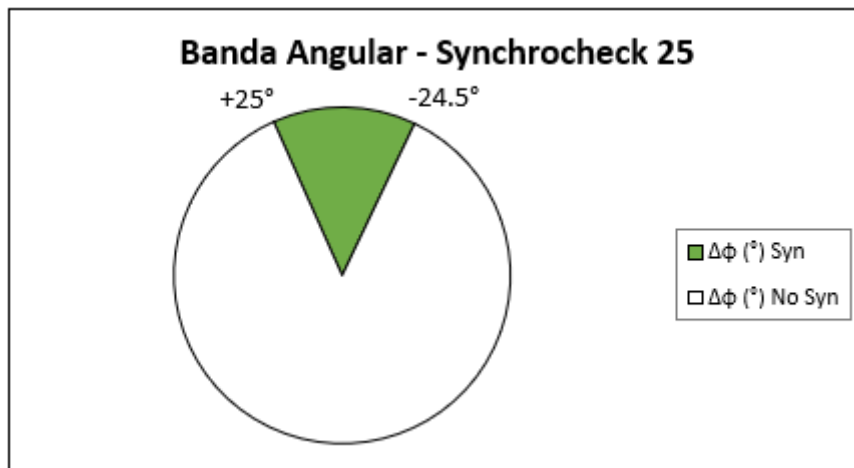
Banda tensión vs frecuencia Synchroncheck 25



Nota: Fuente (Reporte de Pruebas)

Figura 144

Banda angular Synchroncheck 25



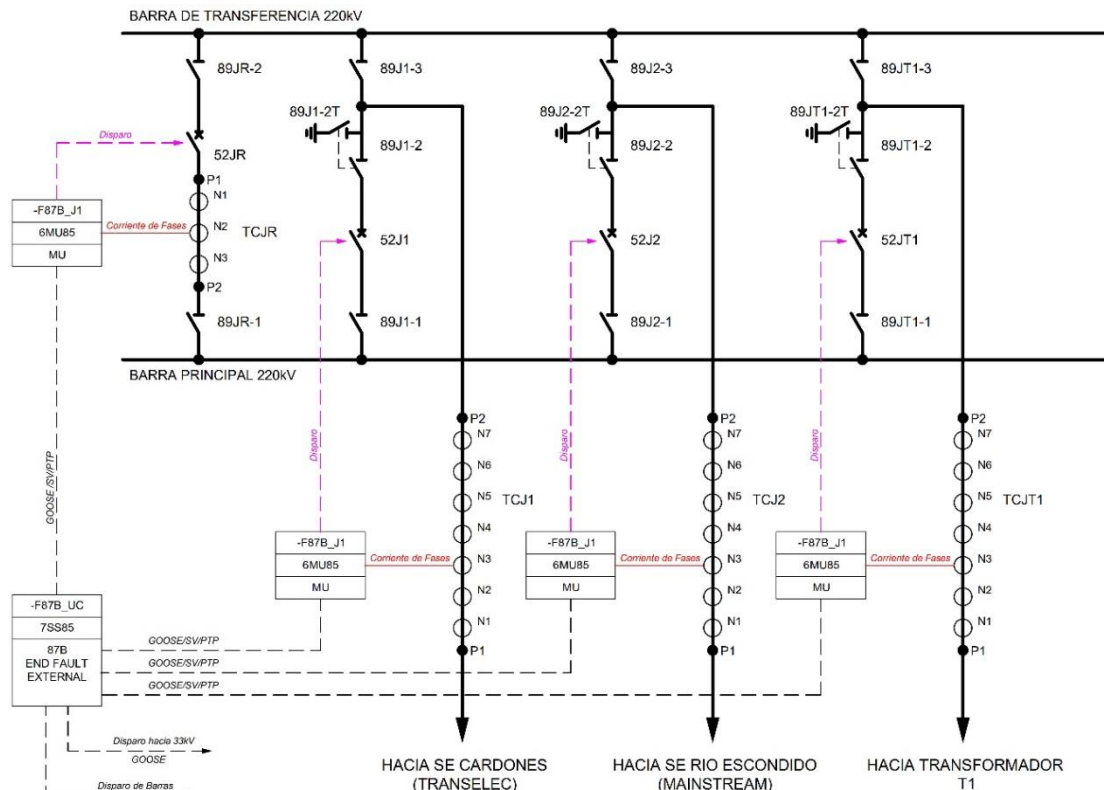
Nota: Fuente (Reporte de Pruebas)

4.2.2 Sistema digital Diferencial de Barras 220kV

El sistema de protección diferencial de barras, es de barra simple con barra de transferencia (Figura 145). Está compuesto por una unidad central (7SS85), que concentra y procesa, los *Sampled Values* de corriente y GOOSE (Posiciones, disparos y alarmas) de cada bahía, por medio de las *Merging Units*.

Figura 145

Diagrama Unifilar de Protección de las Barras 220kV



Nota: Fuente (Elaboración propia)

Antes de iniciar las pruebas, se comprobó que la Unidad Central y las *Merging Units* se encuentran sincronizadas por el protocolo de tiempo PTP, a través de la Red de Proceso. Que los mensajes de *Sampled Values* de corrientes y GOOSE, entre la Unidad Central y las *Merging Units*, estén correctamente configuradas (Figura 146 y Figura 147).

Figura 146

Configuración de Sampled Values para el sistema diferencial de barras

Source	CDC	Description	STATION BUS	PROCESS BUS	Destination	Description
IEC station 1					*	*
F87_J1/Mod2_MU1/LLNO/PhsMeas3 (8/100)					*	*
F87B_J1/PowS_MeasPoint3ph1/TCR1/AmpSv	SAV	PowS_TCJ1-N3ICT 1/Sampled val. current		<input checked="" type="checkbox"/>	F87B_CU/PowS_MeasPoint3ph2/TCR1/AmpSv	PowS_3ph_J1ICT 1/Sampled val. current
F87B_J1/PowS_MeasPoint3ph1/TCR2/AmpSv	SAV	PowS_TCJ1-N3ICT 2/Sampled val. current		<input checked="" type="checkbox"/>	F87B_CU/PowS_MeasPoint3ph2/TCR2/AmpSv	PowS_3ph_J1ICT 2/Sampled val. current
F87B_J1/PowS_MeasPoint3ph1/TCR3/AmpSv	SAV	PowS_TCJ1-N3ICT 3/Sampled val. current		<input checked="" type="checkbox"/>	F87B_CU/PowS_MeasPoint3ph2/TCR3/AmpSv	PowS_3ph_J1ICT 3/Sampled val. current
F87B_J1/PowS_MeasPoint3ph1/TCR4/AmpSv	SAV	PowS_TCJ1-N3ICT 4/Sampled val. current		<input checked="" type="checkbox"/>	F87B_CU/PowS_MeasPoint3ph2/TCR4/AmpSv	PowS_3ph_J1ICT 4/Sampled val. current
F87_J2/Mod2_MU1/LLNO/PhsMeas3 (8/100)					*	*
F87B_J2/PowS_MeasPoint3ph1/TCR1/AmpSv	SAV	PowS_TCJ2-N3ICT 1/Sampled val. current		<input checked="" type="checkbox"/>	F87B_CU/PowS_MeasPoint3ph3/TCR1/AmpSv	PowS_3ph_J2ICT 1/Sampled val. current
F87B_J2/PowS_MeasPoint3ph1/TCR2/AmpSv	SAV	PowS_TCJ2-N3ICT 2/Sampled val. current		<input checked="" type="checkbox"/>	F87B_CU/PowS_MeasPoint3ph3/TCR2/AmpSv	PowS_3ph_J2ICT 2/Sampled val. current
F87B_J2/PowS_MeasPoint3ph1/TCR3/AmpSv	SAV	PowS_TCJ2-N3ICT 3/Sampled val. current		<input checked="" type="checkbox"/>	F87B_CU/PowS_MeasPoint3ph3/TCR3/AmpSv	PowS_3ph_J2ICT 3/Sampled val. current
F87B_J2/PowS_MeasPoint3ph1/TCR4/AmpSv	SAV	PowS_TCJ2-N3ICT 4/Sampled val. current		<input checked="" type="checkbox"/>	F87B_CU/PowS_MeasPoint3ph3/TCR4/AmpSv	PowS_3ph_J2ICT 4/Sampled val. current
F87_JR/Mod2_MU1/LLNO/PhsMeas3 (8/100)					*	*
F87B_JR/PowS_MeasPoint3ph1/TCR1/AmpSv	SAV	PowS_TCJR-N2ICT 1/Sampled val. current		<input checked="" type="checkbox"/>	F87B_CU/PowS_MeasPoint3ph1/TCR1/AmpSv	PowS_3ph_JRICT 1/Sampled val. current
F87B_JR/PowS_MeasPoint3ph1/TCR2/AmpSv	SAV	PowS_TCJR-N2ICT 2/Sampled val. current		<input checked="" type="checkbox"/>	F87B_CU/PowS_MeasPoint3ph1/TCR2/AmpSv	PowS_3ph_JRICT 2/Sampled val. current
F87B_JR/PowS_MeasPoint3ph1/TCR3/AmpSv	SAV	PowS_TCJR-N2ICT 3/Sampled val. current		<input checked="" type="checkbox"/>	F87B_CU/PowS_MeasPoint3ph1/TCR3/AmpSv	PowS_3ph_JRICT 3/Sampled val. current
F87B_JR/PowS_MeasPoint3ph1/TCR4/AmpSv	SAV	PowS_TCJR-N2ICT 4/Sampled val. current		<input checked="" type="checkbox"/>	F87B_CU/PowS_MeasPoint3ph1/TCR4/AmpSv	PowS_3ph_JRICT 4/Sampled val. current
F87_JT1/Mod2_MU1/LLNO/PhsMeas3 (8/100)					*	*
F87B_JT1/PowS_MeasPoint3ph1/TCR1/AmpSv	SAV	PowS_3ph_JT1ICT 1/Sampled val. current		<input checked="" type="checkbox"/>	F87B_CU/PowS_MeasPoint3ph4/TCR1/AmpSv	PowS_3ph_JT1ICT 1/Sampled val. current
F87B_JT1/PowS_MeasPoint3ph1/TCR2/AmpSv	SAV	PowS_3ph_JT1ICT 2/Sampled val. current		<input checked="" type="checkbox"/>	F87B_CU/PowS_MeasPoint3ph4/TCR2/AmpSv	PowS_3ph_JT1ICT 2/Sampled val. current
F87B_JT1/PowS_MeasPoint3ph1/TCR3/AmpSv	SAV	PowS_3ph_JT1ICT 3/Sampled val. current		<input checked="" type="checkbox"/>	F87B_CU/PowS_MeasPoint3ph4/TCR3/AmpSv	PowS_3ph_JT1ICT 3/Sampled val. current
F87B_JT1/PowS_MeasPoint3ph1/TCR4/AmpSv	SAV	PowS_3ph_JT1ICT 4/Sampled val. current		<input checked="" type="checkbox"/>	F87B_CU/PowS_MeasPoint3ph4/TCR4/AmpSv	PowS_3ph_JT1ICT 4/Sampled val. current

Nota: Fuente (Elaboración propia)

Figura 147

Configuración de GOOSE para el sistema diferencial de barras

Source	CDC	Description	STAT	PRO	Destination	Description
GOOSE_Process Bus_87B					*	*
F87B_JR/CB1/LLNO/DataSet (15/100)			<input type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	*	*
F87B_J1/CB1/LLNO/DataSet (12/100)			<input type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	*	*
F87B_J1/CB1/XCBR1/Pos	DPC	52J1/Circuit break /Position			F87B_CU/Bay2_CB3p1/...	Linea J1_52 J1/Circuit break /RxPos1
F87B_J1/CB1/XCBR1/Pos/Status value	DPC	52J1/Circuit break /Position/Status...			F87B_CU/Bay2_Ds1/XS...	Linea J1_89J1-1/Disconnector/RxPos1
F87B_J1/Ds1/XSW11/Pos	DPC	89J1-1/Disconnector/Position			F87B_CU/Bay2_Ds2/XS...	Linea J1_89J1-2/Disconnector/RxPos1
F87B_J1/Ds2/XSW11/Pos/Status value	DPC	89J1-2/Disconnector/Position/Statu...			F87B_CU/Bay2_Ds3/XS...	Linea J1_89J1-3/Disconnector/RxPos1
F87B_J1/Ds2/XSW11/Pos	DPC	89J1-2/Disconnector/Position			F87B_CU/Bay2_Ds3/XS...	Linea J1_89J1-3/Disconnector/RxPos1
F87B_J1/Ds3/XSW11/Pos	DPC	89J1-3/Disconnector/Position			F87B_CU/Bay2_CB3p1/...	Linea J1_52 J1/Ext. trip BZ/RxIntPhA1
F87B_J1/Ds3/XSW11/Pos/Status value	DPC	89J1-3/Disconnector/Position/Statu...			F87B_CU/Bay2_CB3p1/...	Linea J1_52 J1/Ext. trip BZ/RxIntPhB1
F87B_J1/CB1/XCBR1/SPS	SPC	52J1/Circuit break /Ext. trip_50BF-E2			F87B_CU/Bay2_CB3p1/...	Linea J1_52 J1/Ext. trip BZ/RxIntPhC1
F87B_J1/CB1/XCBR1/SPS/Status value	SPC	52J1/Circuit break /Ext. trip_50BF-...			F87B_CU/Bay2_CB3p1/...	Linea J1_52 J1/Ext. trip BZ/RxRelease1
F87B_J1/CB1/XCBR1/SPS/Status value	SPC	52J1/Circuit break /Ext. trip_50BF-...			F87B_CU/Bay2_CB3p1/...	Linea J1_52 J1/50EF 3pole/RxCmd1
F87B_J1/CB1/XCBR1/SPS/Status value	SPC	52J1/Circuit break /Ext. trip_50BF-...			F87B_CU/Bay2_CB3p1/...	Linea J1_52 J1/50EF 3pole/RxCmd1
F87B_J1/CB1/GAPC2/SPS	SPC	52J1/Manual close/Close command...			F87B_CU/Bay2_CB3p1/...	Linea J1_52 J1/50EF 3pole/RxCmd1
F87B_J1/CB1/GAPC2/SPS/Status value	SPC	52J1/Manual close/Close command...			F87B_CU/Bay2_CB3p1/...	Linea J1_52 J1/50EF 3pole/RxCmd1
F87B_J2/CB1/LLNO/DataSet (12/100)			<input type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	*	*
F87B_JT1/CB1/LLNO/DataSet (12/100)			<input type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	*	*
F87B_CU/Bay1_CB3p1/LLNO/DataSet (10/100)			<input type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	*	*
F87B_CU/Bay1_CB3p1/PTRC1/Op	ACT	Acople J_R_52JR/Trip logic/Operate			F87B_JR/CB1/PTRC1/Rx...	52JR/Trip logic/52_Trip_JR
F87B_CU/Bay1_CB3p1/PTRC1/Op/3-pole	SPC	Acople J_R_52JR/Trip logic/Operate...			F87B_JR/UD1/USER1/R...	Reset 86/User-def. FB 1/Reset 86B_JR
F87B_CU/ApplicationBusBarProt/USER1/SPS	SPS	Application BBB/Reset86/Reset 86JR			F87B_JR/UD1/USER1/R...	Reset 86/User-def. FB 1/Reset 86B_JR
F87B_CU/ApplicationBusBarProt/USER1/SPS/Sta...	SPC	Application BBB/Reset86/Reset 86...			F87B_JR/UD1/USER1/R...	Reset 86/User-def. FB 1/Reset 86B_JR
F87B_CU/Bay1/FB0_GAPC1/OutOfSv	SPS	Acople J_R/General/Out of service/S...			F87B_JR/Application/LLN...	Application/General/JR Fuera de Servicio
F87B_CU/Bay1/FB0_GAPC1/OutOfSv/Status value	SPC	Acople J_R/General/Out of service/S...			F87B_JR/Application/LLN...	Application/General/JR Fuera de Servicio
F87B_CU/Bay1_CB3p1/Ext_T_PSOCH1/BlkStg	SPS	Acople J_R_52JR/Ext. trip BZ>Bloc...			F87B_JR/CB1/XCBR1/Rx...	52JR/Circuit break /JR 50BF Bloqueado
F87B_CU/Bay1_CB3p1/Ext_T_PSOCH1/BlkStg/Stat...	SPC	Acople J_R_52JR/Ext. trip BZ>Bloc...			F87B_JR/CB1/XCBR1/Rx...	52JR/Circuit break /JR 50BF Bloqueado
F87B_CU/Bay1_CB3p1/PTRC1/SPS	SPS	Acople J_R_52JR/Trip logic/DDT_UX			F87B_JR/CB1/PTRC1/Rx...	52JR/Trip logic/DDT_JR
F87B_CU/Bay1_CB3p1/PTRC1/SPS/Status value	SPC	Acople J_R_52JR/Trip logic/DDT_UX...			F87B_JR/CB1/PTRC1/Rx...	52JR/Trip logic/DDT_JR
F87B_CU/Bay2_CB3p1/LLNO/DataSet (10/100)			<input type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	*	*
F87B_CU/Bay3_CB3p1/LLNO/DataSet (10/100)			<input type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	*	*
F87B_CU/Bay4_CB3p1/LLNO/DataSet (10/100)			<input type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	*	*

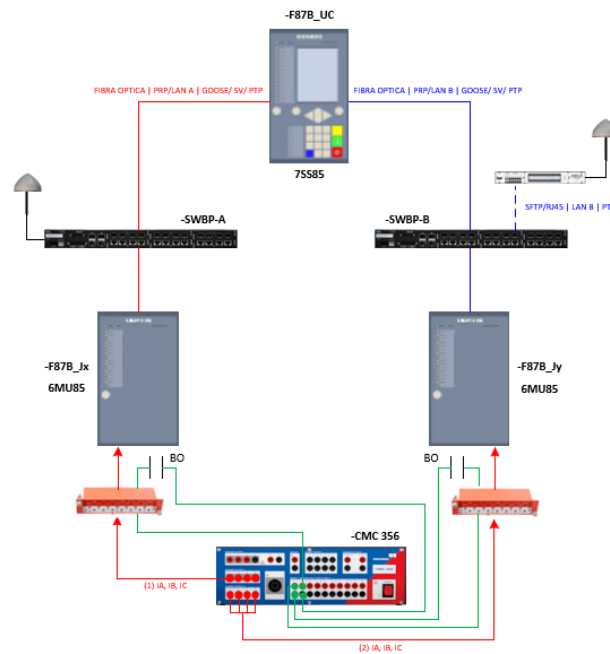
Nota: Fuente (Elaboración propia)

Las pruebas a este sistema, se realizaron siguiendo la metodología para una bahía digital, y se usó la CMC 356 que no soportaba *Sampled Values* y GOOSE. Se probó bajo el esquema de la Figura 148, en escenarios de operación normal y en transferencia de cada bahía (Figura 149).

Se inyectaron corrientes secundarias requeridas para la operación de cada función de protección habilitada. Algunas funciones de protección, requieren, que se activen ciertas señales digitales para operar, esto se realiza activando las entradas binarias (BI) necesarias en la *Merging Unit*, con la salida controlada del equipo de pruebas. Para evaluar la operación correcta del sistema diferencial de barras, en cada prueba, se evalúan las señales necesarias, activando las entradas binarias del equipo de pruebas con la respuesta de la salida binaria (BO) de la *Merging Unit*, que es el enlace físico de la Unidad Central.

Figura 148

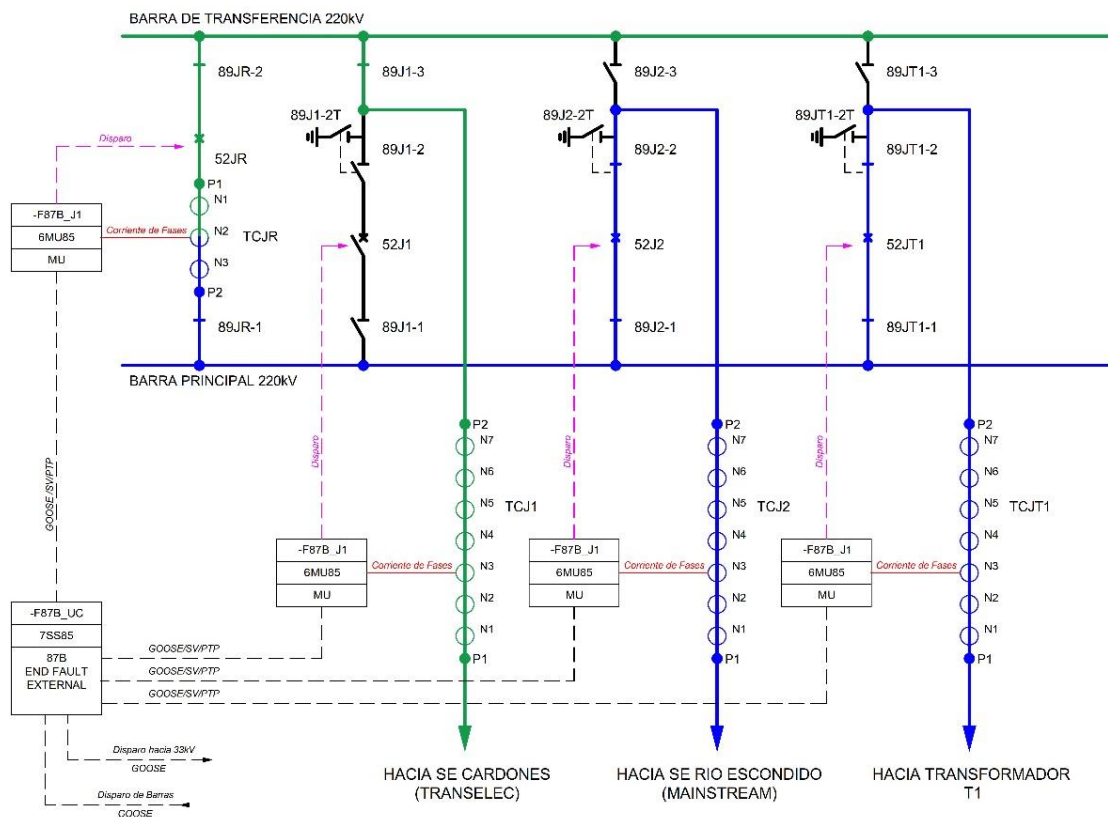
Esquema de prueba implementado para la protección de las Barras



Nota: Fuente (Elaboración propia)

Figura 149

Bahías en operación normal (Azul) y en transferencia (Verde)



Nota: Fuente (Elaboración propia)

A continuación, se muestra el detalle de las pruebas y los resultados obtenidos.

a) Pruebas de Medidas

Es la primera prueba que debe realizarse, aquí se verifica la correcta medición en magnitud, fase y relación de transformación de las corrientes, contrastando los valores inyectados con los valores que muestran las *Merging Units* y la Unidad Central.

Con el módulo OMICRON QuickCMC, se inyectaron las corrientes secundarias a las *Merging Units* de cada bahía. Las siguientes tablas muestran los resultados obtenidos.

Tabla 51*Medida de corrientes fases bahía J1*

Prueba	Señal SV	Valor Inyectado (A sec)	Valor Calculado (A Prim)	Valor Medido (A Prim)	Desviación Absoluta (A Prim)	Desviación Relativa	
100/60/20%	IA	∠ 0°	1.00	2000.00	1996.00	-4.00	-0.20%
	IB	∠ -120°	0.60	1200.00	1198.00	-2.00	-0.17%
	IC	∠ 120°	0.20	400.00	400.00	0.00	0.00%
	IN (3I0)	∠ -30°	0.69	1386.00	1384.00	-2.00	-0.14%
100%	IA	∠ 0°	1.00	2000.00	1996.00	-4.00	-0.20%
	IB	∠ -120°	1.00	2000.00	1998.00	-2.00	-0.10%
	IC	∠ 120°	1.00	2000.00	1998.00	-2.00	-0.10%

Nota: Fuente (Elaboración propia)

Tabla 52*Medida de corrientes fases bahía J2*

Prueba	Señal SV	Valor Inyectado (A sec)	Valor Calculado (A Prim)	Valor Medido (A Prim)	Desviación Absoluta (A Prim)	Desviación Relativa	
100/60/20%	IA	∠ 0°	1.00	2000.00	1998.00	-2.00	-0.10%
	IB	∠ -120°	0.60	1200.00	1200.00	0.00	0.00%
	IC	∠ 120°	0.20	400.00	400.00	0.00	0.00%
	IN (3I0)	∠ -30°	0.69	1386.00	1387.00	1.00	0.07%
100%	IA	∠ 0°	1.00	2000.00	1998.00	-2.00	-0.10%
	IB	∠ -120°	1.00	2000.00	2000.00	0.00	0.00%
	IC	∠ 120°	1.00	2000.00	1999.00	-1.00	-0.05%

Nota: Fuente (Elaboración propia)

Tabla 53*Medida de corrientes fases bahía JT1*

Prueba	Señal SV	Valor Inyectado (A sec)	Valor Calculado (A Prim)	Valor Medido (A Prim)	Desviación Absoluta (A Prim)	Desviación Relativa	
100/60/20%	IA	∠ 0°	1.00	2000.00	1998.00	-2.00	-0.10%
	IB	∠ -120°	0.60	1200.00	1200.00	0.00	0.00%
	IC	∠ 120°	0.20	400.00	401.00	1.00	0.25%
	IN (3I0)	∠ -30°	0.69	1386.00	1385.00	-1.00	-0.07%
100%	IA	∠ 0°	1.00	2000.00	1999.00	-1.00	-0.05%
	IB	∠ -120°	1.00	2000.00	1999.00	-1.00	-0.05%
	IC	∠ 120°	1.00	2000.00	2000.00	0.00	0.00%

Nota: Fuente (Elaboración propia)

Tabla 54*Medida de corrientes fases bahía JR*

Prueba	Señal SV	Valor Inyectado (A sec)	Valor Calculado (A Prim)	Valor Medido (A Prim)	Desviación Absoluta (A Prim)	Desviación Relativa
100/60/20%	IA	∠ 0°	1.00	2000.00	1998.00	-2.00 -0.10%
	IB	∠ -120°	0.60	1200.00	1199.00	-1.00 -0.08%
	IC	∠ 120°	0.20	400.00	400.00	0.00 0.00%
	IN (3I0)	∠ -30°	0.69	1386.00	1388.00	2.00 0.14%
100%	IA	∠ 0°	1.00	2000.00	1998.00	-2.00 -0.10%
	IB	∠ -120°	1.00	2000.00	1999.00	-1.00 -0.05%
	IC	∠ 120°	1.00	2000.00	2000.00	0.00 0.00%

Nota: Fuente (Elaboración propia)

b) Pruebas de Funciones de Protección

Después de realizar las pruebas de medidas, se procede a realizar las pruebas de las funciones de protección habilitadas, las cuales se pasan a detallar.

Diferencial de Barras (87B)

Para probar esta función, es necesario, inyectar corrientes secundarias a las *Merging Units* para la operación de la función de protección.

Las pruebas realizadas se muestran en la siguiente tabla.

Tabla 55*Resumen de pruebas de la función 87B*

Prueba	Detalle				
Corriente de arranque y reposición	Fases	A-B	B-C	C-A	A-B-C
	Tierra	A-N	B-N	C-N	
Característica de la curva de operación	Fases	A-B	B-C	C-A	A-B-C
	Tierra	A-N	B-N	C-N	
Disparo y no disparo	Fases	A-B	B-C	C-A	A-B-C
	Tierra	A-N	B-N	C-N	
Tiempos de operación	Fases	A-B	B-C	C-A	A-B-C
	Tierra	A-N	B-N	C-N	
Estabilidad ante fallas externas	Fases	A-B	B-C	C-A	A-B-C
	Tierra	A-N	B-N	C-N	

Nota: Fuente (Elaboración propia)

Para la prueba se evaluarán las siguientes señales.

Tabla 56

Señales digitales evaluadas para 87B

Fuente		Descripción de Señal a Evaluar	Registro en CMC 356 (BI)
GOOSE	Salida Binaria (BO)		
7SS85	6MU85	Arranque 87B	Start 87B
		Disparo 87B	Trip 87B

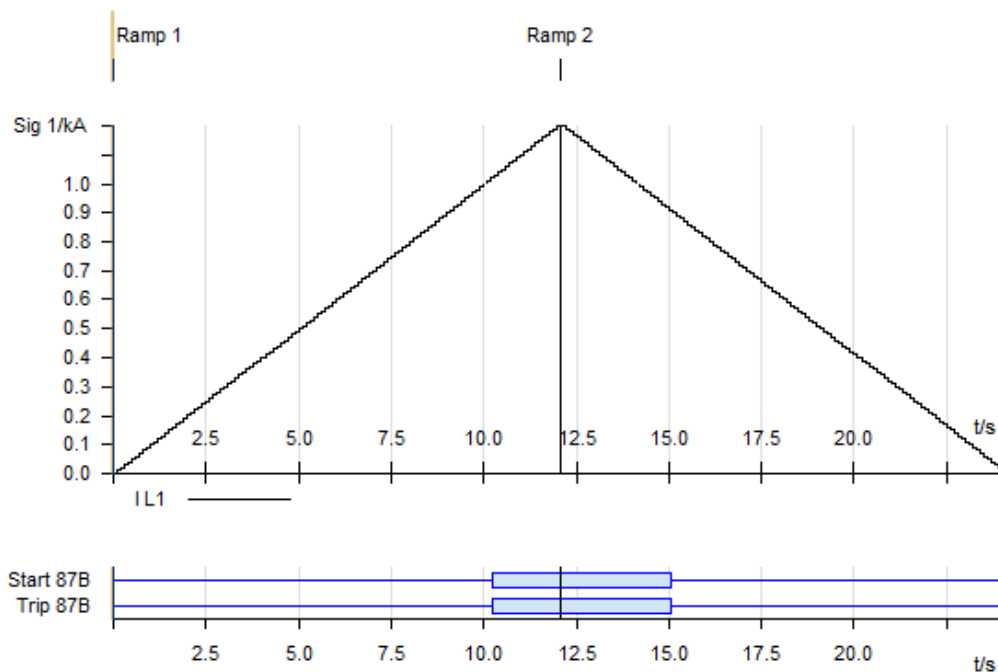
Nota: Fuente (Elaboración propia)

Corriente de arranque y reposición

Se evalúan las señales digitales que emite el sistema diferencial de barras cuando se realiza una inyección a la *Merging Unit*, de corriente creciente y decreciente con el módulo OMICRON Ramping por cada bahía (Figura 150), y se registró los valores de corriente ante cada activación y desactivación de las señales digitales (Figura 151).

Figura 150

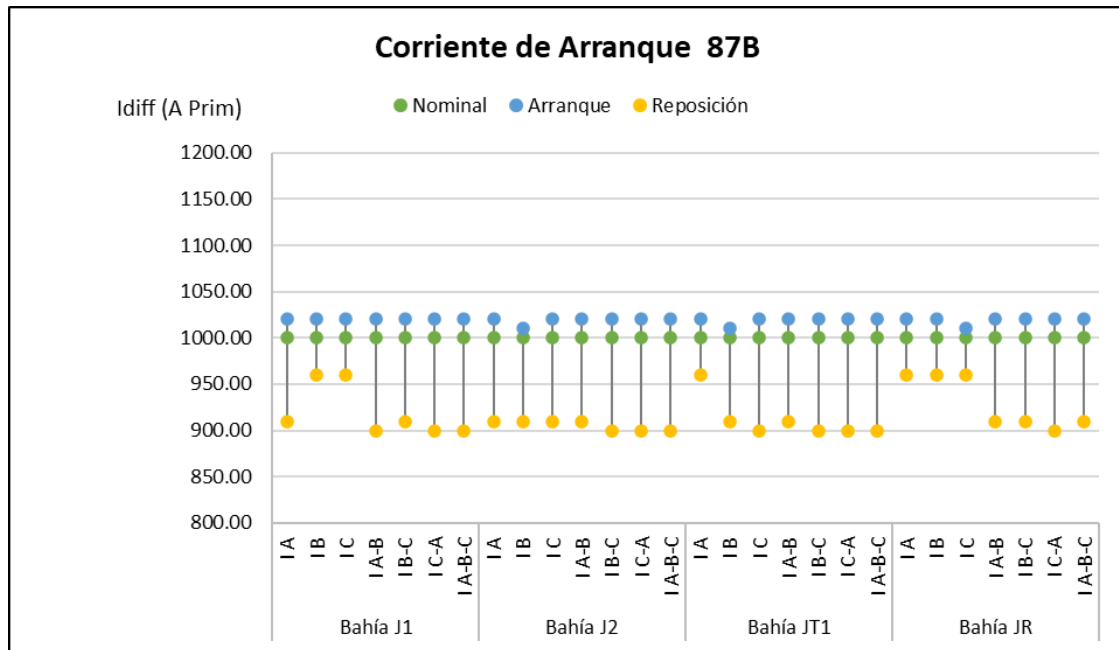
Prueba de corriente de arranque 87B



Nota: Fuente (Reporte de Pruebas)

Figura 151

Corriente de arranque 87B



Nota: Fuente (Elaboración propia)

Característica de la Curva de Operación

En el Test Object de la CMC 356, se ingresaron la relación de transformadores de corriente por cada par de bahías a probar (Figura 152), y los valores de ajuste de la curva de la función 87B de la Unidad Central 7SS85.

Figura 152

Datos de transformadores de corriente para 2 bahías

Winding/Leg Name:	Paño 1	Paño 2
Voltage:	230.00 kV	230.00 kV
Power:	796.74 MVA	796.74 MVA
Starpoint Grounding:	No	No
Delta-connected CT:	No	No

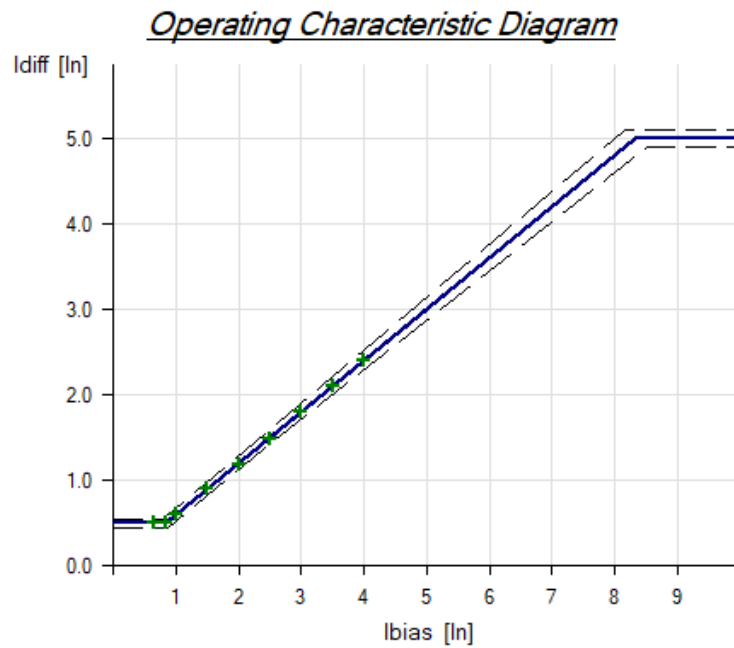
Winding/Leg Name:	Paño 1	Paño 2
CT Current Prim:	2000.00 A	2000.00 A
CT Current Sec:	1.00 A	1.00 A
CT Grounding:	tow. Prot. Obj.	tow. Prot. Obj.
Gnd CT Prim Current:	200.00 A	800.00 A
Gnd CT Sec Current:	1.00 A	1.00 A
Gnd CT Grounding:	n/a	n/a

Nota: Fuente (Reporte de Pruebas)

Con el módulo OMICRON Diff Operating Characteristic, se ubican los puntos de prueba de corriente de restricción por cada tipo de falla (Figura 153) y se realiza la inyección de corriente secundaria a cada par de *Merging Unit*, se evaluó la señal digital de disparo, con su activación, y se registró la corriente diferencial límite, entre la operación y no operación de la función (ver Tabla 57, Tabla 58, Figura 154 y Figura 155).

Figura 153

Puntos de prueba de característica de la curva 87B



Nota: Fuente (Reporte de Pruebas)

Tabla 57

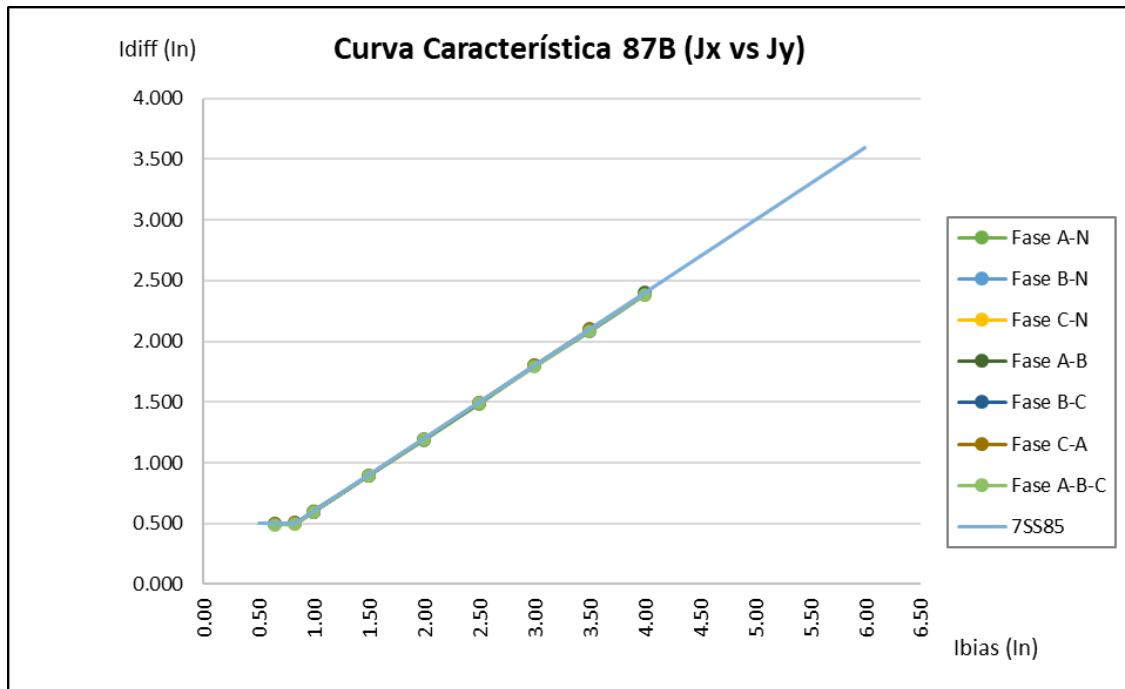
Idiff vs Ibias de 87B operación normal J1 vs J2

Ibias (In)	Resultado de Idiff (In)						
	A-N	B-N	C-N	A-B	B-C	C-A	A-B-C
0.65	0.497	0.497	0.497	0.497	0.497	0.497	0.491
0.83	0.497	0.505	0.497	0.505	0.505	0.505	0.497
1.00	0.607	0.597	0.597	0.597	0.597	0.597	0.597
1.50	0.897	0.897	0.897	0.897	0.897	0.897	0.897
2.00	1.187	1.197	1.197	1.197	1.197	1.197	1.197
2.50	1.487	1.497	1.497	1.497	1.497	1.497	1.497
3.00	1.799	1.804	1.799	1.799	1.799	1.799	1.788
3.50	2.092	2.098	2.092	2.098	2.086	2.098	2.086
4.00	2.398	2.398	2.398	2.398	2.391	2.384	2.384

Nota: Fuente (Elaboración propia)

Figura 154

Característica de la curva 87B operación normal



Nota: Fuente (Elaboración propia)

Tabla 58

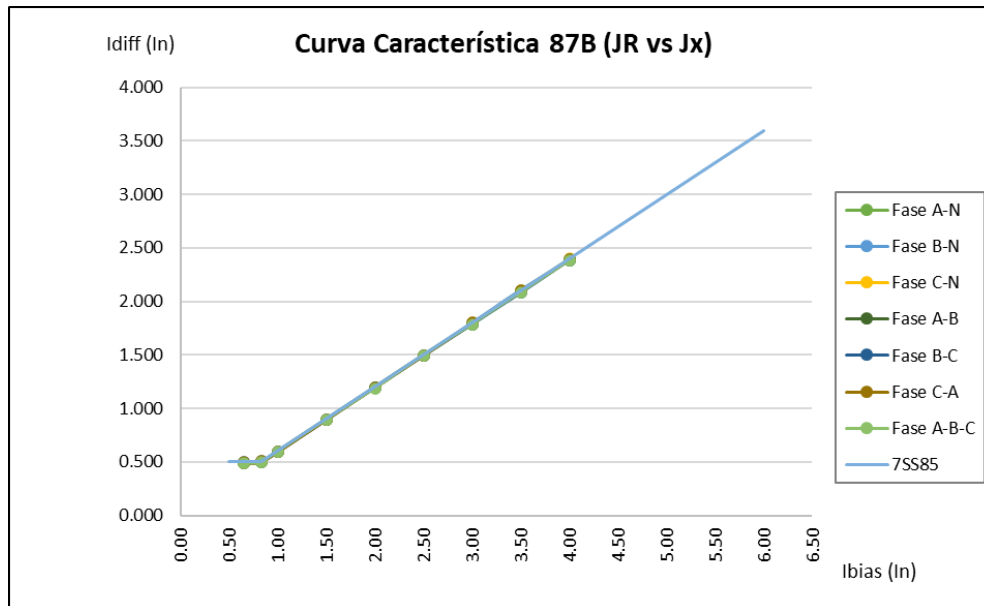
Idiff vs Ibias de 87B operación en transferencia JR vs J1

Ibias (In)	Resultado de Idiff (In)						
	A-N	B-N	C-N	A-B	B-C	C-A	A-B-C
0.65	0.491	0.497	0.491	0.491	0.497	0.497	0.491
0.83	0.497	0.505	0.505	0.497	0.505	0.505	0.497
1.00	0.597	0.597	0.597	0.597	0.597	0.597	0.597
1.50	0.897	0.897	0.897	0.897	0.897	0.897	0.897
2.00	1.197	1.197	1.197	1.197	1.197	1.197	1.187
2.50	1.497	1.497	1.497	1.497	1.497	1.497	1.497
3.00	1.788	1.799	1.799	1.788	1.793	1.799	1.788
3.50	2.098	2.105	2.098	2.096	2.086	2.098	2.086
4.00	2.391	2.384	2.398	2.384	2.391	2.391	2.384

Nota: Fuente (Elaboración propia)

Figura 155

Característica de la curva 87B operación en transferencia



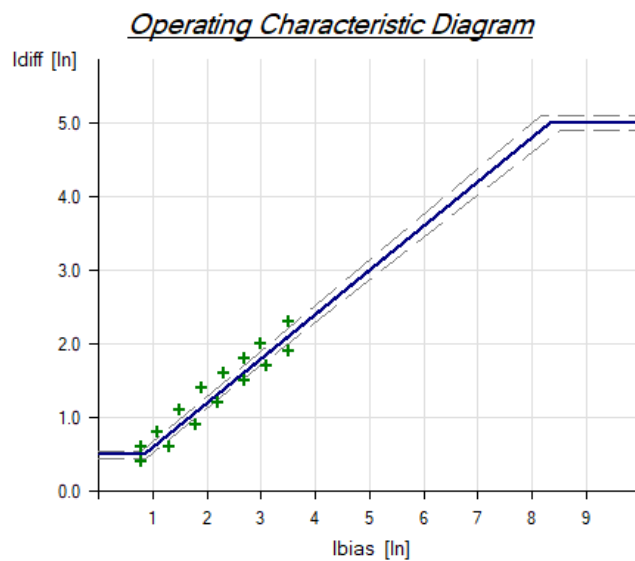
Nota: Fuente (Elaboración propia)

Disparo y no disparo

Con el módulo OMICRON Diff Operating Characteristic, se ubican los puntos de prueba por cada tipo de falla (Figura 156) y se realiza la inyección de corriente secundaria a cada par de *Merging Unit*, se evaluó la señal digital de disparo y se registró su tiempo de activación (ver Tabla 59, Tabla 60, Figura 157 y Figura 158).

Figura 156

Puntos de prueba para disparo y no disparo 87B



Nota: Fuente (Reporte de Pruebas)

Tabla 59

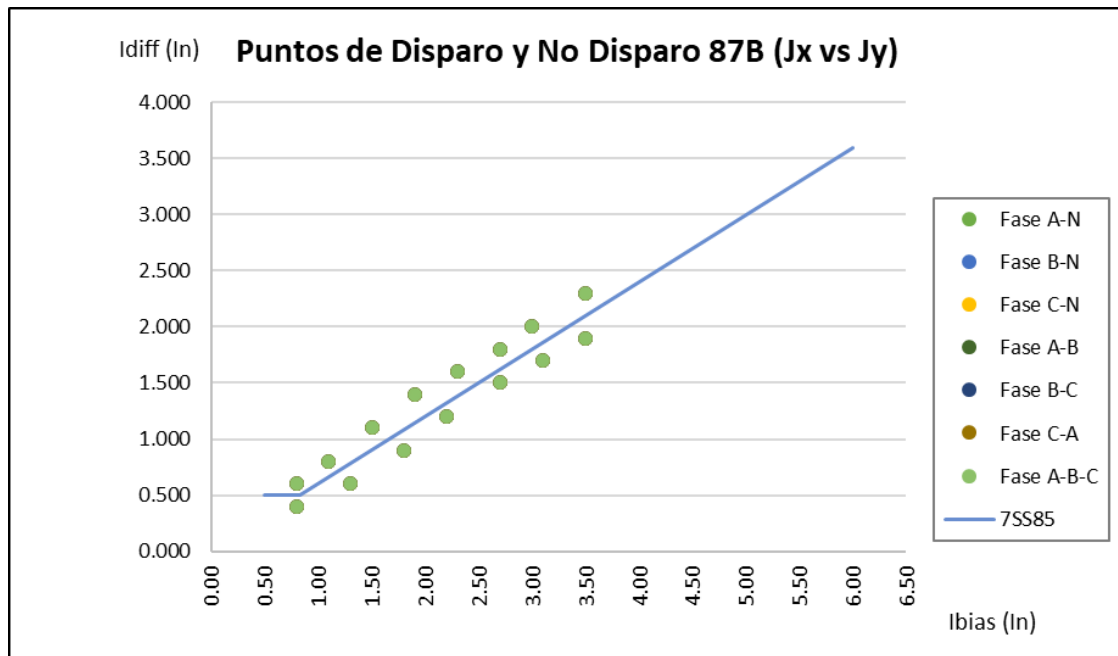
Tiempos para disparo y no disparo 87B operación normal J1 vs J2

Ibias (In)	Idiff (In)	Resultado de Tiempos de Disparo (ms)						
		A-N	B-N	C-N	A-B	B-C	C-A	A-B-C
0.80	0.600	26.50	27.00	26.20	26.70	26.80	26.90	23.60
0.80	0.400	N/T	N/T	N/T	N/T	N/T	N/T	N/T
1.10	0.800	26.60	27.20	26.90	26.40	26.40	27.00	23.90
1.30	0.600	N/T	N/T	N/T	N/T	N/T	N/T	N/T
1.50	1.100	26.80	26.60	26.90	26.10	26.60	26.40	11.30
1.80	0.900	N/T	N/T	N/T	N/T	N/T	N/T	N/T
1.90	1.400	27.00	26.70	26.90	26.20	26.50	26.40	11.50
2.20	1.200	N/T	N/T	N/T	N/T	N/T	N/T	N/T
2.30	1.600	26.60	27.00	26.30	26.70	27.20	26.60	11.20
2.70	1.500	N/T	N/T	N/T	N/T	N/T	N/T	N/T
2.70	1.800	13.00	12.90	27.30	27.00	27.30	13.20	11.00
3.10	1.700	N/T	N/T	N/T	N/T	N/T	N/T	N/T
3.00	2.000	12.70	13.40	13.10	13.00	13.10	13.00	11.10
3.50	1.900	N/T	N/T	N/T	N/T	N/T	N/T	N/T
3.50	2.300	12.90	12.20	13.10	12.30	12.40	13.00	11.30

Nota: Fuente (Elaboración propia)

Figura 157

Disparo y no disparo 87B en barra principal



Nota: Fuente (Elaboración propia)

Tabla 60

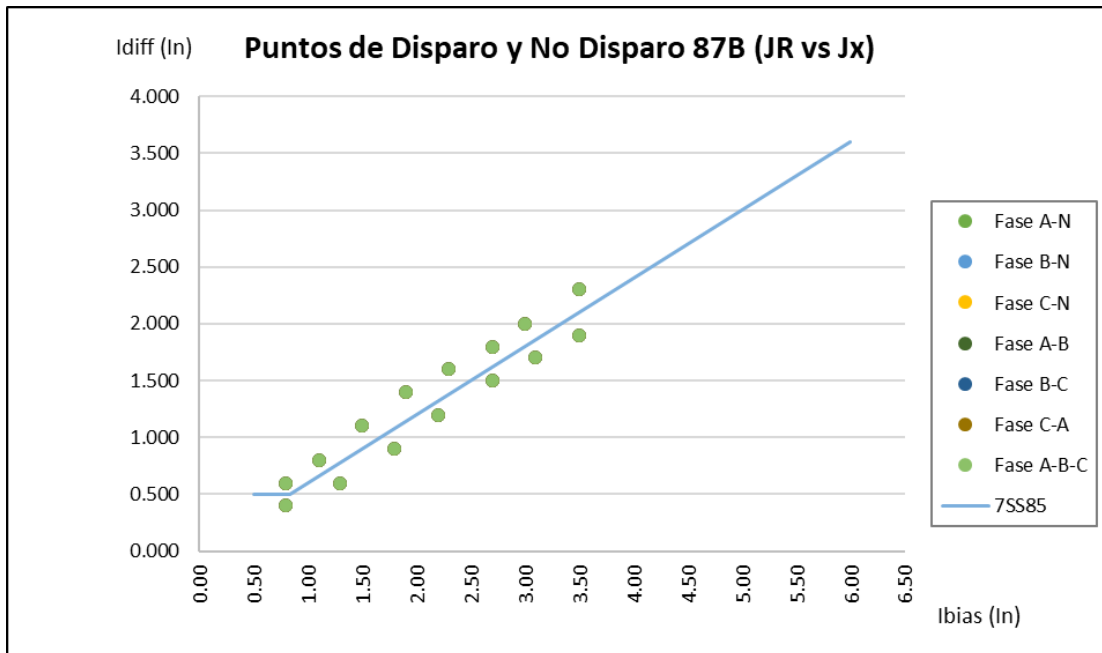
Tiempos para disparo y no disparo 87B en barra de transferencia

Ibias (In)	Idiff (In)	Resultado de Tiempos de Disparo (ms)						
		A-N	B-N	C-N	A-B	B-C	C-A	A-B-C
0.80	0.600	25.50	25.20	25.30	25.80	25.80	25.20	22.50
0.80	0.400	N/T	N/T	N/T	N/T	N/T	N/T	N/T
1.10	0.800	25.30	25.40	25.30	25.50	25.30	25.30	22.10
1.30	0.600	N/T	N/T	N/T	N/T	N/T	N/T	N/T
1.50	1.100	25.80	25.20	25.70	25.20	25.90	25.70	10.40
1.80	0.900	N/T	N/T	N/T	N/T	N/T	N/T	N/T
1.90	1.400	25.60	25.20	25.60	25.90	25.70	25.50	10.80
2.20	1.200	N/T	N/T	N/T	N/T	N/T	N/T	N/T
2.30	1.600	25.80	25.20	25.50	25.90	25.30	25.60	10.00
2.70	1.500	N/T	N/T	N/T	N/T	N/T	N/T	N/T
2.70	1.800	11.60	11.50	26.10	25.90	26.20	11.80	10.50
3.10	1.700	N/T	N/T	N/T	N/T	N/T	N/T	N/T
3.00	2.000	12.00	12.00	11.40	12.20	11.30	12.10	10.20
3.50	1.900	N/T	N/T	N/T	N/T	N/T	N/T	N/T
3.50	2.300	11.40	11.50	11.80	11.20	11.50	11.80	10.60

Nota: Fuente (Elaboración propia)

Figura 158

Disparo y no disparo 87B en barra de transferencia



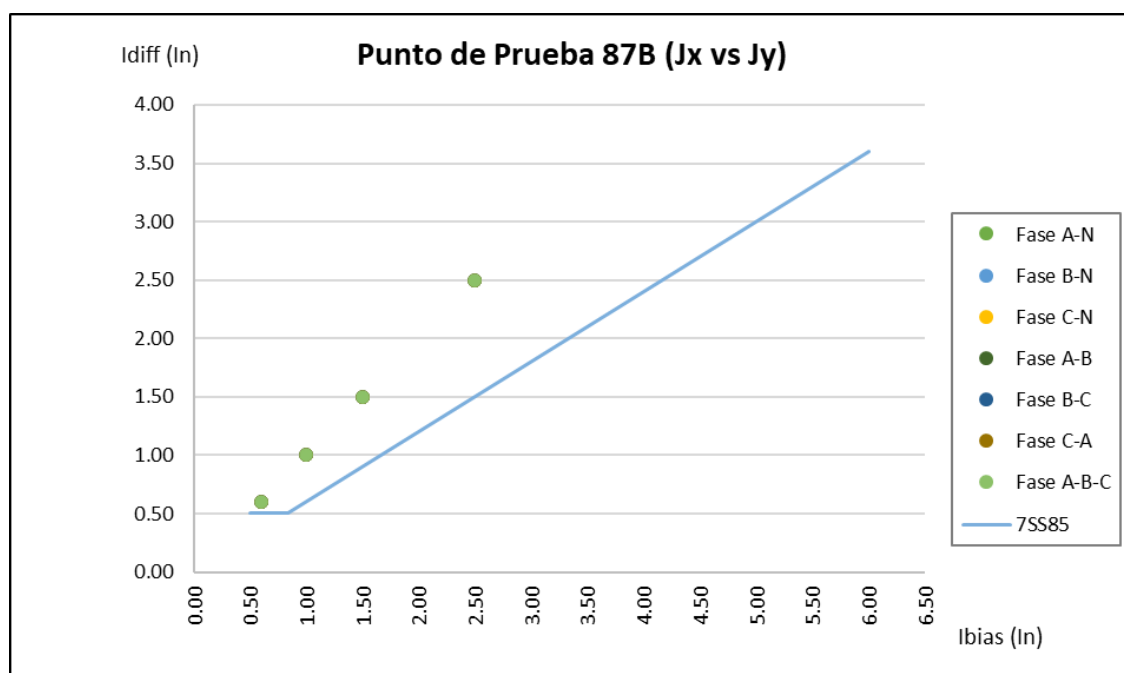
Nota: Fuente (Elaboración propia)

Tiempos de Operación

Con el módulo OMICRON Diff Trip Characteristic, se ubican los puntos de prueba por cada tipo de falla (Figura 159) y se realiza la inyección de corriente secundaria a cada par de Merging Unit, se evaluó la señal digital de disparo y se registró su tiempo de activación (ver Tabla 61, Tabla 62, Figura 160 y Figura 161).

Figura 159

Puntos de prueba para tiempos de operación 87B



Nota: Fuente (Elaboración propia)

Tabla 61

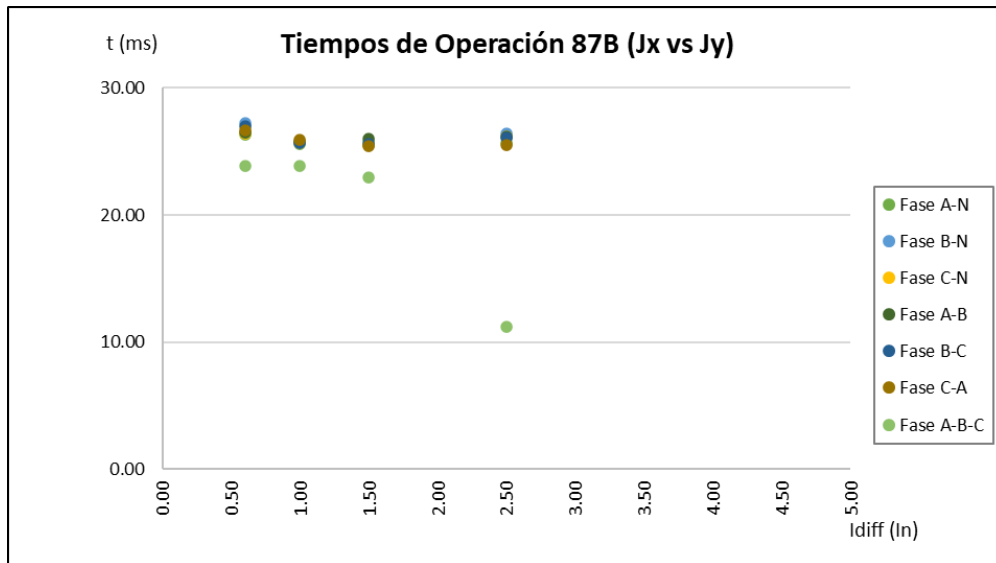
Tiempos de operación 87B en barra principal

Ibias (In)	Idiff (In)	Resultado de Tiempos de Disparo (ms)						
		A-N	B-N	C-N	A-B	B-C	C-A	A-B-C
0.60	0.60	26.30	27.20	26.40	26.50	27.00	26.70	23.90
1.00	1.00	25.60	25.80	25.70	25.80	25.70	25.90	23.90
1.50	1.50	25.80	25.50	25.50	26.00	25.60	25.40	23.00
2.50	2.50	25.70	26.40	26.20	26.20	26.10	25.50	11.20

Nota: Fuente (Elaboración propia)

Figura 160

Tiempos de operación 87B en barra principal



Nota: Fuente (Elaboración propia)

Tabla 62

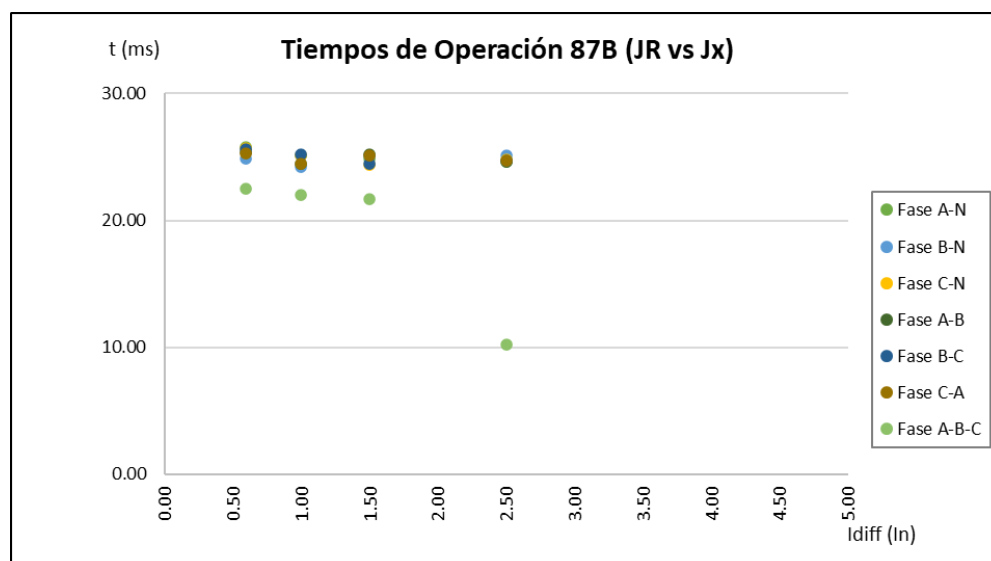
Tiempos de operación 87B en barra de transferencia

Ibias (ln)	Idiff (ln)	Resultado de Tiempos de Disparo (ms)						
		A-N	B-N	C-N	A-B	B-C	C-A	A-B-C
0.60	0.60	25.80	24.90	25.70	25.40	25.60	25.30	22.50
1.00	1.00	25.10	24.20	25.10	24.50	25.20	24.50	22.00
1.50	1.50	24.90	25.10	24.40	25.20	24.50	25.10	21.70
2.50	2.50	24.60	25.10	24.80	24.60	24.70	24.70	10.20

Nota: Fuente (Elaboración propia)

Figura 161

Tiempos de operación 87B en barra de transferencia



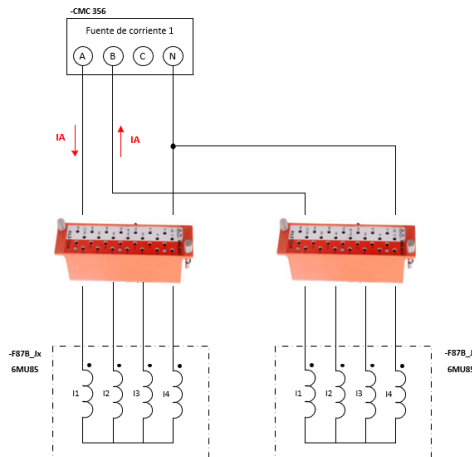
Nota: Fuente (Elaboración propia)

Estabilidad ante fallas externas

Con el módulo OMICRON QuickCMC, se inyectan corrientes por cada fase con una sola fuente de la CMC 356, de tal forma que sea una corriente pasante, es decir, que tengan la misma magnitud, pero desfasadas 180° (Figura 162). Para las bifásicas y trifásicas mantienen el mismo criterio, pero aquí se hace uso de las dos fuentes de corriente de la CMC 356 (Figura 163). En ambos casos, se evalúan la señal digital de disparo (que no se active durante 1 minuto) y se registra la corriente diferencial medida por la Unidad Central. (ver Tabla 63, Tabla 64, Figura 164 y Figura 165).

Figura 162

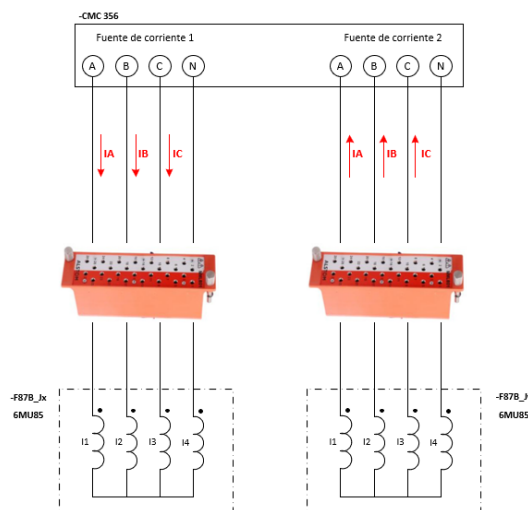
Esquema de prueba de estabilidad 87B, fallas monofásicas



Nota: Fuente (Elaboración propia)

Figura 163

Esquema de prueba de estabilidad 87B, fallas bifásicas y trifásicas



Nota: Fuente (Elaboración propia)

Tabla 63

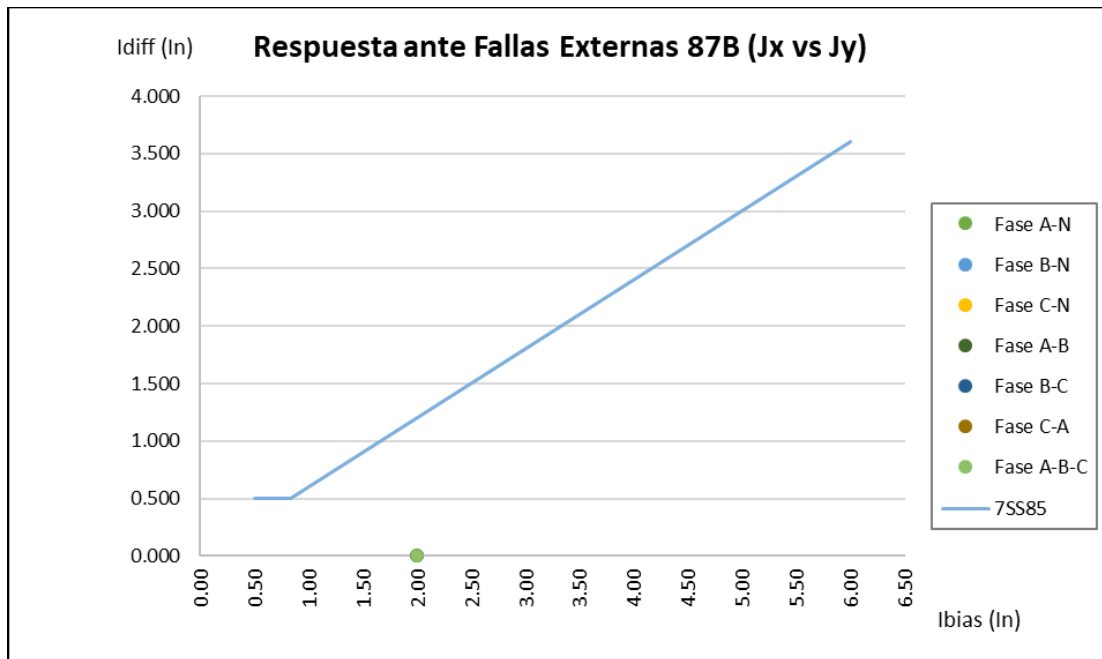
Idiff ante fallas externas 87B en barra principal

Ibias (In)	Resultado de Idiff (In)						
	A-N	B-N	C-N	A-B	B-C	C-A	A-B-C
2.00	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000

Nota: Fuente (Elaboración propia)

Figura 164

Fallas externas 87B en barra principal



Nota: Fuente (Elaboración propia)

Tabla 64

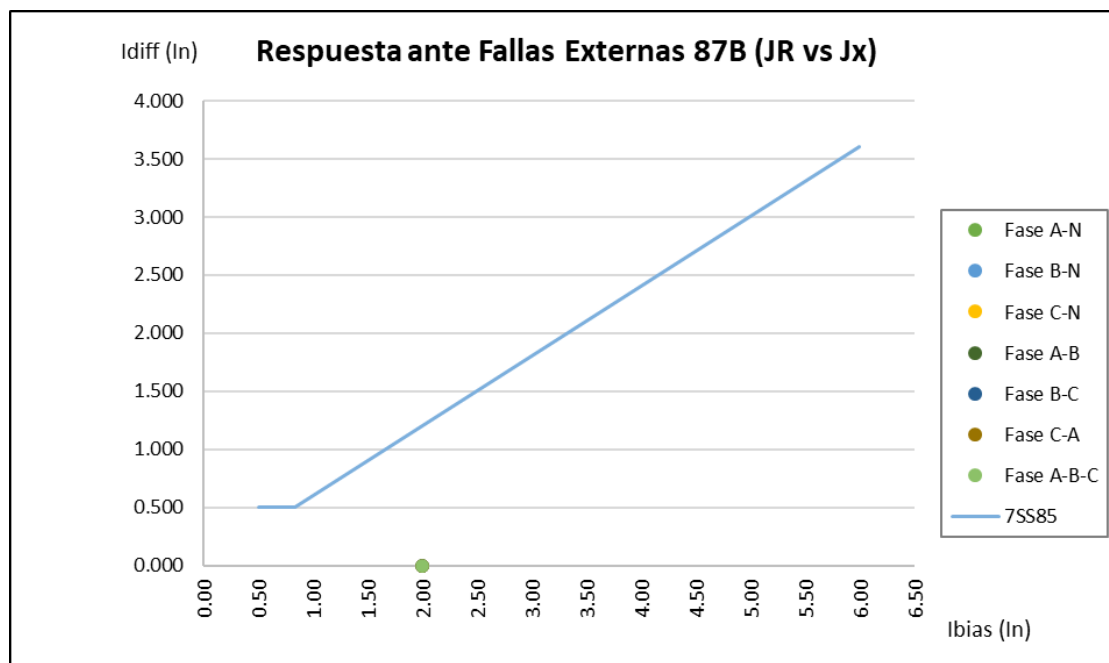
Idiff ante fallas externas 87B en barra de transferencia

Ibias (In)	Resultado de Idiff (In)						
	A-N	B-N	C-N	A-B	B-C	C-A	A-B-C
2.00	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000

Nota: Fuente (Elaboración propia)

Figura 165

Fallas externas 87B en barra de transferencia



Nota: Fuente (Elaboración propia)

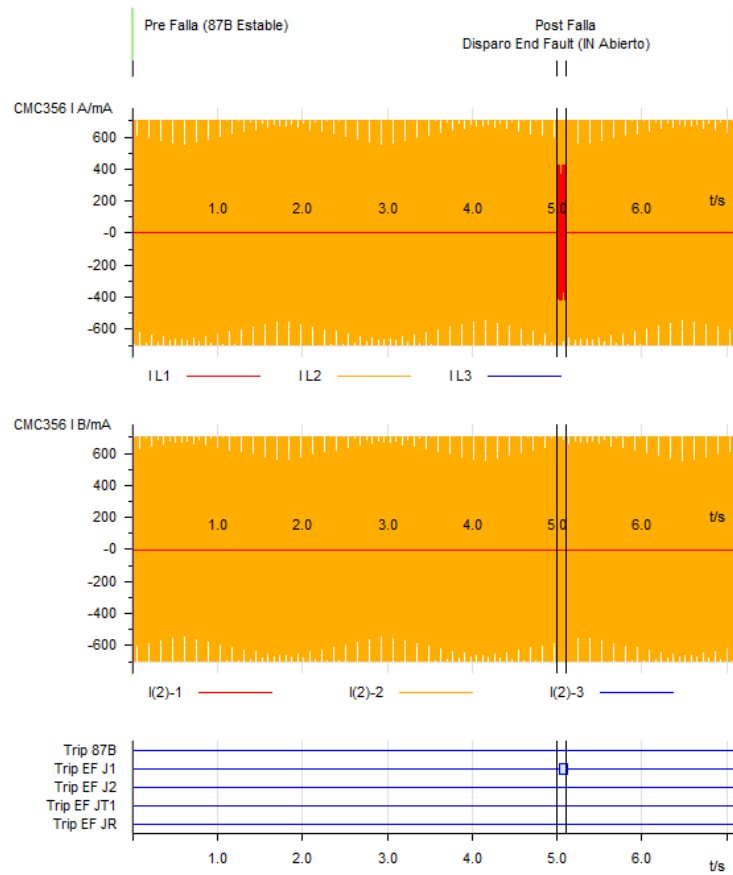
Zona muerta (End fault)

La función requiere que el interruptor este abierto, y que ocurra una falla entre el interruptor abierto y el transformador de corriente. Este evento, con las otras bahías en servicio, no debe generar falsos disparos a nuestro sistema diferencial de barras, solo debe emitir un envío DDT a su extremo remoto.

En la prueba, con el módulo OMICRON State Sequencer, primero se establece una estabilidad monofásica en las bahías en servicio, y se inyecta una corriente secundaria de falla a la bahía con interruptor abierto. Se evaluó la señal digital de disparo y se registró su tiempo de activación (ver Tabla 65 y Figura 168).

Figura 166

Prueba End Fault de J1



Nota: Fuente (Reporte de Pruebas)

Figura 167

Indicaciones de prueba End Fault de J1

Online access ▶ SIPROTEC 5 devices connected via USB ▶ F87B_CU (Assigned) ▶ Indications (Process)

Create snapshot ✕ Clear list CSY 0:0

✔ The values are displayed from normal operation.

Time stamp	Relative time	Indication	Value	Quality
(All)	(All)	(All)	(All)	(All)
11.01.2022 14:18:45.722	00:00:05:57...	Recording:Fault recorder:Control:Record made	off	good (process)
11.01.2022 14:18:45.523	00:00:05:57...	Recording:Fault recorder:Control:Record made	on	good (process)
11.01.2022 14:18:43.332	00:00:05:55...	Recording:Fault recorder:Control:Recording started	off	good (process)
11.01.2022 14:18:42.852	00:00:05:54...	Linea J1:52 J1:50EF 3pole:Operate	off	good (process)
11.01.2022 14:18:42.852	00:00:05:54...	Linea J1:52 J1:50EF 3pole:Pickup	off	good (process)
11.01.2022 14:18:42.836	00:00:05:54...	Linea J1:52 J1:50EF 3pole:Operate delay expired	off	good (process)
11.01.2022 14:18:42.756	00:00:05:54...	Recording:Fault recorder:Control:Recording started	on	good (process)
11.01.2022 14:18:42.756	00:00:05:54...	Recording:Fault recorder:Control:Fault number	269	good (process)
11.01.2022 14:18:42.756	00:00:05:54...	Linea J1:52 J1:50EF 3pole:Pickup	on	good (process)
11.01.2022 14:18:42.756	00:00:05:54...	Linea J1:52 J1:50EF 3pole:Operate delay expired	on	good (process)
11.01.2022 14:18:42.756	00:00:05:54...	Linea J1:52 J1:50EF 3pole:Operate	on	good (process)
11.01.2022 14:18:42.756	00:00:05:54...	Linea J1:52 J1:50EF 3pole:Operate	on	good (process)
11.01.2022 14:12:48.077	00:00:00:00...	Acople JR:52JR:Circuit break.:CB open hours	2	good (process)

Nota: Fuente (Elaboración propia)

Tabla 65

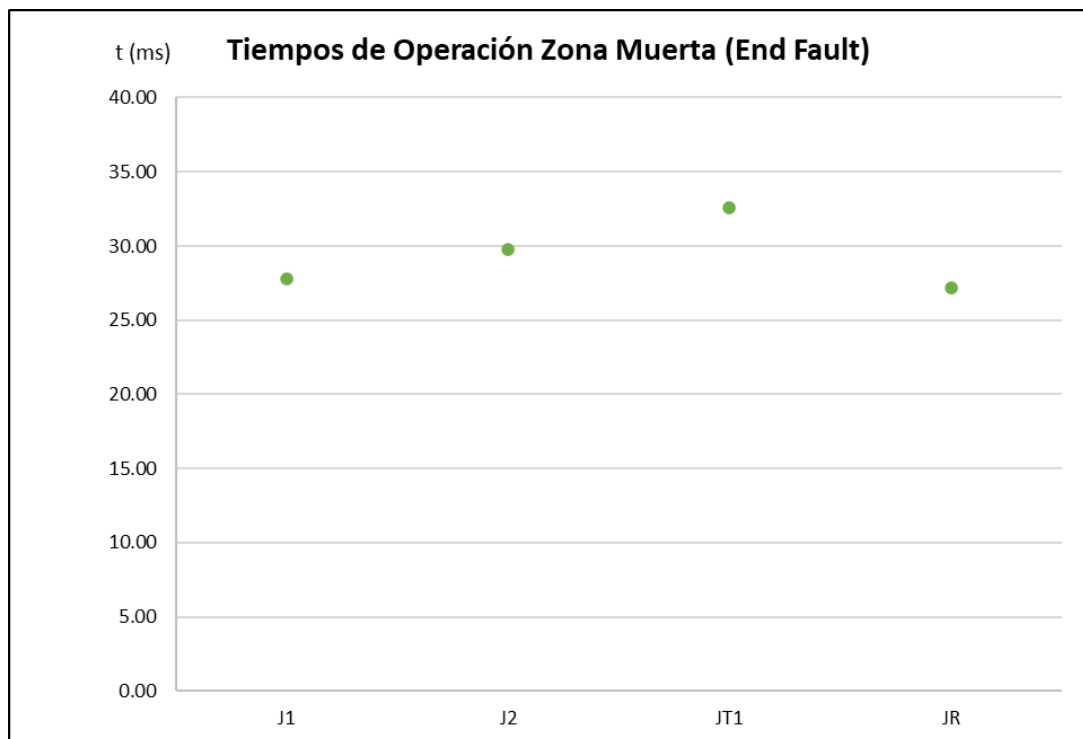
Tiempos de operación End Fault

Punto Prueba	Resultado de Tiempos de Disparo (ms)
J1	27.80
J2	29.80
JT1	32.60
JR	27.20

Nota: Fuente (Elaboración propia)

Figura 168

Tiempos de operación End Fault



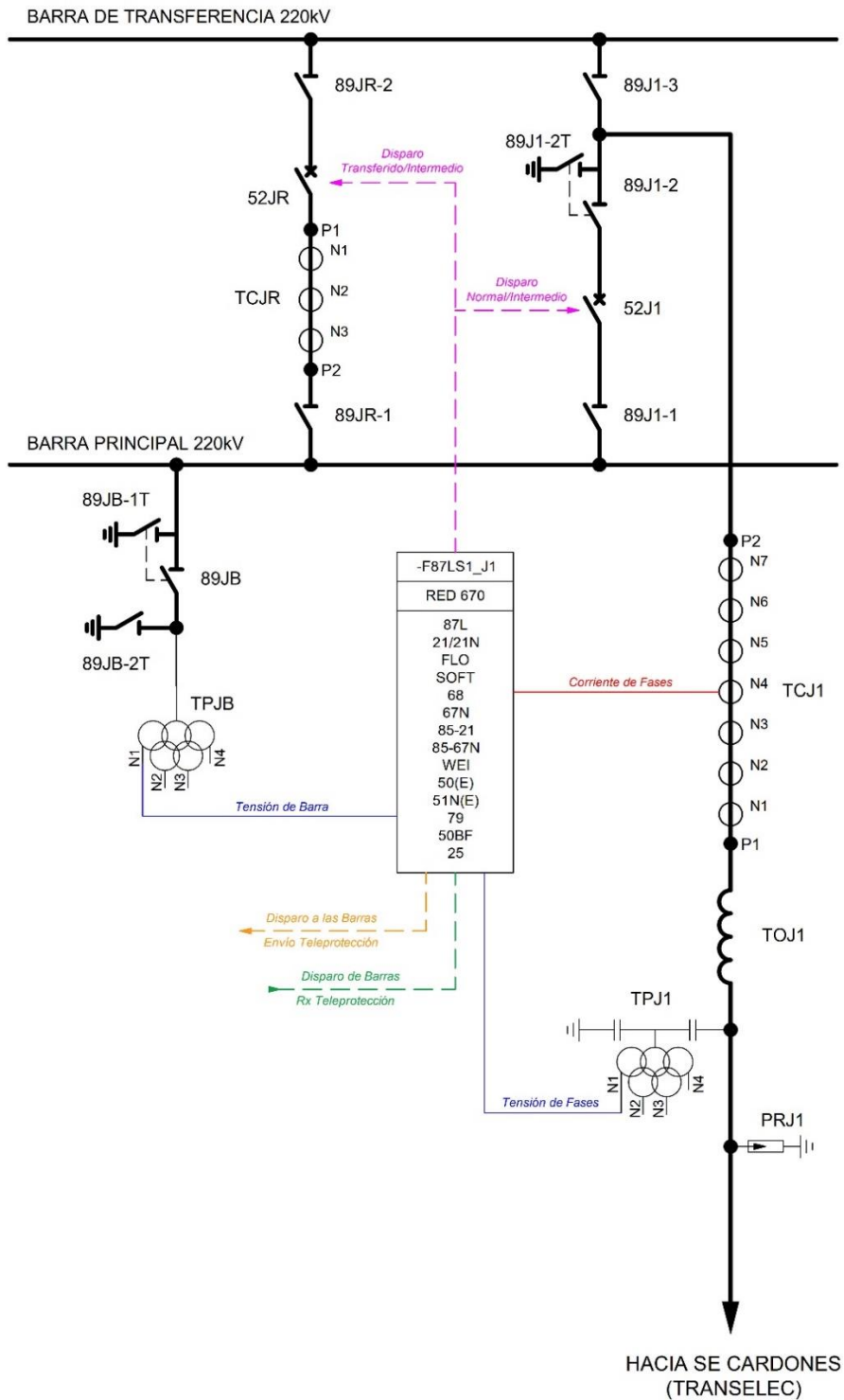
Nota: Fuente (Elaboración propia)

4.2.3 Bahía convencional Línea a SE Cardones

La bahía convencional de línea J1 (Figura 169), está compuesta, de manera simplificada, por un relé de protección en nivel 1 (RED670).

Figura 169

Diagrama Unifilar de Protección de la línea a SE Cardones

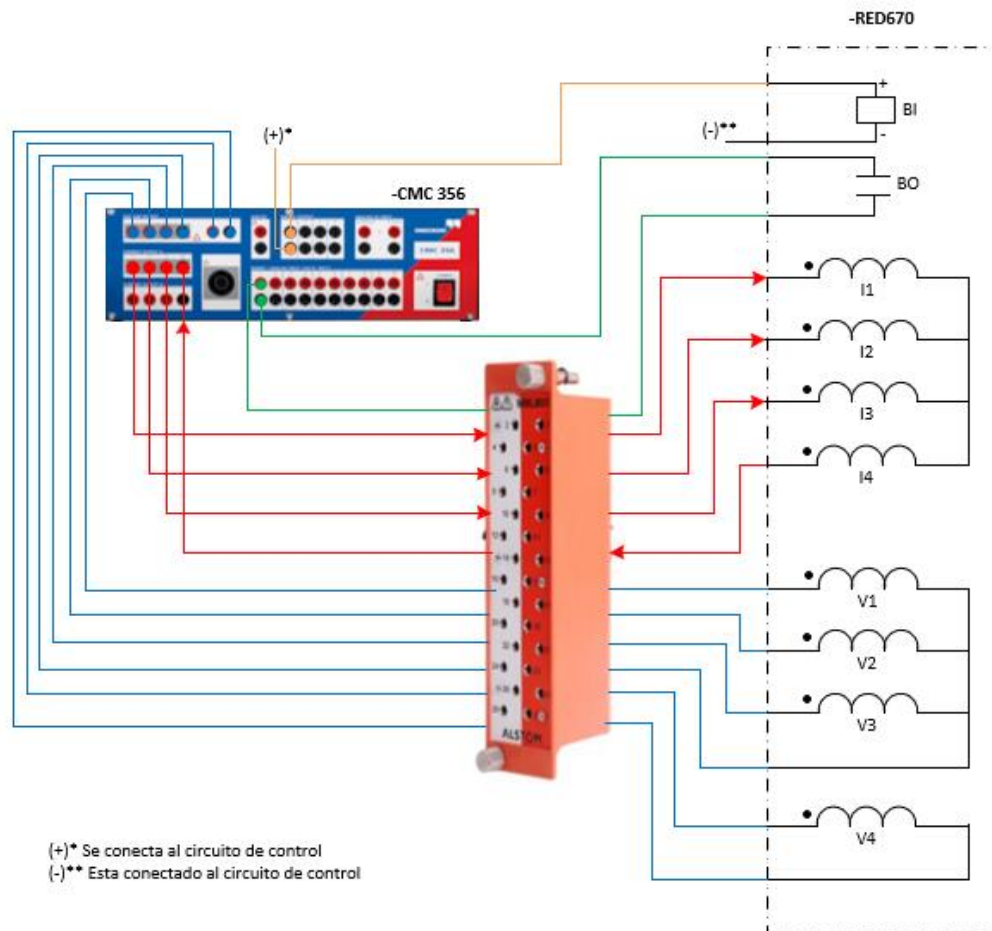


Nota: Fuente (Elaboración propia)

Se probó bajo el siguiente esquema (Figura 170), para lo cual se inyectaron corrientes y tensiones secundarias requeridas para la operación de cada función de protección habilitada. Algunas funciones de protección, requieren, que se activen ciertas señales digitales para operar, esto se realiza activando las entradas binarias (BI) necesarias del relé de protección con la salida controlada del equipo de pruebas. Para evaluar la operación correcta del relé de protección, en cada prueba se evalúan las señales necesarias, activando las entradas binarias del equipo de pruebas con la respuesta de la salida binaria (BO) del relé bajo prueba.

Figura 170

Esquema de prueba implementado para la protección de línea



Nota: Fuente (Elaboración propia)

A continuación, se muestra el detalle de las pruebas y los resultados obtenidos.

a) Prueba de medidas

Es la primera prueba que debe realizarse, aquí se verifica la correcta medición en magnitud, fase y relación de transformación de las corrientes y tensiones, contrastando los valores inyectados con los valores que muestran los relés de protección.

Con el módulo OMICRON QuickCMC, se inyectan las corrientes y tensiones secundarias al relé de protección. Las siguientes tablas muestran los resultados obtenidos.

Tabla 66

Medida de corrientes fases

Prueba	Señal		Valor Inyectado (A sec)	Valor Calculado (A Prim)	Valor Medido (A Prim)	Desviación Absoluta (A Prim)	Desviación Relativa
100/60/20%	IA	∠ 0°	1.00	800.00	800.35	0.35	0.04%
	IB	∠ -120°	0.60	480.00	480.07	0.07	0.01%
	IC	∠ 120°	0.20	160.00	159.63	-0.37	-0.23%
	IN (3I0)	∠ -30°	0.69	554.40	554.53	0.13	0.02%
100%	IA	∠ 0°	1.00	800.00	800.33	0.33	0.04%
	IB	∠ -120°	1.00	800.00	800.00	0.00	0.00%
	IC	∠ 120°	1.00	800.00	800.36	0.36	0.05%

Nota: Fuente (Elaboración propia)

Tabla 67

Medida de tensiones fases

Prueba	Señal		Valor Inyectado (V sec)	Valor Calculado (kV Prim)	Valor Medido (kV Prim)	Desviación Absoluta (kV Prim)	Desviación Relativa
100/60/20%	VA	∠ 0°	66.40	132.79	132.89	0.10	0.07%
	VB	∠ -120°	39.84	79.67	79.75	0.07	0.09%
	VC	∠ 120°	13.28	26.56	26.58	0.02	0.09%
	VN (3V0)	∠ -30°	46.01	92.02	92.06	0.03	0.04%
100%	VA	∠ 0°	66.40	132.79	132.91	0.12	0.09%
	VB	∠ -120°	66.40	132.79	132.90	0.11	0.08%
	VC	∠ 120°	66.40	132.79	132.93	0.14	0.11%

Nota: Fuente (Elaboración propia)

Tabla 68

Medida de tensión de barra

Prueba	Señal		Valor Inyectado (V sec)	Valor Calculado (kV Prim)	Valor Medido (kV Prim)	Desviación Absoluta (kV Prim)	Desviación Relativa
100%	VB	∠ -120°	66.40	132.79	132.96	0.17	0.13%

Nota: Fuente (Elaboración propia)

b) Funciones de Protección

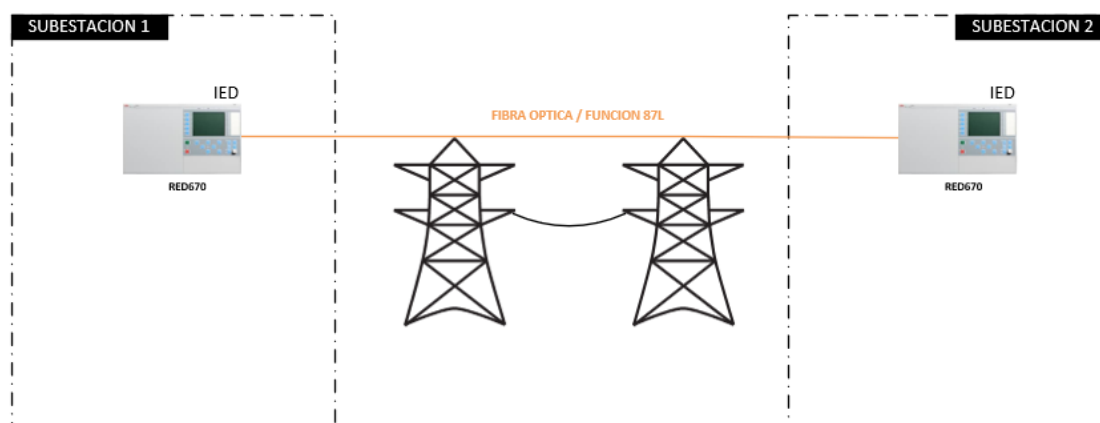
Después de realizar las pruebas de medidas, se procede a realizar las pruebas de las funciones de protección habilitadas, las cuales se pasan a detallar.

Función Diferencial de Línea (87L)

Para probar esta función, es necesario, tener un relé de protección disponible en cada extremo de la línea. Se debe verificar que se encuentren enlazados y comunicados por el canal de fibra óptica dedicado, que poseen para esta función de protección (Figura 171). Esto es indispensable para el intercambio de señales de corriente en magnitud y ángulo entre ambos relés, y la operación de la función de protección.

Figura 171

Enlace de fibra óptica para la función 87L



Nota: Fuente (Elaboración propia)

Las pruebas realizadas se muestran en la siguiente tabla.

Tabla 69

Resumen de pruebas de la función 87L

Prueba	Detalle				
Corriente de arranque y reposición	Fases	A-B	B-C	C-A	A-B-C
	Tierra	A-N	B-N	C-N	
Característica de la curva de operación	Fases	A-B	B-C	C-A	A-B-C
	Tierra	A-N	B-N	C-N	
Disparo y no disparo	Fases	A-B	B-C	C-A	A-B-C
	Tierra	A-N	B-N	C-N	
Tiempos de operación	Fases	A-B	B-C	C-A	A-B-C
	Tierra	A-N	B-N	C-N	
Estabilidad ante fallas externas	Fases	A-B	B-C	C-A	A-B-C
	Tierra	A-N	B-N	C-N	

Nota: Fuente (Elaboración propia)

Para la prueba se evaluarán las siguientes señales.

Tabla 70

Señales digitales evaluadas para 87L

Fuente (BO)	Descripción de Señal a Evaluar	Registro en CMC 356 (BI)
RED670	Disparo fase A por 87L extremo local	Local_Trip A
	Disparo fase B por 87L extremo local	Local_Trip B
	Disparo fase C por 87L extremo local	Local_Trip C
	Arranque general 87L	Start
	Disparo fase A por 87L extremo local	Remote_Trip A
	Disparo fase B por 87L extremo local	Remote_Trip B
	Disparo fase C por 87L extremo local	Remote_Trip C

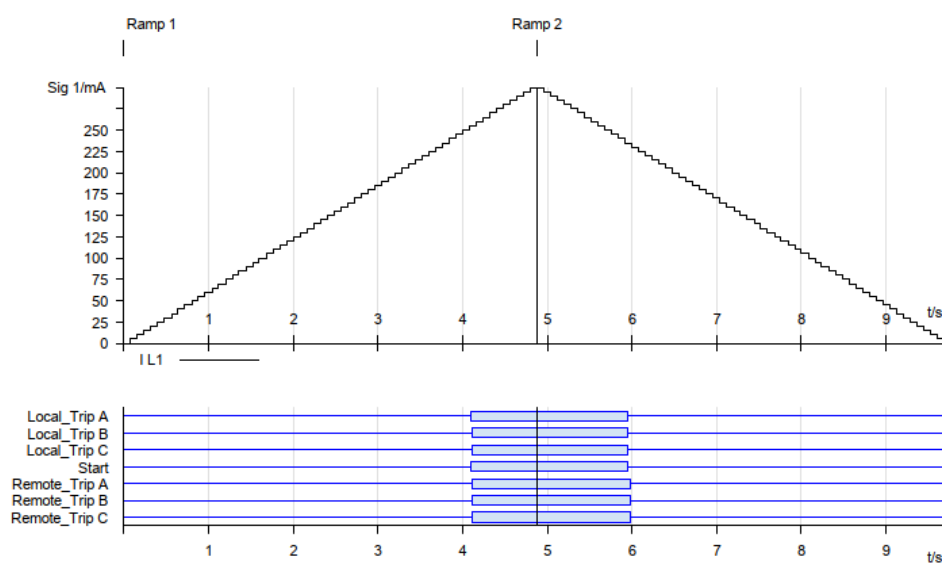
Nota: Fuente (Elaboración propia)

Corriente de arranque y reposición

Se evalúan las señales digitales que emite el relé de protección cuando se realiza una inyección en cada extremo de la línea, de corriente creciente y decreciente con el módulo OMICRON Ramping (Figura 172), y se registró los valores de corriente ante cada activación y desactivación de las señales digitales (Figura 173).

Figura 172

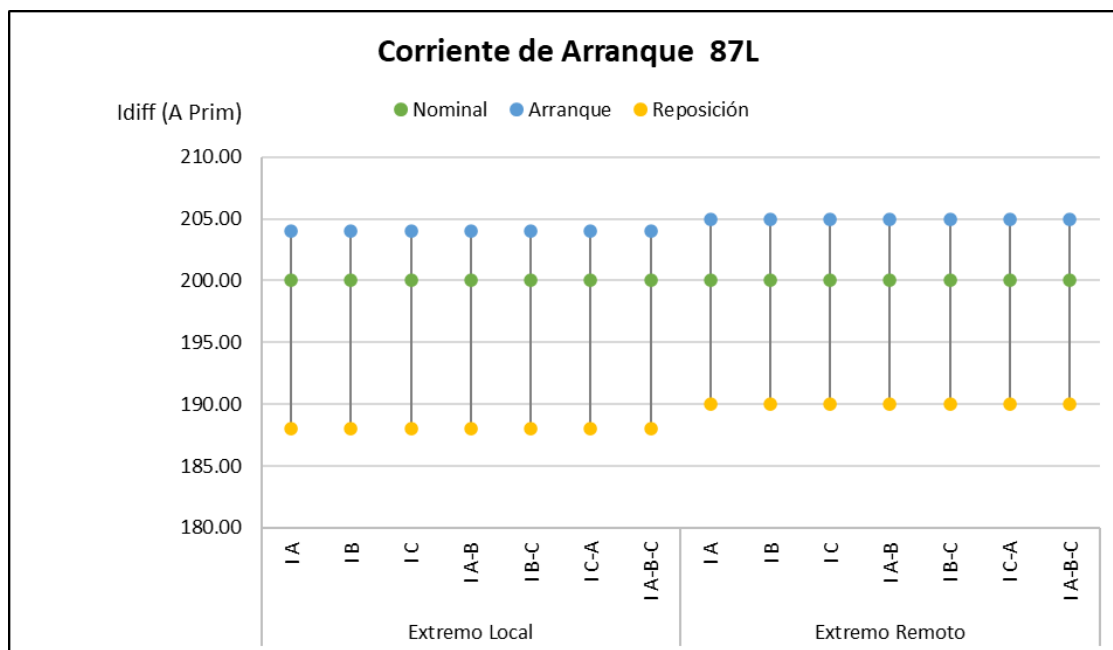
Prueba de corriente de arranque 87L



Nota: Fuente (Reporte de Pruebas)

Figura 173

Corriente de arranque 87L



Nota: Fuente (Elaboración propia)

Característica de la Curva de Operación

En el Test Object de la CMC 356, se ingresaron la relación de transformadores de corriente de ambos extremos de la línea (Figura 174) y los valores de ajuste de la curva de la función 87L del relé de protección.

Figura 174

Datos de transformadores de corriente en extremos de la línea

CT:

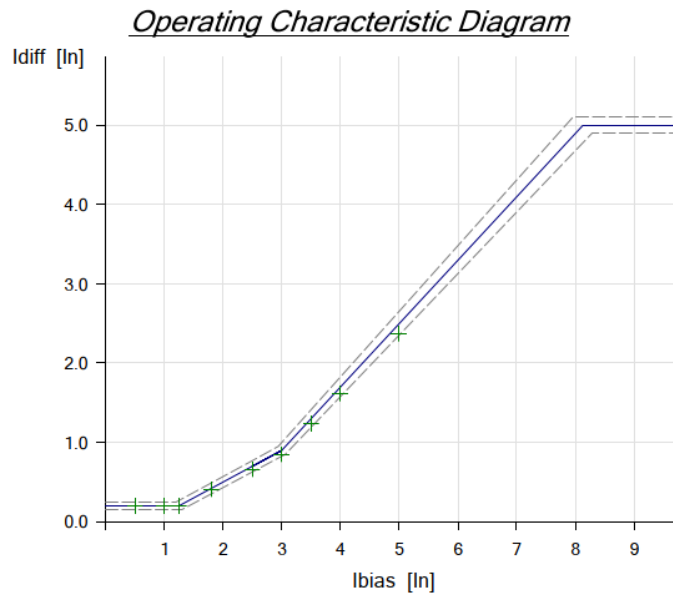
Winding/Leg Name:	LOCAL	REMOTO
CT Current Prim:	800.00 A	1000.00 A
CT Current Sec:	1.00 A	1.00 A
CT Grounding:	tow. Prot. Obj.	tow. Prot. Obj.
Gnd CT Prim Current:	200.00 A	800.00 A
Gnd CT Sec Current:	1.00 A	1.00 A
Gnd CT Grounding:	n/a	n/a

Nota: Fuente (Reporte de Pruebas)

Con el módulo OMICRON Diff Operating Characteristic, se ubican los puntos de prueba de corriente de restricción por cada tipo de falla y se procede a la inyección de corriente secundaria en ambos extremos de la línea (Figura 175), se evaluó la señal digital de disparo y se registró su tiempo de activación (ver Tabla 71 y Figura 176).

Figura 175

Prueba de característica de la curva 87L



Nota: Fuente (Reporte de Pruebas)

Tabla 71

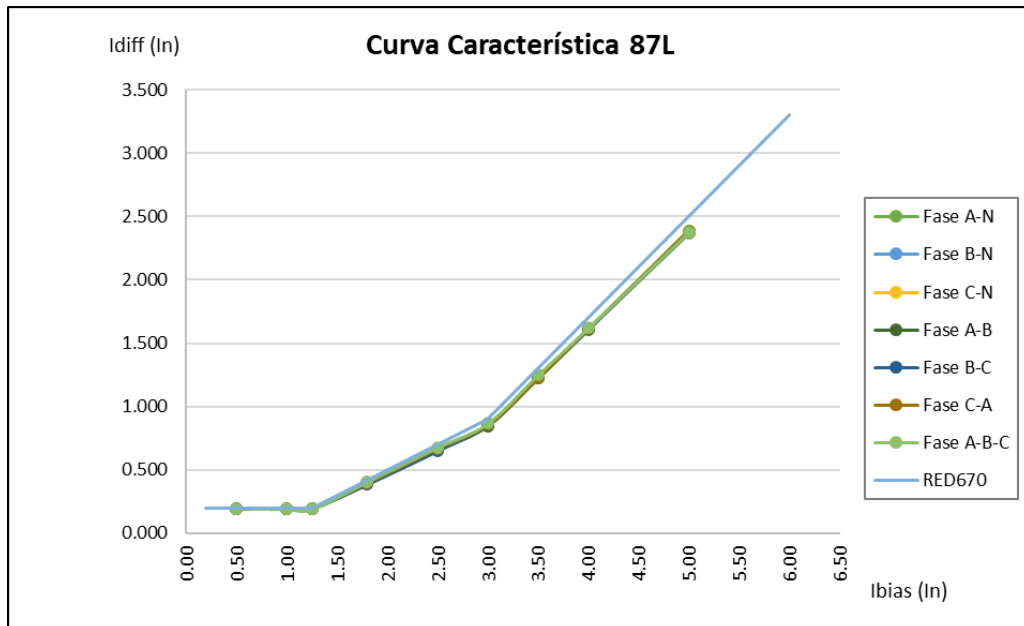
Idiff vs Ibias de 87L

Ibias (In)	Resultado de Idiff (In)						
	A-N	B-N	C-N	A-B	B-C	C-A	A-B-C
0.50	0.197	0.197	0.197	0.197	0.197	0.197	0.197
1.00	0.197	0.197	0.197	0.197	0.197	0.197	0.191
1.25	0.197	0.197	0.197	0.197	0.197	0.197	0.191
1.80	0.407	0.398	0.398	0.389	0.389	0.398	0.407
2.50	0.661	0.661	0.661	0.661	0.652	0.669	0.678
3.00	0.849	0.859	0.849	0.849	0.859	0.859	0.868
3.50	1.235	1.228	1.235	1.222	1.242	1.222	1.249
4.00	1.613	1.613	1.613	1.605	1.613	1.613	1.620
5.00	2.367	2.376	2.376	2.385	2.376	2.385	2.376

Nota: Fuente (Elaboración propia)

Figura 176

Característica de la curva 87L



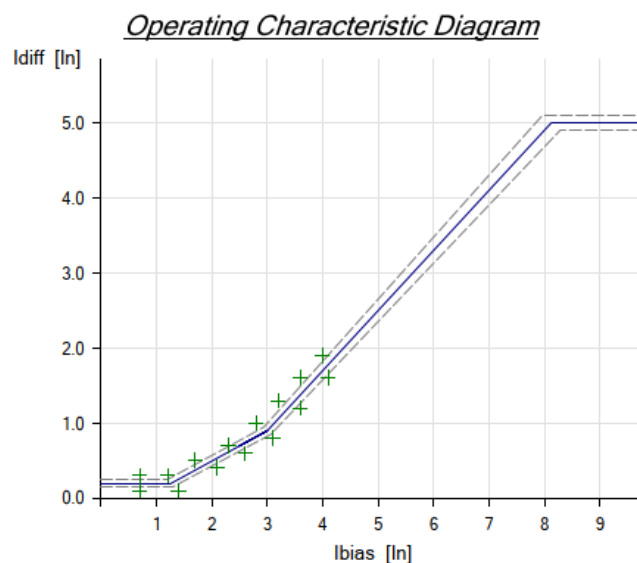
Nota: Fuente (Elaboración propia)

Disparo y no disparo

Con el módulo OMICRON Diff Operating Characteristic, se ubican los puntos de prueba por cada tipo de falla y se realiza la inyección de corriente en ambos extremos de la línea (Figura 177), se evaluó la señal digital de disparo y se registró su tiempo de activación (ver Tabla 72 y Figura 178).

Figura 177

Puntos de prueba para disparo y no disparo 87L



Nota: Fuente (Reporte de Pruebas)

Tabla 72

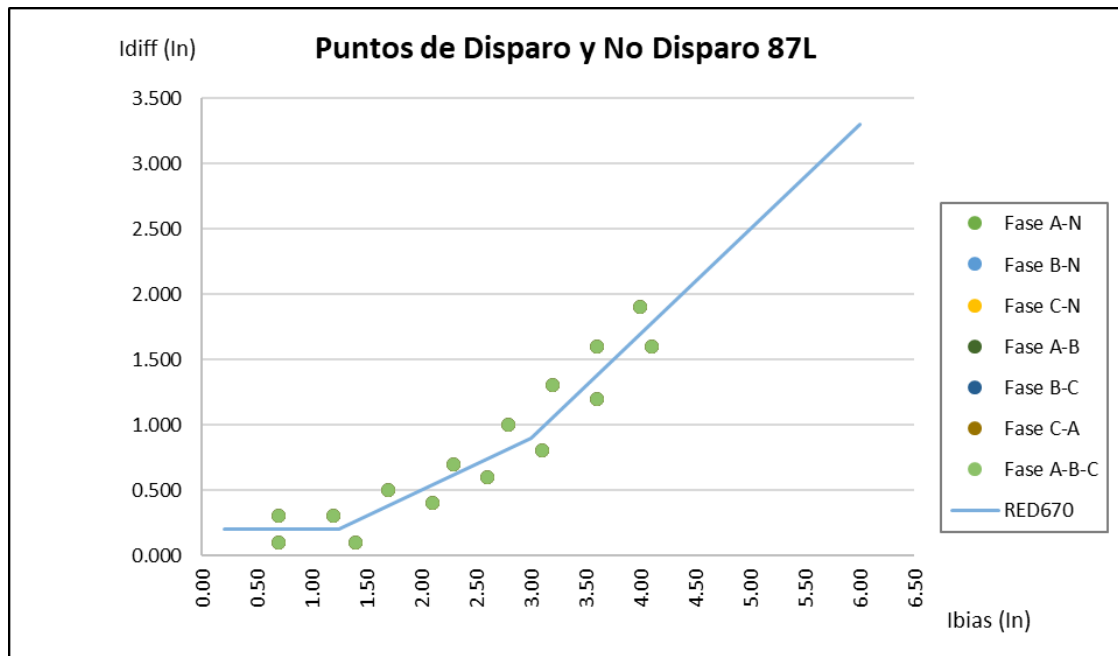
Tiempos para disparo y no disparo 87L

Ibias (In)	Idiff (In)	Resultado de Tiempos de Disparo (ms)						
		A-N	B-N	C-N	A-B	B-C	C-A	A-B-C
0.70	0.300	43.80	41.50	47.30	44.00	41.60	43.10	40.00
0.70	0.100	N/T	N/T	N/T	N/T	N/T	N/T	N/T
1.20	0.300	45.10	42.90	43.00	43.60	43.60	43.20	45.80
1.40	0.100	N/T	N/T	N/T	N/T	N/T	N/T	N/T
1.70	0.500	44.50	43.50	48.10	43.50	44.50	43.10	45.40
2.10	0.400	N/T	N/T	N/T	N/T	N/T	N/T	N/T
2.30	0.700	43.80	43.50	46.80	46.40	45.50	42.70	40.50
2.60	0.600	N/T	N/T	N/T	N/T	N/T	N/T	N/T
2.80	1.000	44.10	44.70	43.20	43.50	46.60	43.10	42.00
3.10	0.800	N/T	N/T	N/T	N/T	N/T	N/T	N/T
3.20	1.300	46.40	41.80	41.70	42.80	46.10	43.80	44.60
3.60	1.200	N/T	N/T	N/T	N/T	N/T	N/T	N/T
3.60	1.600	43.30	45.90	43.80	45.60	45.50	43.50	46.40
4.10	1.600	N/T	N/T	N/T	N/T	N/T	N/T	N/T
4.00	1.900	45.90	44.70	45.00	48.20	43.20	44.40	40.80

Nota: Fuente (Elaboración propia)

Figura 178

Disparo y no disparo 87L



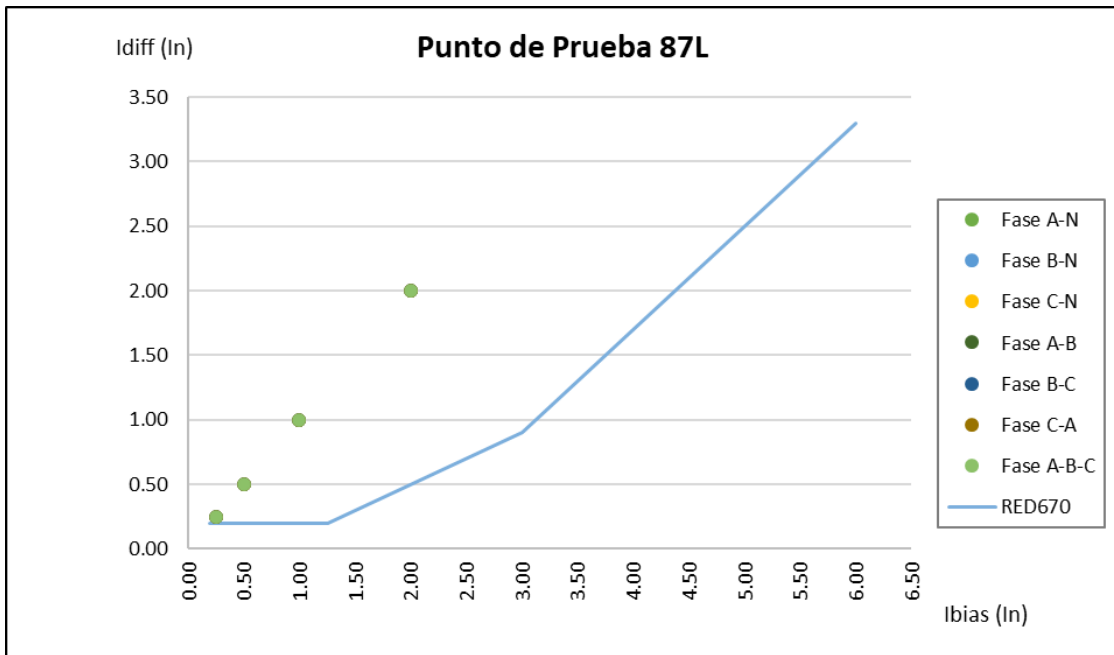
Nota: Fuente (Elaboración propia)

Tiempos de operación

Con el módulo OMICRON Diff Trip Characteristic, se ubican los puntos de prueba por cada tipo de falla y se realiza la inyección de corriente en ambos extremos de la línea (Figura 179), se evaluó la señal digital de disparo y se registró su tiempo de activación (ver Tabla 73 y Figura 180).

Figura 179

Puntos de prueba para tiempos de operación 87L



Nota: Fuente (Elaboración propia)

Tabla 73

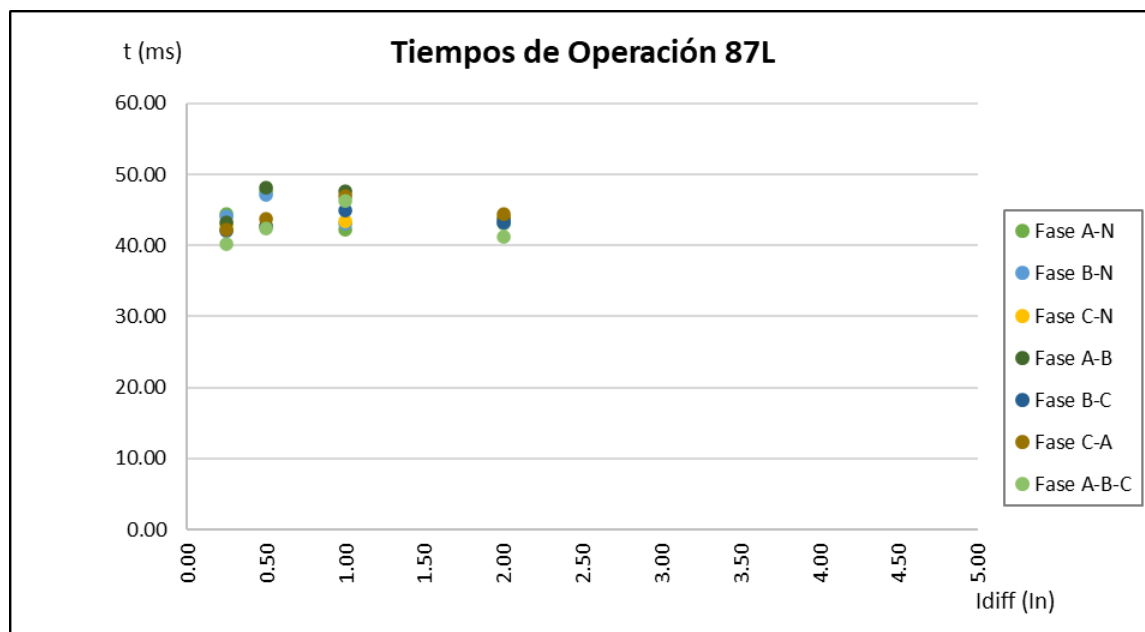
Tiempos de operación 87L

Ibias (In)	Idiff (In)	Resultado de Tiempos de Disparo (ms)						
		A-N	B-N	C-N	A-B	B-C	C-A	A-B-C
0.25	0.25	44.50	44.10	42.90	43.30	42.00	42.20	40.20
0.50	0.50	47.70	47.20	42.80	48.20	42.70	43.80	42.40
1.00	1.00	42.20	43.10	43.40	47.70	45.00	46.90	46.20
2.00	2.00	43.10	43.30	44.10	43.70	43.20	44.40	41.20

Nota: Fuente (Elaboración propia)

Figura 180

Tiempos de operación 87L



Nota: Fuente (Elaboración propia)

Estabilidad ante fallas externas

Con el módulo OMICRON Diff Configuration, se elige la magnitud de la corriente de restricción y se realiza la inyección de corriente en ambos extremos de la línea, se evaluó la señal digital de disparo (que no se active durante 1 minuto) y se registró la corriente diferencial medida. (ver Tabla 74 y Figura 181).

Tabla 74

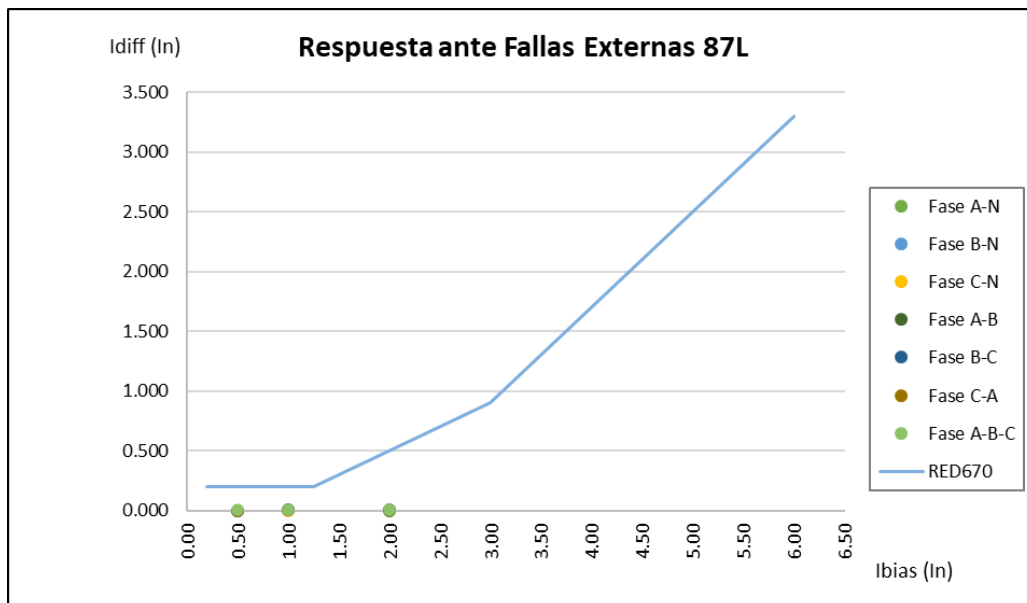
Fallas externas 87L

Ibias (In)	Resultado de Idiff (In)						
	A-N	B-N	C-N	A-B	B-C	C-A	A-B-C
0.50	0.004	0.003	0.001	0.003	0.001	0.002	0.005
1.00	0.009	0.006	0.003	0.005	0.004	0.006	0.007
2.00	0.005	0.005	0.002	0.003	0.004	0.007	0.005

Nota: Fuente (Elaboración propia)

Figura 181

Fallas externas 87L



Nota: Fuente (Elaboración propia)

Función Distancia (21/21N)

Para probar esta función, primeramente, se requiere importar en el Test Object de la CMC 356, el archivo.rio (que contiene todos los parámetros ajustados de la función) procedente de la configuración del relé de protección.

Las pruebas realizadas se muestran en la siguiente tabla.

Tabla 75

Resumen de pruebas de la función 21/21N

Prueba	Detalle				
	Característica de la zona de operación	Fases	A-B	B-C	C-A
	Tierra	A-N	B-N	C-N	
Disparo, no disparo y tiempos de operación	Fases	A-B	B-C	C-A	A-B-C
	Tierra	A-N	B-N	C-N	

Nota: Fuente (Elaboración propia)

Para la prueba se evaluarán las siguientes señales.

Tabla 76

Señales digitales evaluadas para 21/21N

Fuente (BO)	Descripción de Señal a Evaluar	Registro en CMC 356 (BI)
RED670	Disparo fase A	Trip A
	Disparo fase B	Trip B
	Disparo fase C	Trip C

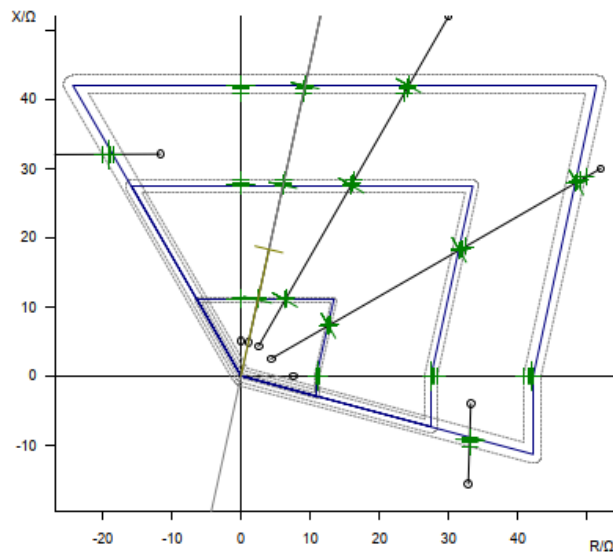
Nota: Fuente (Elaboración propia)

Característica de la zona de operación

Con el módulo OMICRON Advanced Distance, se trazan segmentos que deben cruzarse con los límites de las zonas de la función, esto se realizó por cada tipo de falla. La prueba es automática, evalúa la señal digital de disparo con cada activación y tiempo de las zonas. (Ver Figura 182 y Figura 183).

Figura 182

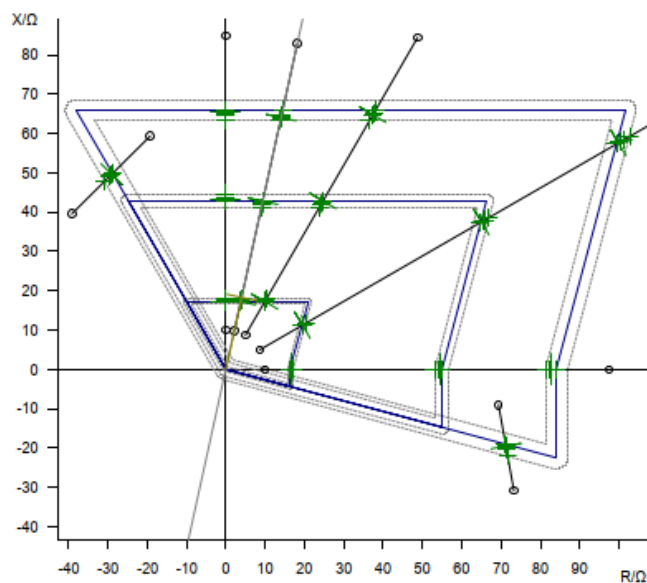
Característica de la curva 21 fases



Nota: Fuente (Reporte de pruebas)

Figura 183

Característica de la curva 21N tierra



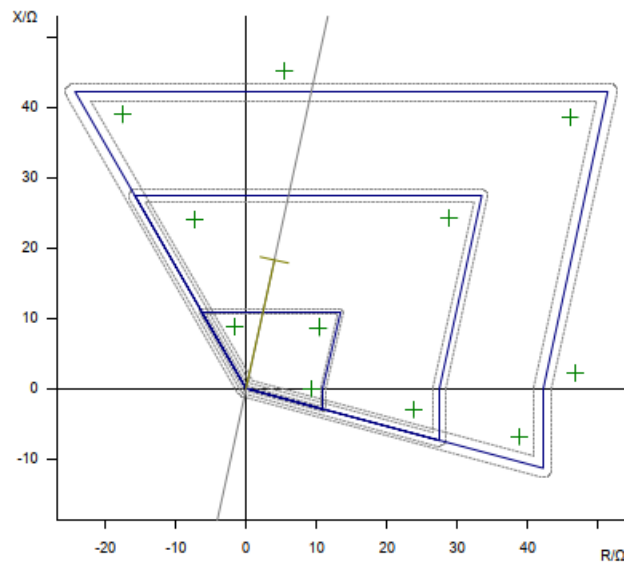
Nota: Fuente (Reporte de pruebas)

Disparo, no disparo y tiempos de operación

Con el módulo OMICRON Advanced Distance, se ubican los puntos de prueba por cada tipo de falla (Figura 184 y Figura 185) y se realiza la inyección de corriente y tensión secundaria al relé de protección, se evaluó la señal digital de disparo y se registró su tiempo de activación (ver Tabla 77 y Figura 186).

Figura 184

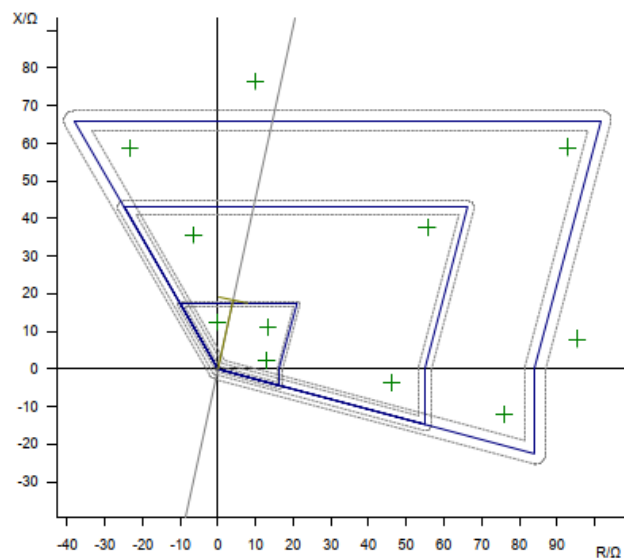
Puntos de prueba para disparo, no disparo y tiempos 21 fases



Nota: Fuente (Reporte de pruebas)

Figura 185

Puntos de prueba para disparo, no disparo y tiempos 21N tierra



Nota: Fuente (Reporte de pruebas)

Tabla 77

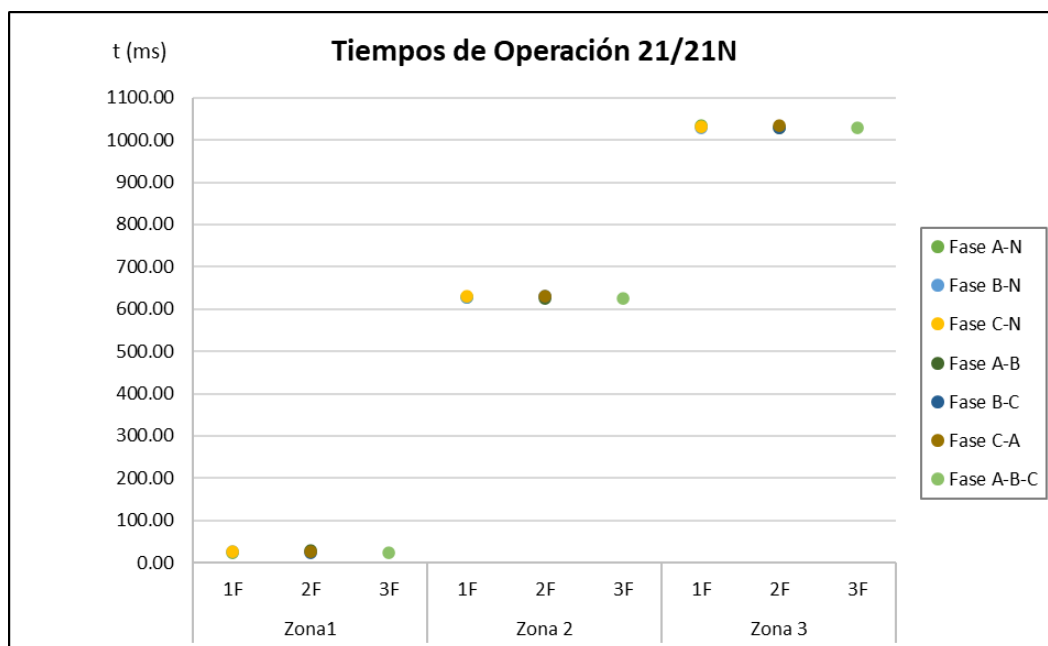
Tiempos de operación 21/21N

Zona	Punto Prueba	Resultado de Tiempos de Disparo (ms)						
		A-N	B-N	C-N	A-B	B-C	C-A	A-B-C
Zona1	1F	23.80	25.10	25.80				
	2F				28.40	24.60	25.80	
	3F							23.90
Zona 2	1F	627.60	628.30	630.90				
	2F				625.40	630.20	629.50	
	3F							624.30
Zona 3	1F	1035.00	1029.00	1032.00				
	2F				1030.00	1030.00	1033.00	
	3F							1029.00

Nota: Fuente (Elaboración propia)

Figura 186

Tiempos de operación 21/21N



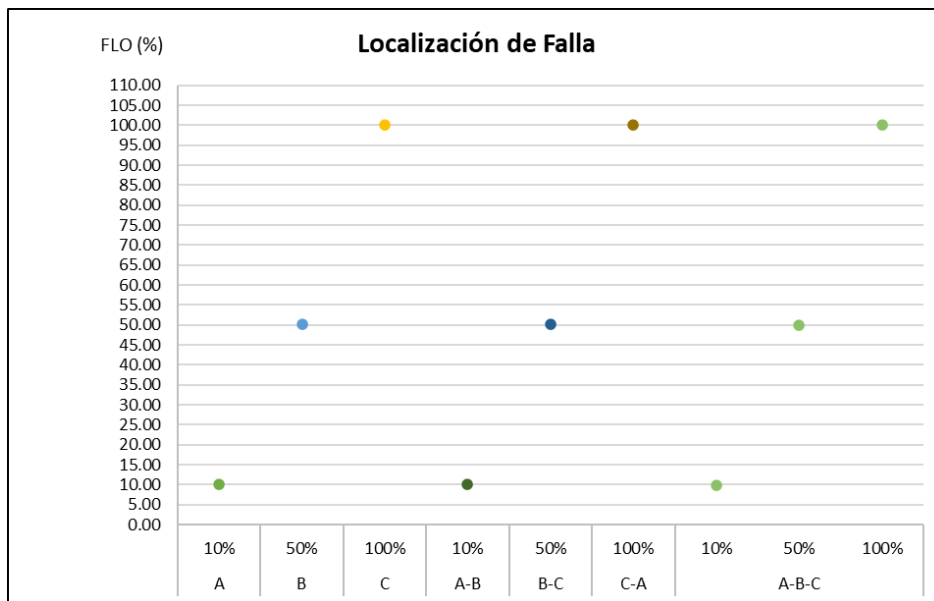
Nota: Fuente (Elaboración propia)

Localización de Fallas (FLO)

Con el módulo OMICRON Advanced Distance, se ubican los puntos de prueba, de acuerdo al porcentaje que se quiere medir, por cada tipo de falla. Se realiza la inyección de corriente y tensión secundaria al relé de protección, se evaluó la señal digital de disparo y se registró el porcentaje calculado de la distancia de la falla por el relé de protección (ver Tabla 78 y Figura 187).

Tabla 78*Porcentaje de distancia de falla calculada*

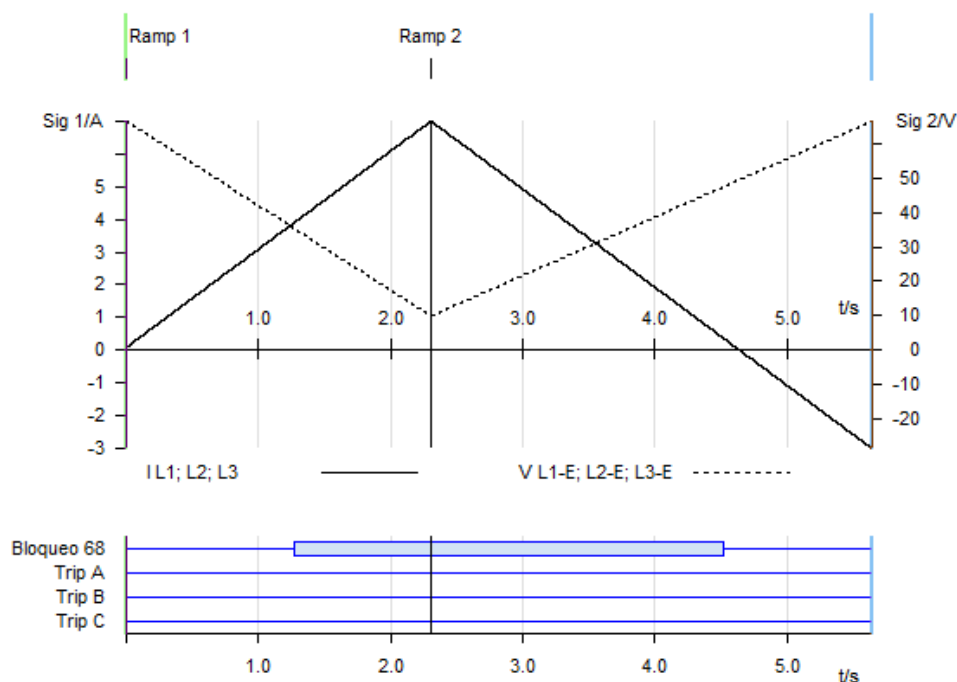
Zona	Punto Prueba	Resultado de Localización de Falla (%)						
		A-N	B-N	C-N	A-B	B-C	C-A	A-B-C
A	10%	10.00						
B	50%		50.20					
C	100%			100.00				
A-B	10%				10.10			
B-C	50%					50.10		
C-A	100%						100.00	
	10%							9.90
A-B-C	50%							50.00
	100%							100.00

Nota: Fuente (Elaboración propia)**Figura 187***Localización de falla**Nota:* Fuente (Elaboración propia)**Función bloqueo por Oscilación de Potencia (68)**

Con el módulo OMICRON Ramping, se inyecta una oscilación de potencia, variando simultáneamente la corriente y la tensión. Se evaluó que la señal digital de bloqueo se active, y no se emitió algún disparo.

Figura 188

Prueba y resultado de bloqueo por oscilación de potencia 68



Nota: Fuente (Reporte de pruebas)

Función Sobrecorriente Direccional a Tierra (67N)

Para probar esta función se requiere inyectar las corrientes y tensiones secundarias para fallas a tierra, al relé de protección. Además, el desfase de la corriente y la tensión que toma como referencia la función, se debe encontrar dentro del valor de ajuste para su operación.

Tabla 79

Resumen de pruebas de la función 67N

Prueba		Detalle		
Corriente de arranque y reposición	Tierra	A-N	B-N	C-N
Búsqueda de ángulo	Tierra	A-N	B-N	C-N
Característica de la curva de operación	Tierra	A-N	B-N	C-N

Nota: Fuente (Elaboración propia)

Para la prueba se evaluarán las siguientes señales.

Tabla 80

Señales digitales evaluadas para 67N

Fuente (BO)	Descripción de Señal a Evaluar	Registro en CMC 356 (BI)
RED670	Arranque general	Start
	Disparo fase A	Trip A
	Disparo fase B	Trip B
	Disparo fase C	Trip C

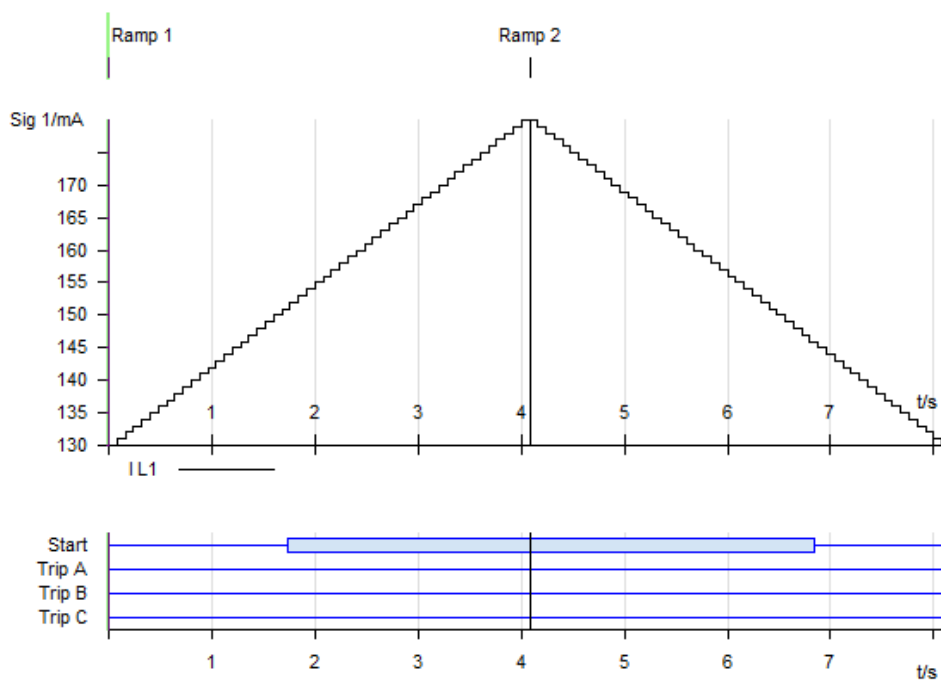
Nota: Fuente (Elaboración propia)

Corriente de arranque y reposición

Con el módulo OMICRON Ramping, se inyecta la corriente secundaria creciente y decreciente (Figura 189), manteniendo fija una tensión de falla. Y se registró los valores de corriente ante cada activación y desactivación de las señales digitales (Figura 190).

Figura 189

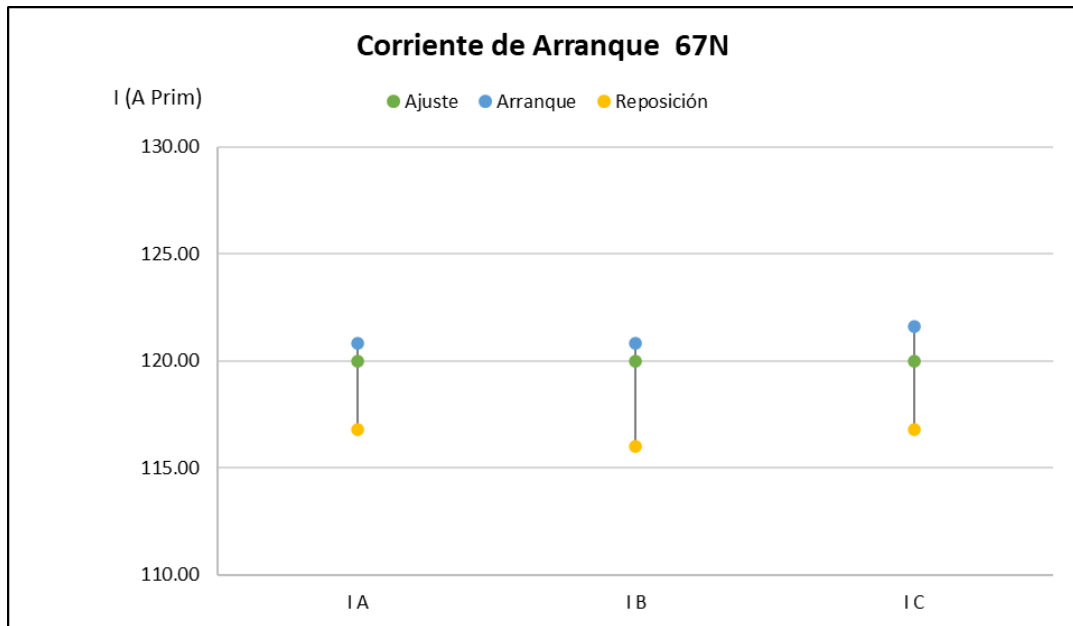
Prueba de corriente de arranque 67N



Nota: Fuente (Reporte de pruebas)

Figura 190

Corriente de arranque 67N



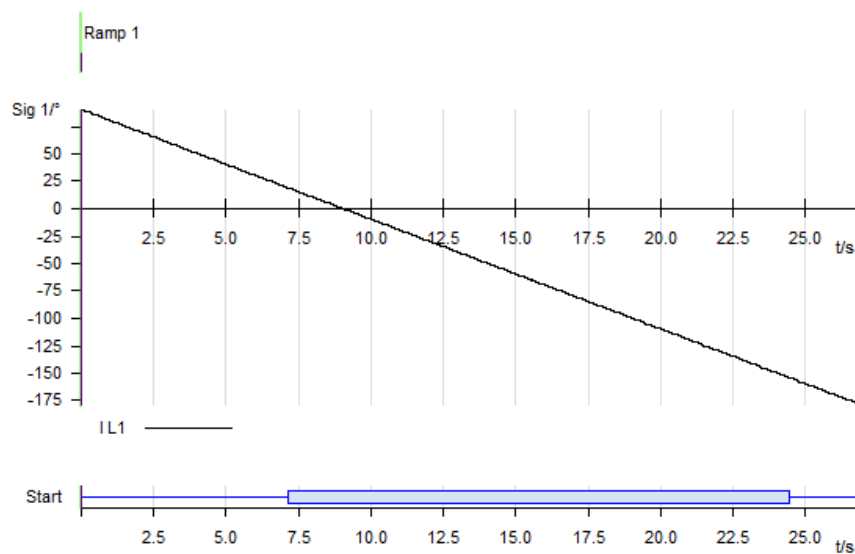
Nota: Fuente (Elaboración propia)

Búsqueda de ángulo

Para verificar el rango de actuación angular, se utiliza el módulo OMICRON Ramping, en el cual se varía el ángulo de la corriente, desde 180° hacia -180°, manteniendo fija la magnitud de corriente y tensión de falla. Se registró los valores del ángulo, ante la activación y desactivación de la señal digital de arranque.

Figura 191

Prueba de búsqueda de ángulo 67N



Nota: Fuente (Reporte de pruebas)

Tabla 81

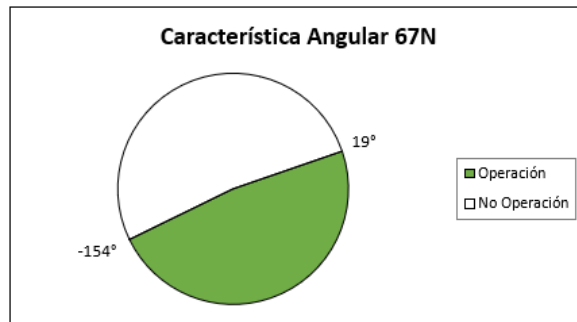
Ángulo de actuación 67N

Señal	IED		Resultado			
	Angulo Inicio (°)	Angulo Final (°)	Angulo Inicio (°)	Angulo Final (°)	Desviación Absoluta (°)	Desviación Relativa
I A, IB, IC	-155.0	20.0	-154.0	19.0	-2.00	-1.14%

Nota: Fuente (Elaboración propia)

Figura 192

Ángulo de actuación 67N



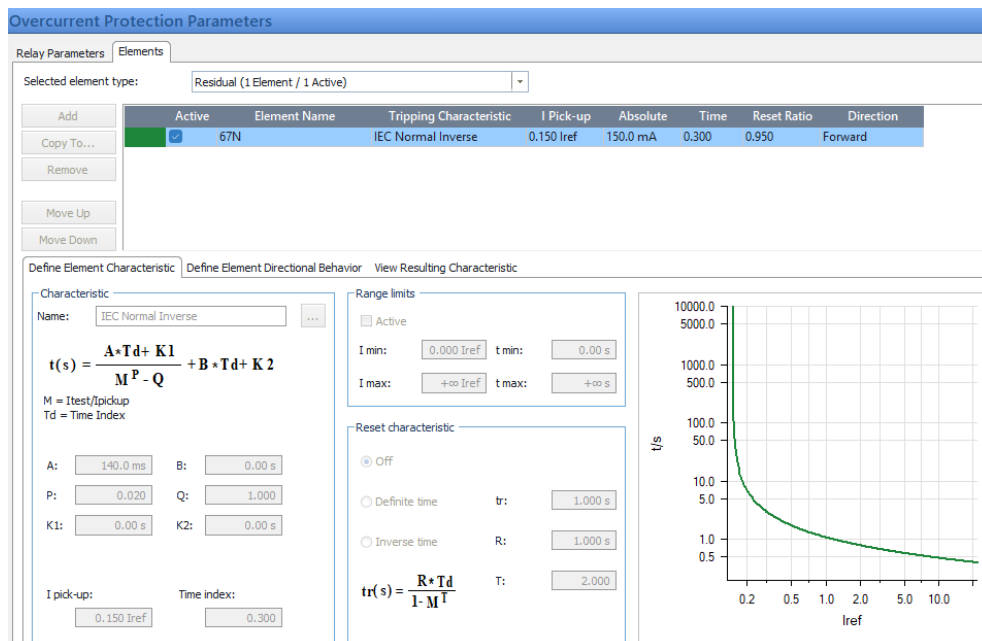
Nota: Fuente (Elaboración propia)

Característica de la Curva de Operación

En el Test Object de la CMC 356, se ingresaron los valores de ajuste de la curva de la función 67N del relé de protección.

Figura 193

Valores de ajuste de la función 67N

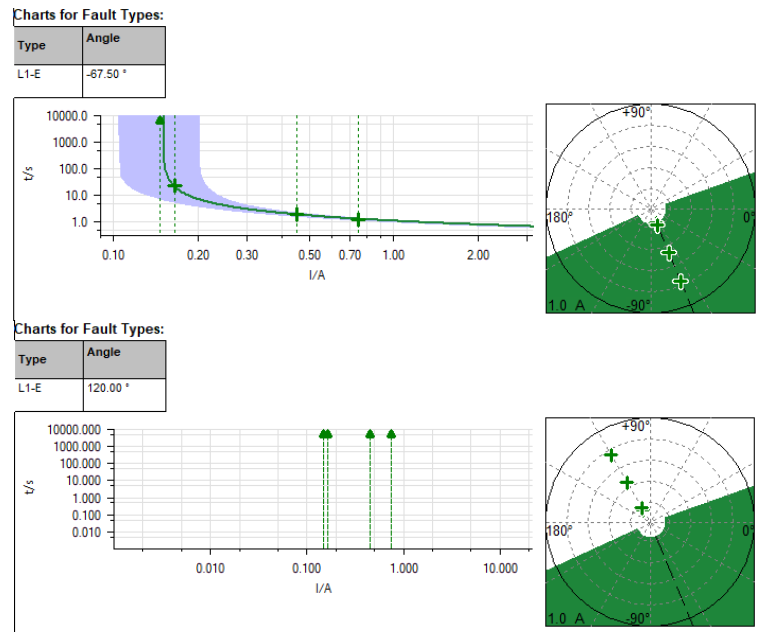


Nota: Fuente (Reporte de pruebas)

Con el módulo OMICRON Overcurrent, se ubican los puntos de prueba de corriente por cada tipo de falla. Se inyecta la corriente secundaria al relé de protección, se evaluó la señal digital de disparo y se registró su tiempo de activación. Y también la no activación, cuando se encuentre fuera del rango de actuación angular.

Figura 194

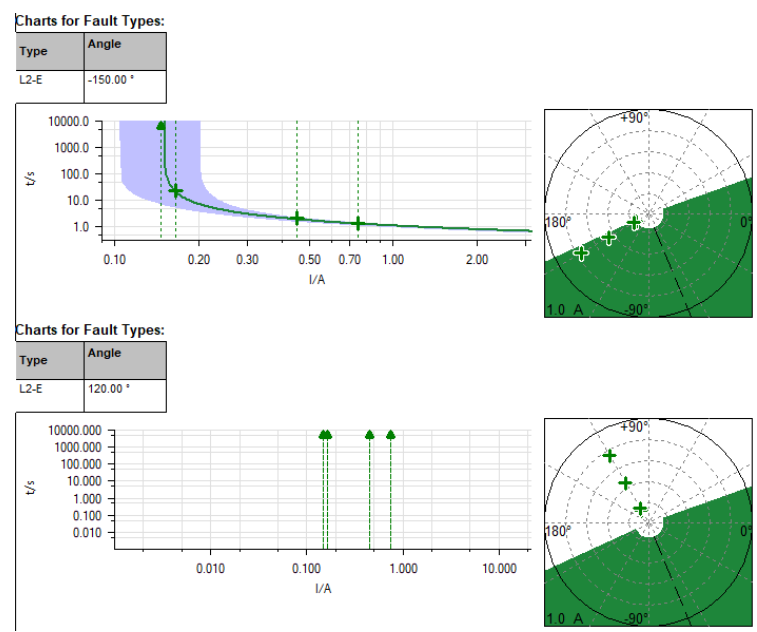
Fase A-N curva 67N, dentro y fuera del ángulo de actuación



Nota: Fuente (Reporte de pruebas)

Figura 195

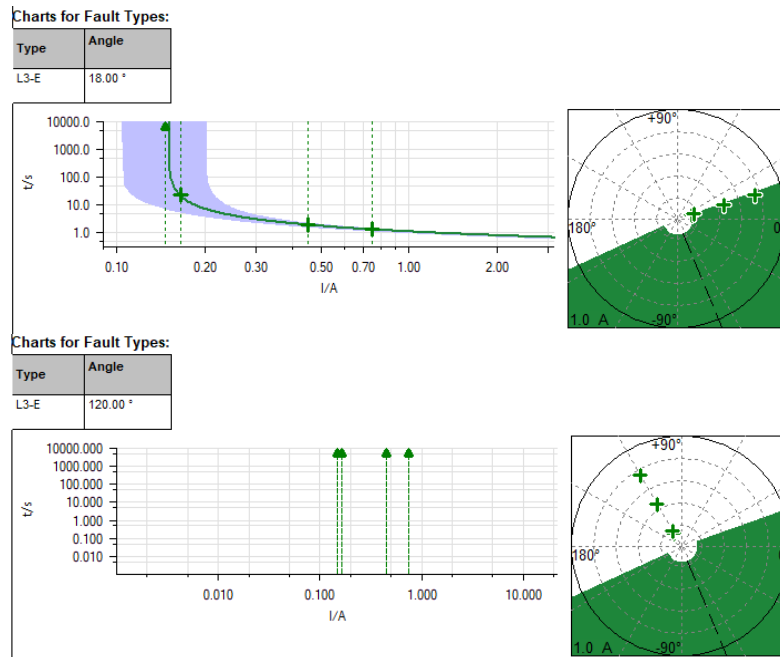
Fase B-N curva 67N, dentro y fuera del ángulo de actuación



Nota: Fuente (Reporte de pruebas)

Figura 196

Fase C-N curva 67N, dentro y fuera del ángulo de actuación



Nota: Fuente (Reporte de pruebas)

Función Teleprotección

La función de teleprotección, para poder emitir una orden de disparo, procesa las señales de emisión y recepción de funciones específicas. Justamente, son las señales digitales de recepción las que se debe simular (Tabla 83), e inyectar una falla local para su operación.

Las pruebas realizadas a los diferentes esquemas, se muestran en la siguiente tabla.

Tabla 82

Resumen de pruebas de la función teleprotección

Prueba	Detalle				
Esquema POTT	Fases	A-B	B-C	C-A	A-B-C
	Tierra	A-N	B-N	C-N	
Esquema 67NCD	Tierra	A-N	B-N	C-N	
Esquema DDT	Fases				A-B-C
Esquema WEI	Fases				A-B-C

Nota: Fuente (Elaboración propia)

Tabla 83*Señales digitales simuladas con CMC 356 para teleprotección*

Fuente (BO)	Descripción de Señal a Simulada	RED670 (BI)
CMC 356	Recepción 85-21	RX 85A
	Recepción 85-67N	RX 85C
	Recepción DDT	RX 85D
	Posición de interruptor fase A cerrado	IN_Closed L1
	Posición de interruptor fase B cerrado	IN_Closed L2
	Posición de interruptor fase C cerrado	IN_Closed L3

Nota: Fuente (Elaboración propia)

Para las pruebas se evaluarán las siguientes señales.

Tabla 84*Señales digitales evaluadas para teleprotección*

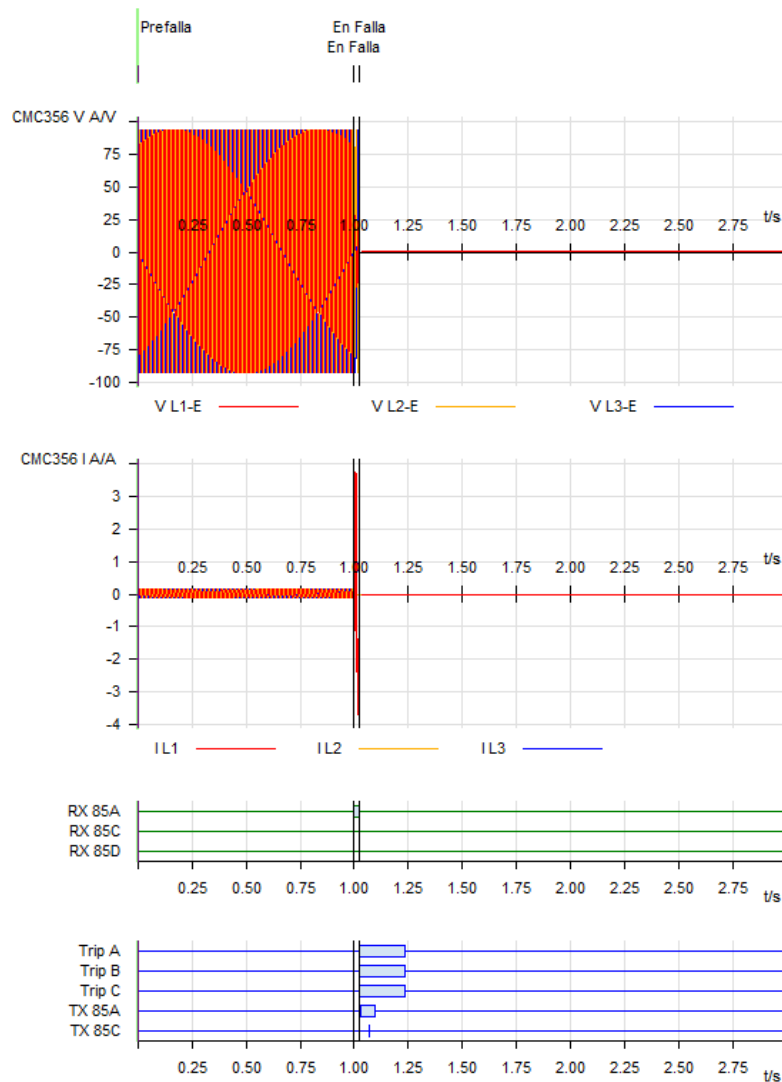
Fuente (BO)	Descripción de Señal a Evaluar	Registro en CMC 356 (BI)
RED670	Envío 85-21	TX 85A
	Envío 85-67N	TX 85C
	Disparo fase A	Trip A
	Disparo fase B	Trip B
	Disparo fase C	Trip C
	Bloqueo ECHO	ECHO_Block
	Envío ECHO	ECHO
	Disparo WEI	Trip WEI

Nota: Fuente (Elaboración propia)*Esquema POTT*

Con el módulo OMICRON State Sequencer, se inyectó valores de corriente y tensión de falla para el arranque de la zona 2 de la función 21/21N, para cada tipo de falla, y al mismo tiempo se simuló la recepción 85-21. Se verificó el envío 85-21, se evaluó la señal digital de disparo y se registró su tiempo de activación (Ver Tabla 85 y Figura 201).

Figura 197

Prueba de esquema POTT



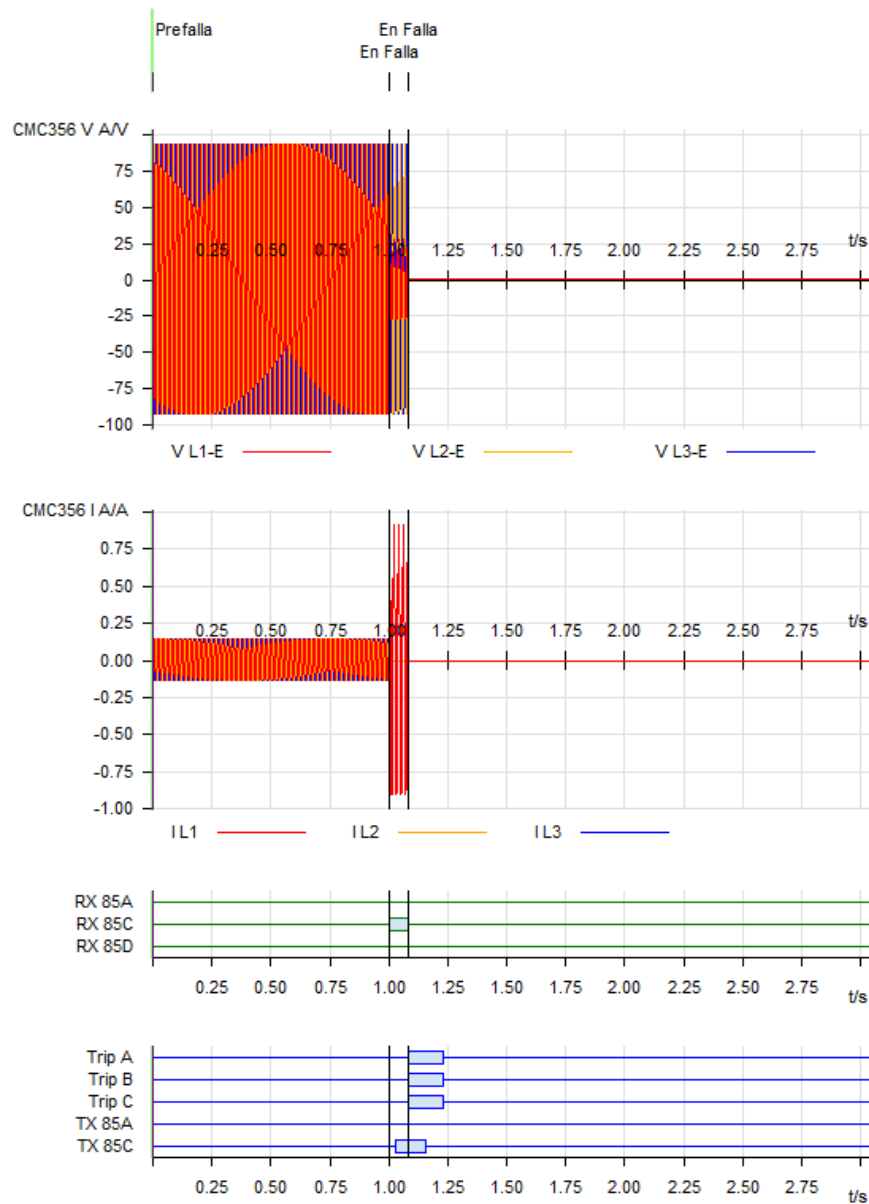
Nota: Fuente (Reporte de pruebas)

Esquema 67NCD

Con el módulo OMICRON State Sequencer, se inyectó valores de corriente y tensión de falla para el arranque de la función 67N, para cada tipo de falla, y al mismo tiempo se simuló la recepción 85-67N. Se verificó el envío 85-67N, se evaluó la señal digital de disparo y se registró su tiempo de activación (Ver Tabla 85 y Figura 201).

Figura 198

Prueba de esquema 67NCD



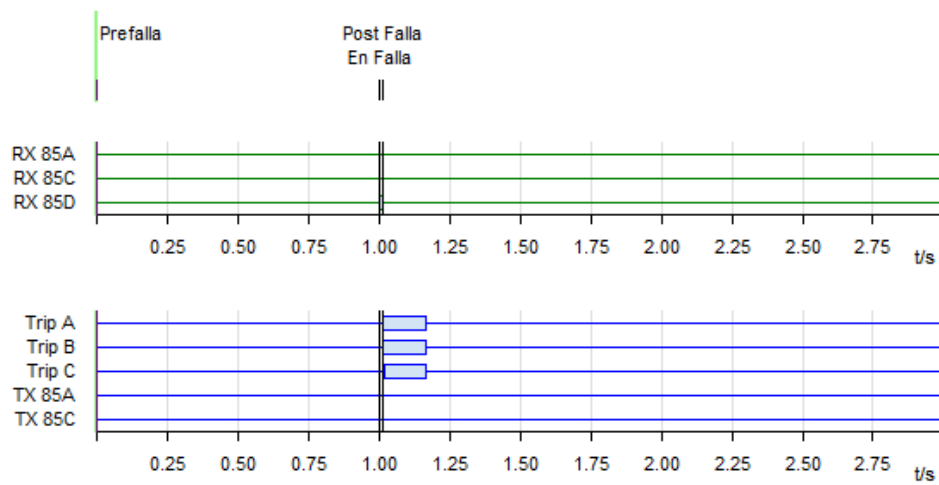
Nota: Fuente (Reporte de pruebas)

Esquema DDT

Con el módulo OMICRON State Sequencer, se simuló la recepción DDT. Se evaluó la señal digital de disparo y se registró su tiempo de activación (Ver Tabla 85 y Figura 201).

Figura 199

Prueba de esquema DDT



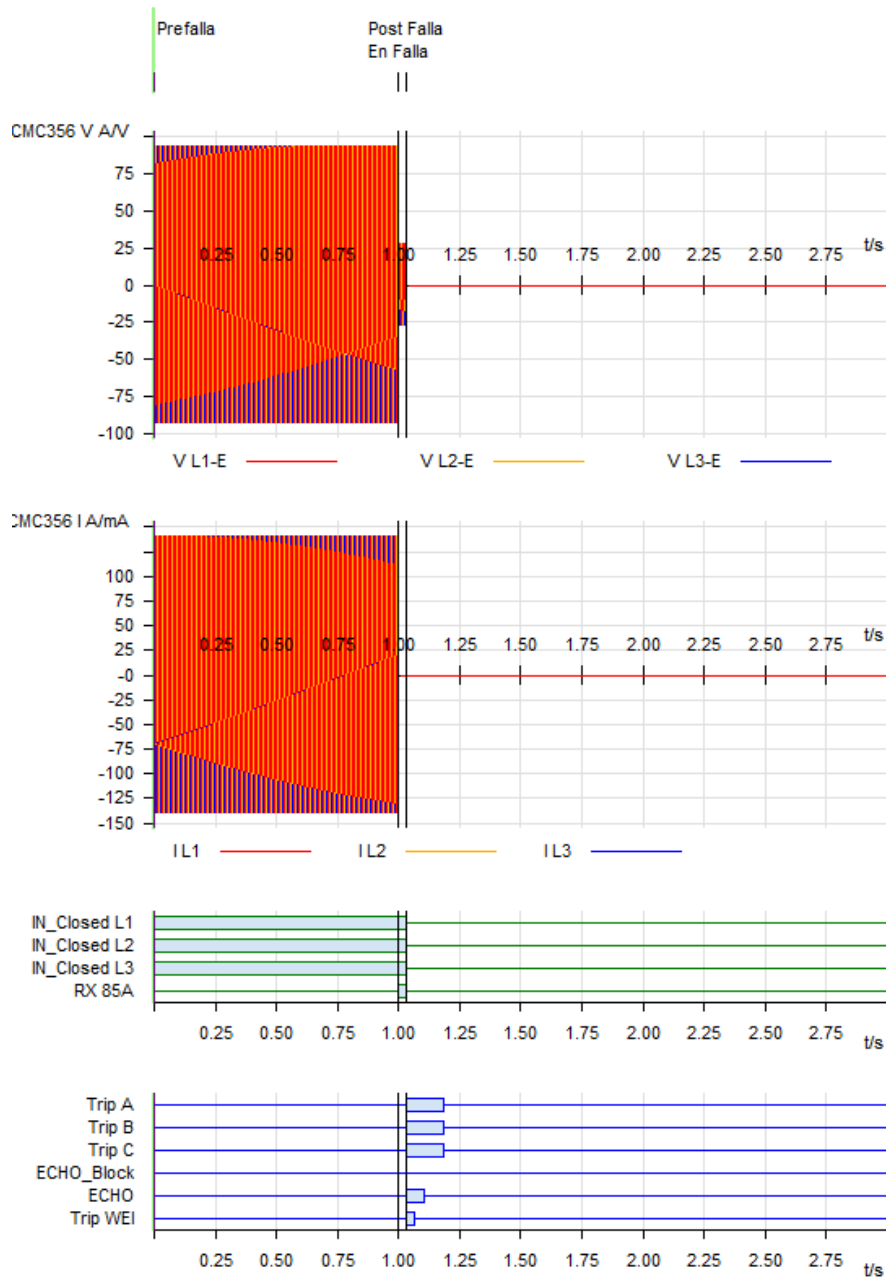
Nota: Fuente (Reporte de pruebas)

Esquema WEI

Con el módulo OMICRON State Sequencer, se inyectó valores de corriente y tensión de falla para fuente débil (baja de tensión y muy baja corriente), y al mismo tiempo se simuló la recepción 85-21. Se verificó el envío ECHO, se evaluó la señal digital de disparo y se registró su tiempo de activación (Ver Tabla 85 y Figura 201).

Figura 200

Prueba de esquema WEI



Nota: Fuente (Reporte de pruebas)

A continuación, se muestra el registro general y resultados obtenidos

Tabla 85

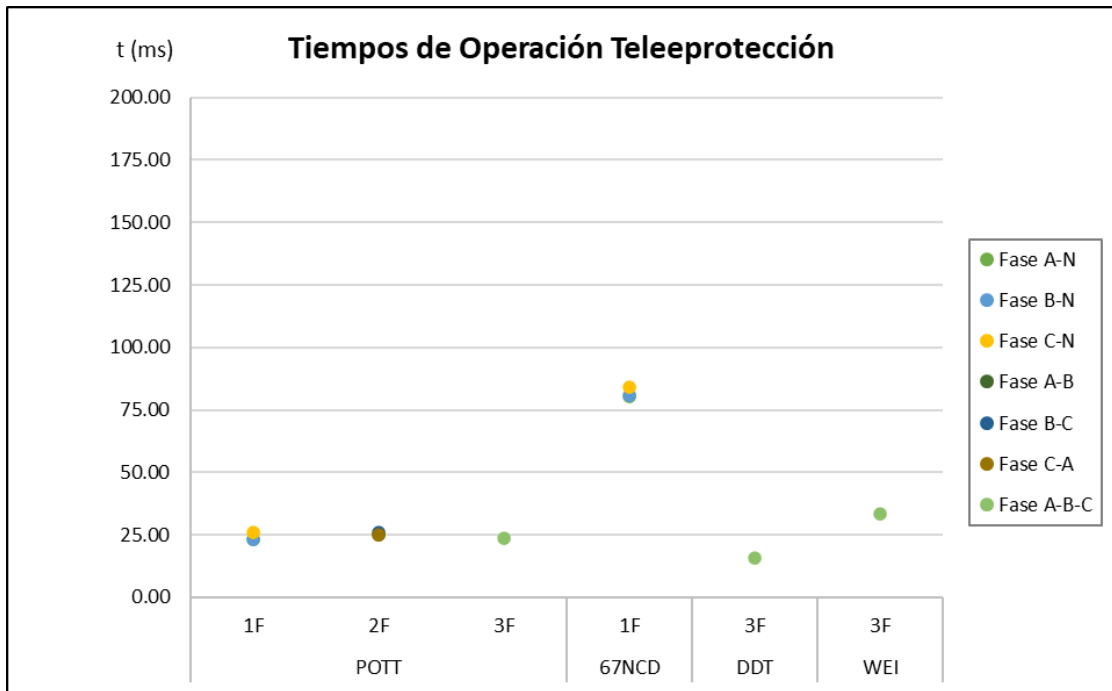
Tiempos de operación de esquemas de teleprotección

Esquema	Punto Prueba	Resultado de Tiempos de Disparo (ms)						
		A-N	B-N	C-N	A-B	B-C	C-A	A-B-C
POTT	1F	23.20	23.30	26.10				
	2F				24.90	26.00	24.90	
	3F							23.60
67NCD	1F	80.40	81.00	84.20				
DDT	3F							15.80
WEI	3F							33.60

Nota: Fuente (Elaboración propia)

Figura 201

Tiempos de operación de esquemas de teleprotección



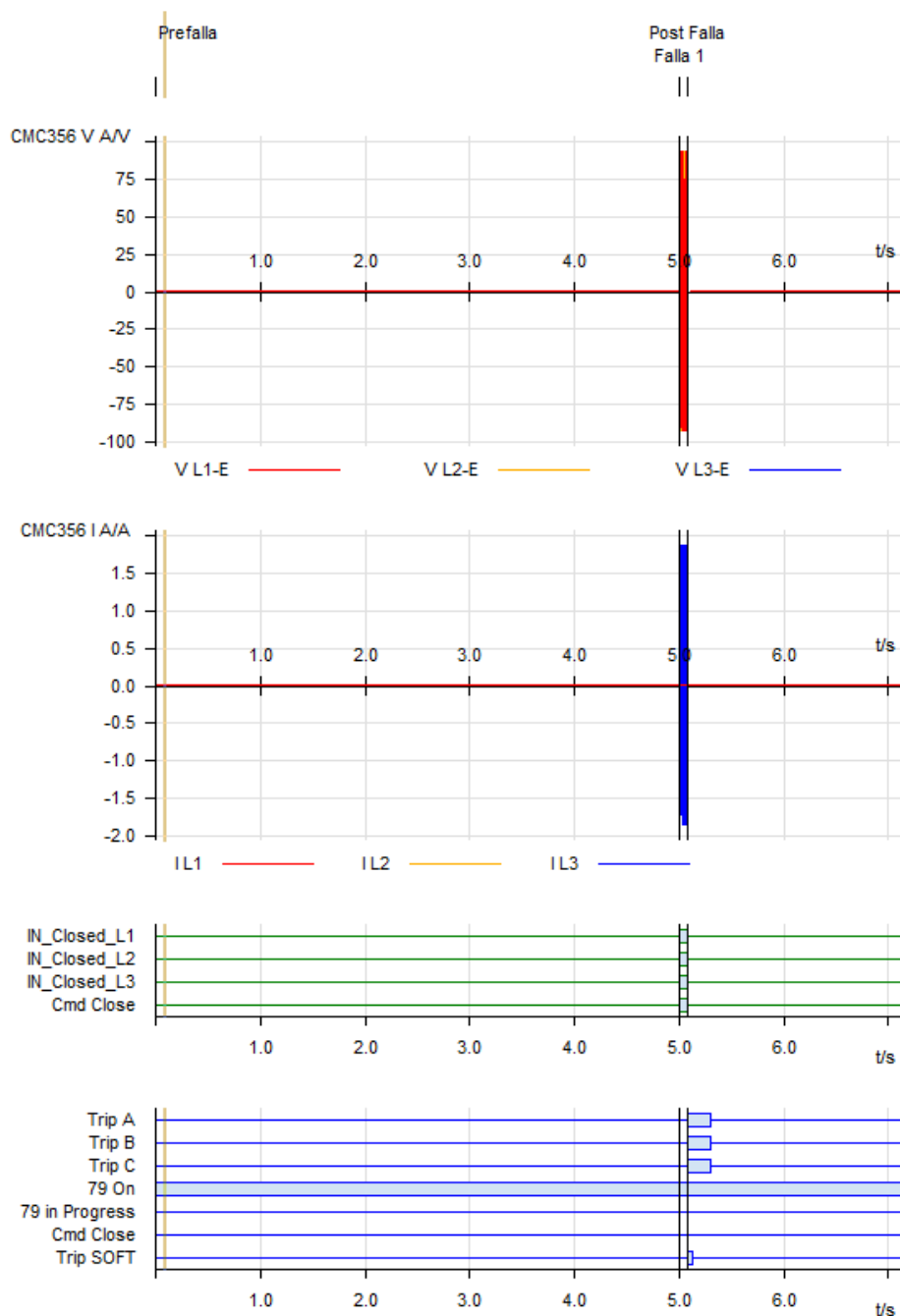
Nota: Fuente (Elaboración propia)

Función Cierre Sobre Falla (SOTF)

Con el módulo OMICRON State Sequencer, primero, se simuló el comando de cierre del interruptor, y se inyectó valores de corriente y tensión de falla para el arranque de la zona 2 de la función 21/21N, para cada tipo de falla (Figura 202). Se evaluó la señal digital de disparo y se registró su tiempo de activación (Ver Tabla 86 y Figura 203).

Figura 202

Prueba de cierre sobre falla SOTF



Nota: Fuente (Reporte de pruebas)

Tabla 86

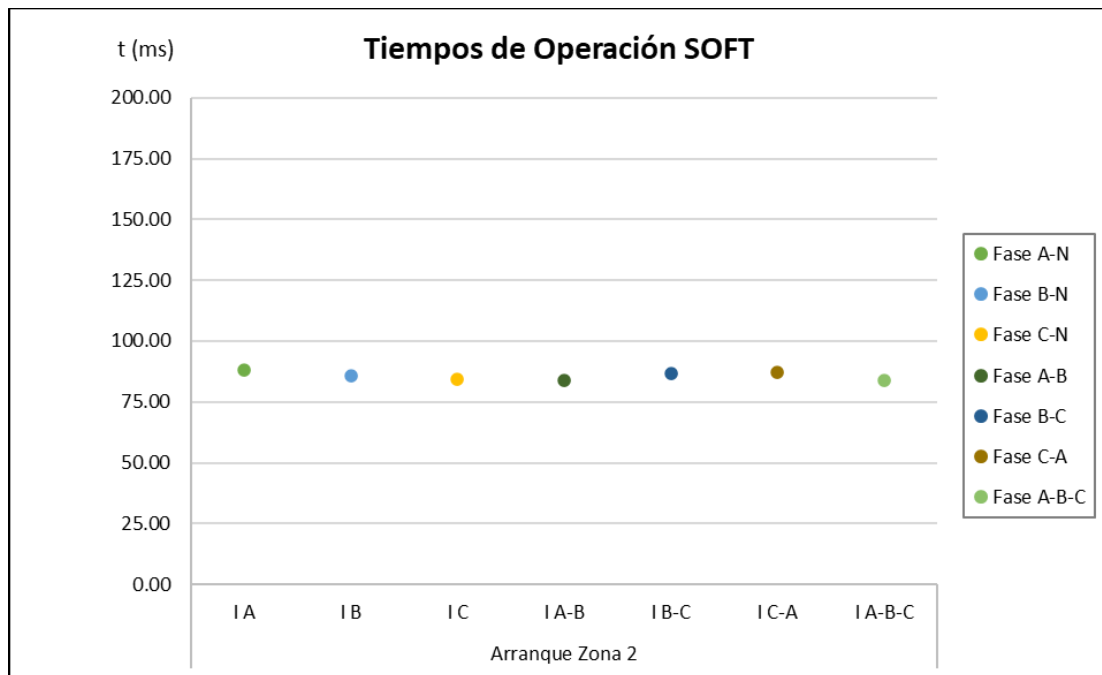
Tiempos de operación SOTF

Inicio	Punto Prueba	Resultado de Tiempos de Disparo (ms)						
		A-N	B-N	C-N	A-B	B-C	C-A	A-B-C
Arranque Zona 2	I A	88.10						
	I B		85.80					
	I C			84.30				
	I A-B				83.90			
	I B-C					86.50		
	I C-A						87.30	
	I A-B-C							83.80

Nota: Fuente (Elaboración propia)

Figura 203

Tiempos de operación SOTF



Nota: Fuente (Elaboración propia)

Función Recierre (79)

La función de recierre, para poder emitir un comando de cierre al interruptor, primero, se debe seleccionar ante qué tipos de disparo iniciará el ciclo de recierre, monopolar, tripolar o ambos (el ajuste en este caso es solo monofásico). En la configuración del relé de protección se especificó, que las funciones de protección 87L, 21N en zona 1, POTT y 67NCD emitirán la orden de disparo monopolar sobre la fase en falla.

La función no siempre cumple su objetivo, puede bloquearse ante ciertos eventos. Se prueban los casos más comunes que se presentan, tales como: una falla evolutiva, fallas monofásicas que son detectadas fuera de la zona 1 y por otras funciones de protección, fallas bifásicas y trifásicas, cierre sobre falla y por la indisponibilidad del interruptor.

Tanto la operación como el bloqueo de la función recierre, fueron probados de acuerdo a la siguiente tabla.

Tabla 87

Resumen de pruebas de la función 79

Prueba	Detalle				
	Tierra	A-N	B-N	C-N	
Operación de comando recierre					
Casos de bloqueo	Falla evolutiva	Falla monofásica en zona 2 de 21N	Falla bifásica en zona 1 de 21	Falla con SOFT	Falla con interruptor indisponible

Nota: Fuente (Elaboración propia)

Para las pruebas se simularon ciertas señales, para brindarle las condiciones que requiere la función.

Tabla 88

Señales digitales simuladas con CMC 356 para 79

Fuente (BO)	Descripción de Señal a Simulada	RED670 (BI)
CMC 356	Recepción 85-21 o 85-67N	RX 85A/85C
	Interruptor indisponible	IN Blocked
	Posición de interruptor fase A cerrado	IN_Closed L1
	Posición de interruptor fase B cerrado	IN_Closed L2
	Posición de interruptor fase C cerrado	IN_Closed L3

Nota: Fuente (Elaboración propia)

Para las pruebas se evalúan las siguientes señales.

Tabla 89

Señales digitales evaluadas para teleprotección

Fuente (BO)	Descripción de Señal a Evaluar	Registro en CMC 356 (BI)
RED670	Disparo cierre sobre falla	Trip SOTF
	Disparo fase A	Trip A
	Disparo fase B	Trip B
	Disparo fase C	Trip C
	Recierre habilitado	79 On
	Ciclo de recierre en progreso	79 in Progress
	Emisión de comando recierre	Cmd Close

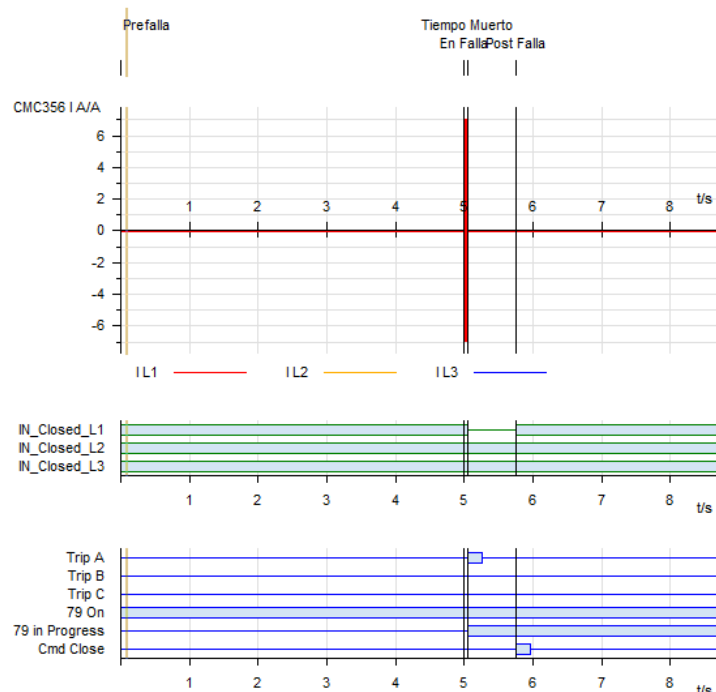
Nota: Fuente (Elaboración propia)

Se realizaron las pruebas de operación y bloqueo de la función recierre con el módulo OMICRON State Sequencer, y se tomaron los registros de tiempos de disparos y emisión de comando recierre, las cuales se muestran a continuación.

Operación de comando recierre

Figura 204

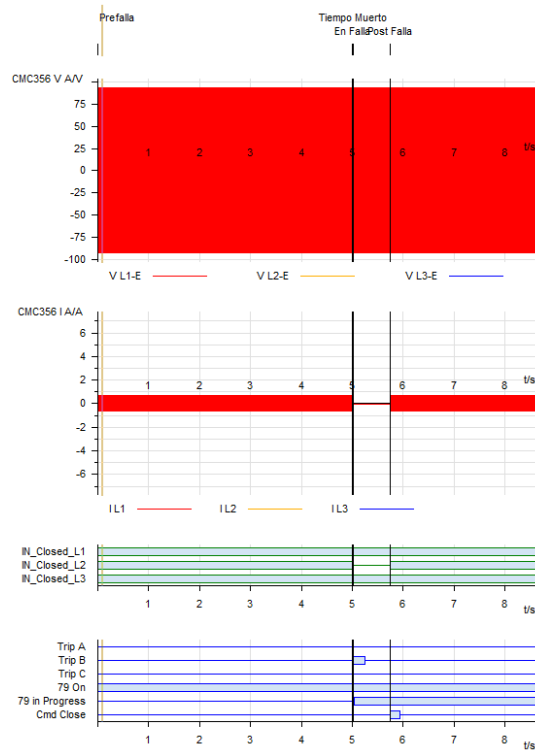
Prueba de operación de comando recierre 79 con disparo 87L



Nota: Fuente (Reporte de pruebas)

Figura 205

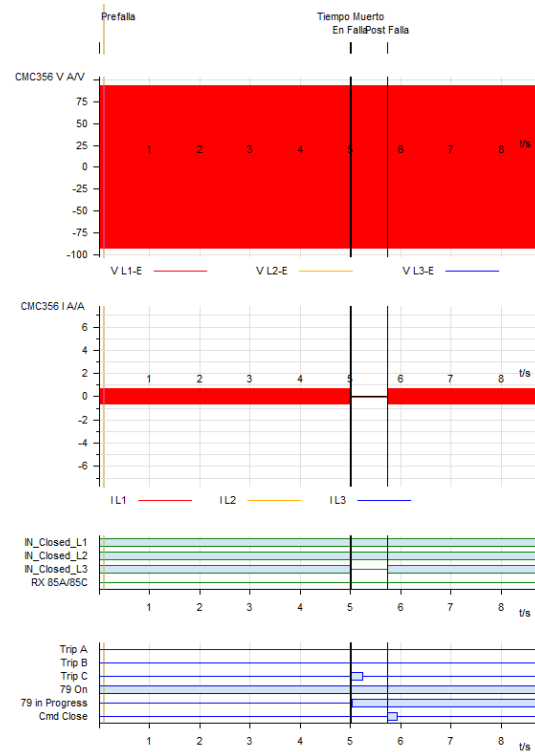
Prueba de operación de comando recierre 79 con disparo 21N zona 1



Nota: Fuente (Reporte de pruebas)

Figura 206

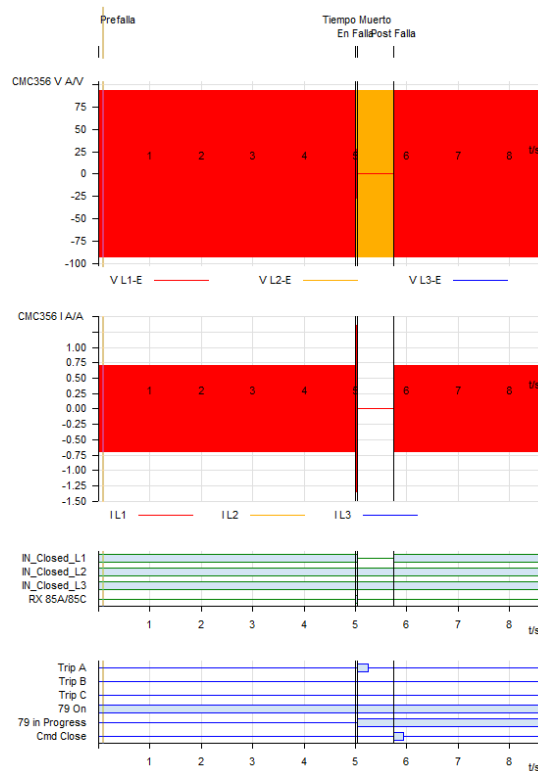
Prueba de operación de comando recierre 79 con disparo POTT



Nota: Fuente (Reporte de pruebas)

Figura 207

Prueba de operación de comando recierre 79 con disparo 67NCD



Nota: Fuente (Reporte de pruebas)

Tabla 90

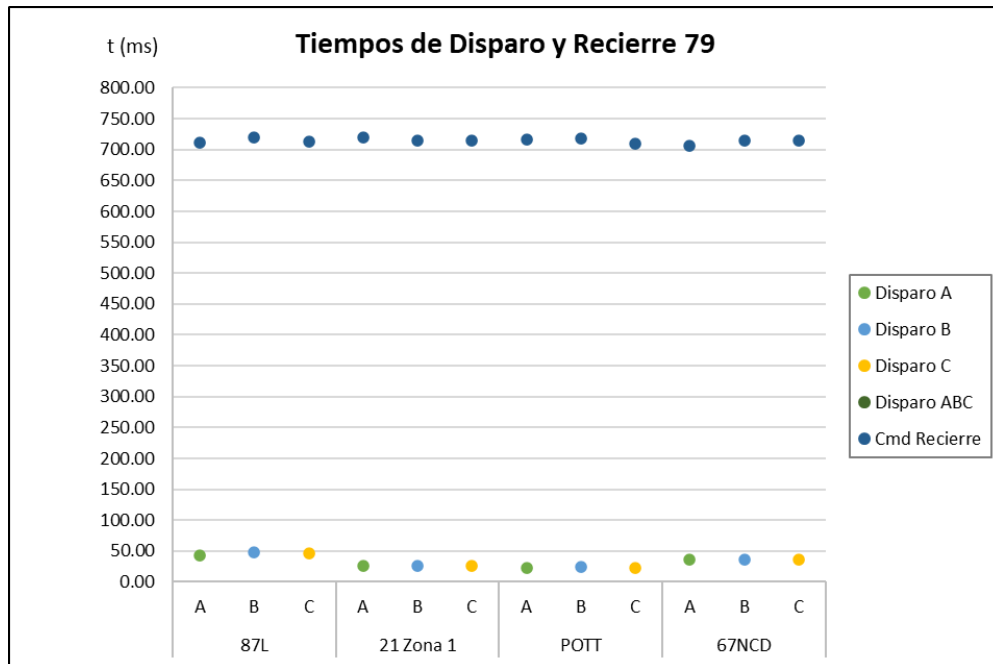
Tiempos de disparo y comando de recierre

Esquema	Punto Prueba	Resultado de Tiempos de Disparo (ms)				Cmd Cierre (ms)
		A-N	B-N	C-N	A-B-C	
87L	A	43.40				710.50
	B		48.20			720.10
	C			46.60		713.20
21 zona 1	A	25.70				719.20
	B		25.70			714.00
	C			26.40		715.20
POTT	A	22.80				717.20
	B		25.20			718.90
	C			23.50		710.30
67NCD	A	35.80				705.60
	B		36.00			713.90
	C			36.50		714.50

Nota: Fuente (Elaboración propia)

Figura 208

Tiempos de disparo y comando de recierre

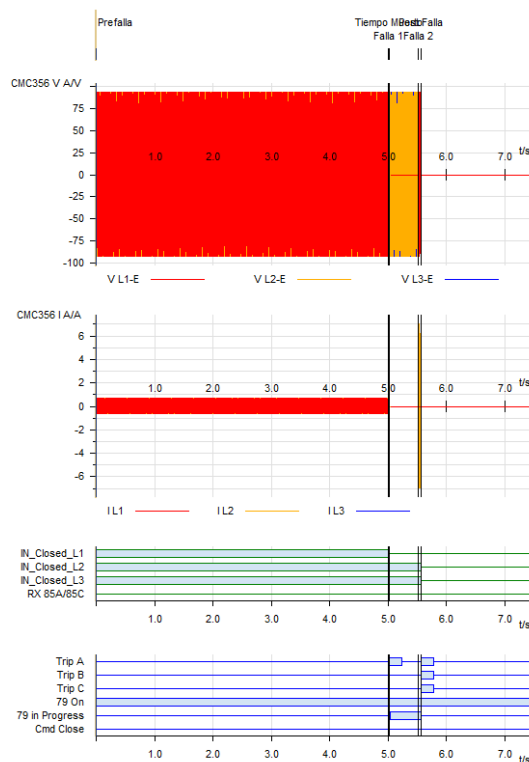


Nota: Fuente (Elaboración propia)

Casos de bloqueo

Figura 209

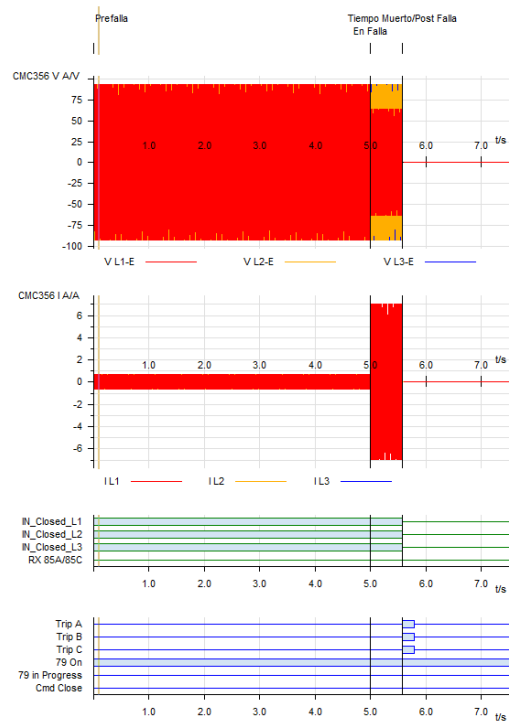
Prueba caso 1 de bloqueo 79: Falla evolutiva



Nota: Fuente (Reporte de pruebas)

Figura 210

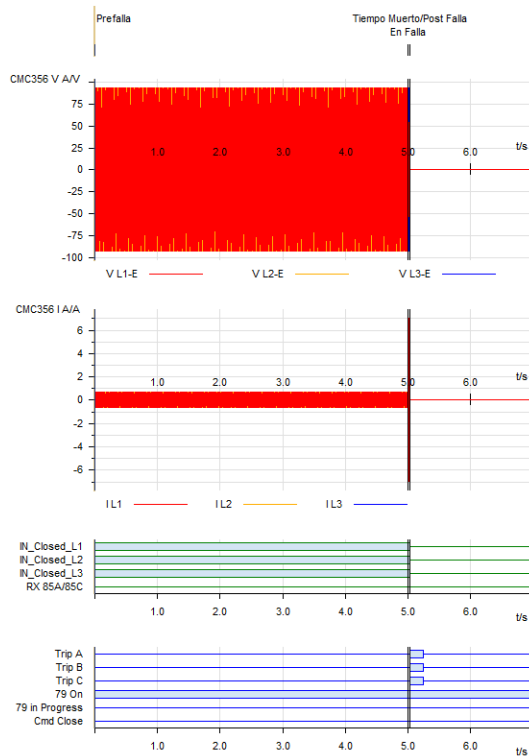
Prueba caso 2 de bloqueo 79: Falla monofásica en zona 2 de 21N



Nota: Fuente (Reporte de pruebas)

Figura 211

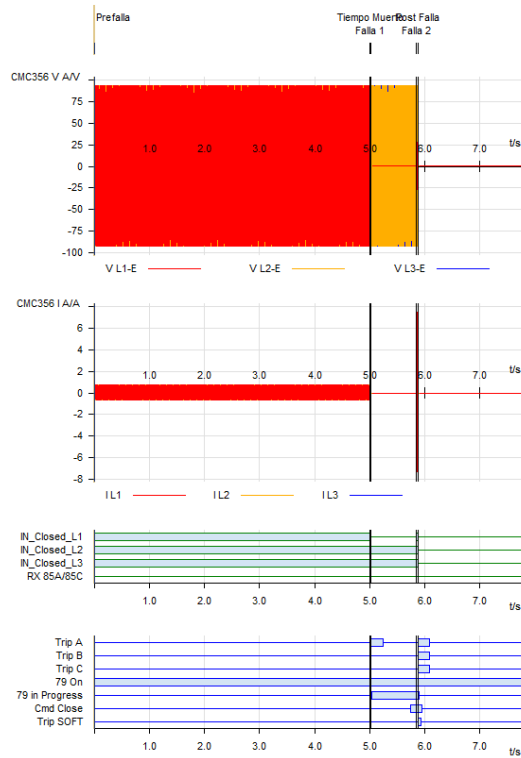
Prueba caso 3 de bloqueo 79: Falla bifásica en zona 1 de 21



Nota: Fuente (Reporte de pruebas)

Figura 212

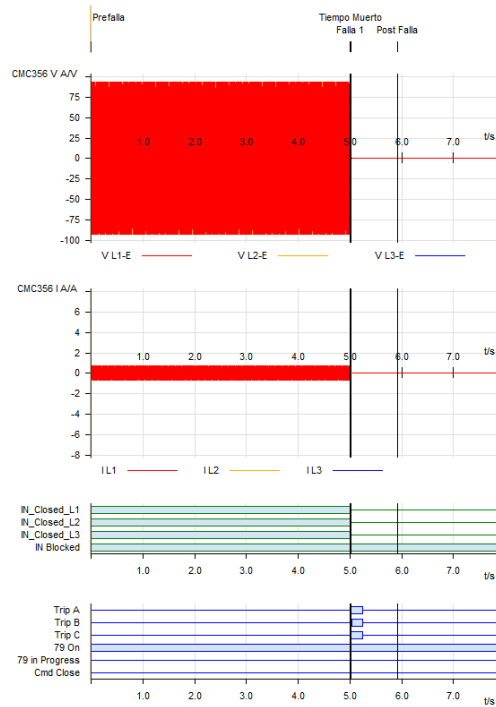
Prueba caso 4 de bloqueo 79: Cierre sobre falla SOTF



Nota: Fuente (Reporte de pruebas)

Figura 213

Prueba caso 5 de bloqueo 79: Falla monofásica e interruptor indisponible



Nota: Fuente (Reporte de pruebas). La falla es en zona 1 de la función 21.

Tabla 91

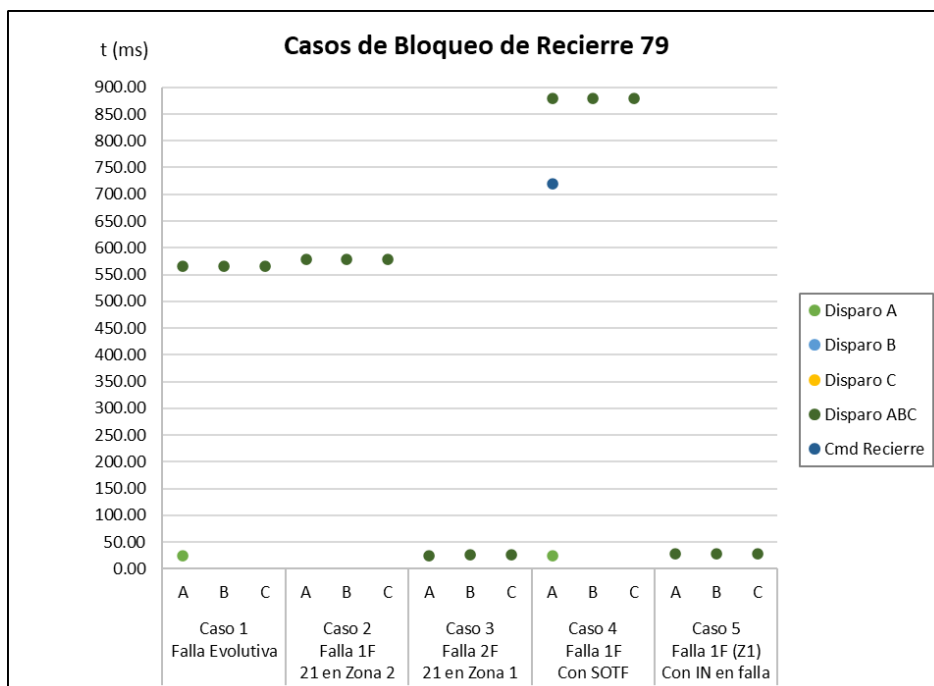
Tiempos de disparo y comando de recierre en casos de bloqueo

Esquema	Punto Prueba	Resultado de Tiempos de Disparo (ms)				Cmd Cierre (ms)
		A-N	B-N	C-N	A-B-C	
Caso 1 Falla Evolutiva	A	24.50			565.20	
	B				565.20	
	C				565.20	
Caso 2 Falla 1F 21 en Zona 2	A				577.70	
	B				577.70	
	C				577.70	
Caso 3 Falla 2F 21 en Zona 1	A				25.20	
	B				26.00	
	C				25.80	
Caso 4 Falla 1F Con SOTF	A	25.30			879.90	719.10
	B				879.90	
	C				879.90	
Caso 5 Falla 1F (Z1) Con IN en falla	A				28.80	
	B				28.80	
	C				28.80	

Nota: Fuente (Elaboración propia)

Figura 214

Tiempos de disparo y comando de recierre en casos de bloqueo



Nota: Fuente (Elaboración propia)

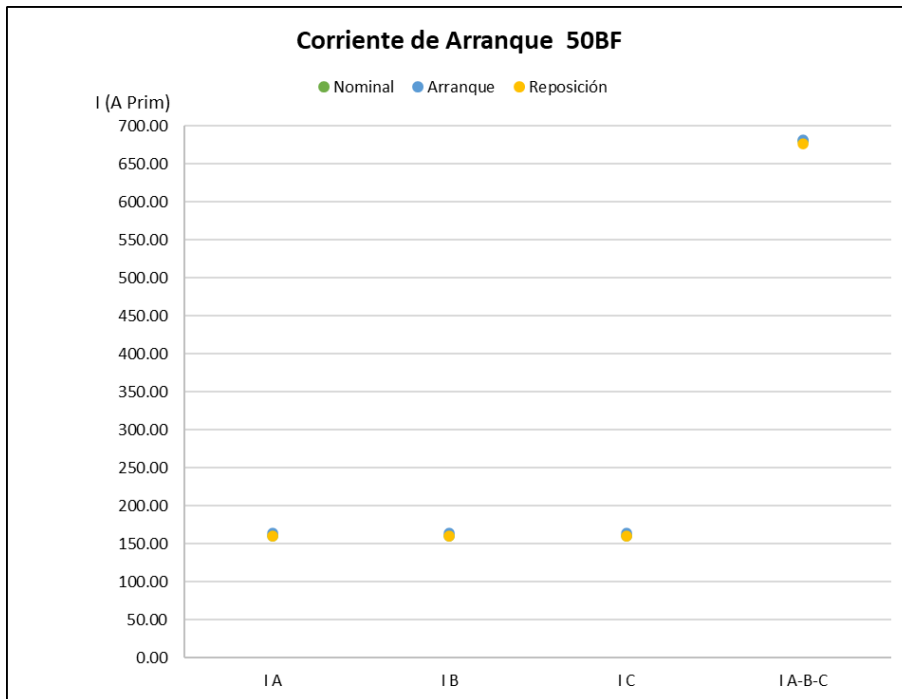
Función falla de interruptor (50BF)

La operación de esta función, es igual que lo detallado en la bahía digital del transformador, pero con la diferencia, de que ahora la bahía bajo prueba es una línea de transmisión, y al tener la función recierre habilitado, los disparos pueden ser monopolares o tripolares. Entonces la función falla de interruptor debe garantizar que los redisparos deben ser también monopolares, si fueron iniciados con este tipo de disparo.

A continuación, se muestran los resultados obtenidos de las pruebas.

Figura 215

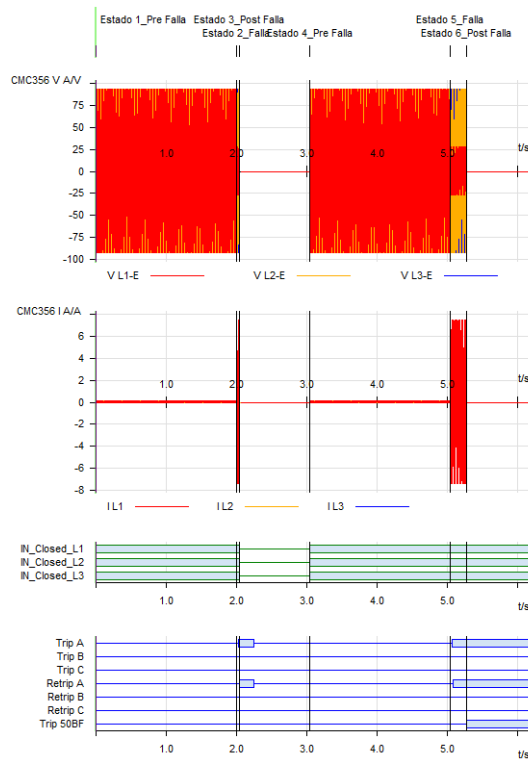
Resultado de prueba de corriente de arranque 50BF



Nota: Fuente (Elaboración propia)

Figura 216

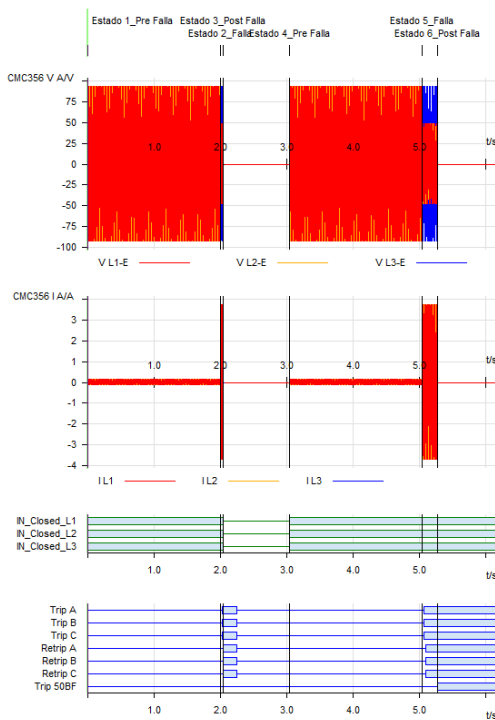
Prueba de tiempos de operación 50BF con disparo monopolar



Nota: Fuente (Reporte de pruebas)

Figura 217

Prueba de tiempos de operación 50BF con disparo tripolar



Nota: Fuente (Reporte de pruebas)

Tabla 92

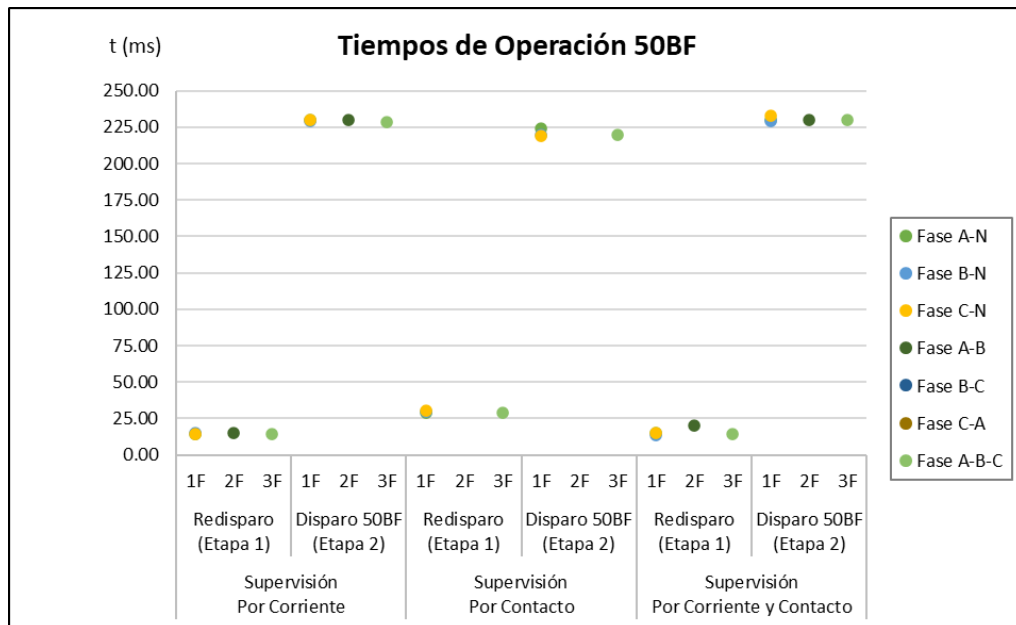
Tiempos de operación 50BF

Criterio	Etapa	Resultado de Tiempos de Disparo (ms)				
		A-N	B-N	C-N	A-B	A-B-C
Supervisión Por Corriente	Redisparo (Etapa 1)	14.60	15.20	14.50	14.70	14.40
	Disparo 50BF (Etapa 2)	229.70	229.50	229.90	230.00	228.60
Supervisión Por Contacto	Redisparo (Etapa 1)	29.20	29.60	30.70		29.00
	Disparo 50BF (Etapa 2)	224.00	219.50	219.40		220.00
Supervisión Por Corriente y Contacto	Redisparo (Etapa 1)	14.80	13.30	15.30	19.90	14.10
	Disparo 50BF (Etapa 2)	229.70	229.40	233.00	230.10	229.90

Nota: Fuente (Elaboración propia)

Figura 218

Tiempos de operación 50BF



Nota: Fuente (Elaboración propia)

Conclusiones

- Se ha desarrollado la puesta en servicio de los relés de protección de la subestación Valle Escondido 220/33kV, de tecnología digital y convencional. Cumpliendo, con las pruebas, los principios de operación de cada función de protección, según los parámetros eléctricos y operacionales que requiere, y a su vez, validando la transmisión de datos por comunicación, de mensajes GOOSE y Sampled Values, bajo la aplicación del estándar IEC 61850.
- La ingeniería básica como el de detalle de la subestación Valle Escondido 220/33kV incorpora, por tener bahías digitales, nuevos equipamientos secundarios a considerar: las Merging Units, los Switches de la red de proceso, servidores de tiempo bajo el estándar IEEE 1588 y los nuevos IEDs de control y protección, compatibles con mensajería GOOSE y Sampled Values. El sistema de protección de la subestación cuenta, con dos tecnologías de relés de protección. La digital, que aplica el estándar IEC 61850, donde se incluye la Red de Proceso, basada en la tecnología Ethernet, que se extiende entre los equipos de patio y la sala de control, utilizando como medio, redes de fibra óptica para enlazar las Merging Units, Switches y relés de protección. Esta nueva concepción reduce en gran medida, el cableado de control (cobre) y la infraestructura civil asociada. Y la convencional, que solo hace uso del cableado de cobre para la adquisición de las señales digitales y análogas.
- El estándar IEC 61850 proporciona la estructura y el modelo de datos, los servicios, modelos de comunicación y los tipos de mensaje que se necesitan para la protección, automatización y control de una subestación digital o convencional.
- En la SAS de la subestación, la red de estación es común para ambos tipos de bahías, digital y convencional. Mientras que la Red de Proceso es exclusivamente dedicado para la bahía digital. El diseño de ambas redes debe ser redundantes,

para evitar pérdida de datos, y los Switches que lo conforman deben ser compatibles con protocolos de redundancia tipo PRP y HSR, tener la capacidad de asignar VLANs, filtrar direcciones MAC y ser transparentes con el protocolo de tiempo PTP.

- Los mensajes Sampled Values están ligados a las señales análogas (corrientes y tensiones) y presentes solo en la Red de Proceso; su configuración se debe realizar en las MU, para su publicación, y en los IEDs digitales, para su suscripción. Los mensajes GOOSE están orientados a transmitir y recibir señales del tipo binario (posiciones, alarmas, disparos, comandos, etc.), y pueden estar presentes en la Red de Estación y la Red de Proceso; su configuración se debe realizar en las MU e IEDs digitales para su publicación y suscripción.
- Las funciones principales de protección evaluadas para el transformador de 220/33kV fueron, la función diferencial de transformador (87T) y sobrecorrientes. Para las barras de 220kV, la función diferencial de barras (87B). Para las líneas de transmisión de 220kV, la función diferencial de línea (87L), distancia (21), sobrecorriente direccional a tierra (67N) y teleprotección (POTT, 67NCD y DDT). Y como una protección de respaldo general, la falla de interruptor (50BF). Los ajustes de cada función son propuestos bajo ciertos criterios y según manual del fabricante, en un Estudio de Coordinación de Protección y simulados en un software dedicado. El Estudio de Coordinación y Ajustes de Protección del sistema de protección de la subestación Valle Escondido establece, de forma indistinta lo digital y lo convencional, los parámetros de ajuste los relés de protección de la bahía digital de transformador de 220/33kV, del sistema digital diferencial de barras de 220kV y de las dos bahías convencionales de líneas de transmisión de 220kV.
- Para el desarrollo de las pruebas a los relés de protección con tecnología digital, se debe contar con sus archivos de configuración, que contiene los ajustes de las funciones de protección (según Estudio) y el archivo SCL, que tiene la suscripción

a sus Merging Units asociados. Los relés de protección tienen configurados comandos accesibles por su pantalla, software de gestión o herramientas de automatización del estándar IEC 61850, para poder intercambiar sus modos de operación, en modo Test y en modo Simulación. Esto permite asegurar el aislamiento total del relé de protección, durante las pruebas con la bahía en servicio, y así, no generar disparos efectivos indeseados. Para los relés de protección digitales, se requirió aplicar dos métodos de prueba y tener equipos capaces para ello. En el primer método, aplicado a la bahía digital de transformador, no se necesitó que las Merging Units estén presentes físicamente, pero si garantizar, que la Red de Proceso sincronice al relé y al equipo de pruebas. Aquí solo se ingresan datos, de mensajes GOOSE y Sampled Values, desde el equipo de pruebas, que simula ser las Merging Units asociadas (Publicador) al relé de protección bajo prueba (Suscriptor). El segundo método, fue aplicado al sistema digital diferencial de barras, en este caso, si se necesitó que las Merging Units estén presentes. Aquí se inyectaron corrientes secundarias sobre las Merging Units y se evaluó la respuesta de la unidad central mediante la actuación de las salidas binarias de éstas. Los resultados de las pruebas realizadas indican que el comportamiento y la respuesta de los relés de la bahía convencional, la bahía digital y el sistema digital diferencial de barras, prácticamente son similares, lo cual demuestra la aplicación correcta del estándar IEC 61850 sobre los sistemas de protección digitales y la efectividad de los métodos de prueba aplicados. De esta forma se garantiza la confiabilidad del sistema de protección ante fallas reales que se puedan dar en el sistema de potencia.

Recomendaciones

- En una subestación con bahías digitales, se debe asegurar una correcta implementación de la Red de Proceso con VLANs, para no saturar la red, ante un aumento de transmisión de datos por mensajes GOOSE y *Sampled Values*.
- El diseño de la Red de Proceso, debe ser altamente redundante, para no tener pérdida de datos, por fallas en la fibra óptica o *Switches*, imposibilitando la operación de los relés de protección con tecnología digital.
- Las pruebas SAT de los sistemas de protección digitales, deben realizarse con equipos de pruebas que soporten el estándar IEC 61850, puesto que permite simular los mensajes GOOSE y *Sampled Values* que publican las *Merging Units*, que están ubicadas de forma remota entre sí y cerca a sus fuentes de señales de corriente (transformador de corriente), haciendo posible, con un solo equipo de pruebas simular dos o más *Merging Units*, con el objetivo de realizar las pruebas de las funciones de protección como: diferencial de transformador, barras, generador y motor, que requieren dos o más fuentes de señales de corriente para su operación.

Referencias bibliográficas

- ABB. (2016). *Protección de distancia de línea REL670 2.0 IEC – Manual de aplicaciones*.
- Apostolov, A. (2017). *Efficient maintenance testing in digital substations based on IEC 61850 edition 2*. [Paper]
- Chase, S., Jessup, E., Silveria, M., Dong, J., Yang, Q. (2019). *Protection and Testing Considerations for IEC 61850 Sampled Values-Based Distance and Line Current Differential Schemes*. [Paper].
- CIGRE Green Books. (2019). *Substations*. Springer.
- CIGRE, Working Group B5.36. (2013). *Applications of IEC 61850 Standard to Protection Schemes*.
- Dong, F. (2018). *Data Flow Control and Performance Evaluation of IEC 61850 Substation Automation System*. [Tesis de doctorado].
- Estudios Eléctricos. (2021). *Parque Fotovoltaico Valle Escondido – NUP 1065 – Estudio de Coordinación y Ajustes de Protecciones*. (Rev. 3).
- HMV Ingenieros. (2019). *Subestaciones de alta y extra alta tensión – Guía práctica de diseño*. (3ª Ed.). HMV.
- HMV. (2018). *IEC 61850-9 Process Bus Line Protection Performance Test and Comparative Methodology*. [Paper]
- IEC-61850-1. (2013). *Communications networks and systems for power utility automation- Part 1: Introduction and overview*. (Ed 2.0).
- IEC-61850-5. (2013). *Communications networks and systems for power utility automation- Part 5: communication requirements for functions and device models*. (Ed 2.0).
- IEC-61850-7-1. (2011). *Communications networks and systems for power utility automation-Part 1: Basic communication structure – Principles and models*. (Ed 2.0)

- IEC-61850-8-1. (2011). *Communications networks and systems for power utility automation-Part 8-1: Specific communication service mapping (SCSM) – Mappings to MMS (ISO 9506-1 and ISO 9506-2) and to ISO/IEC 8802-3. (Ed 2.0).*
- Kasikci, I. (2018). *Short Circuits in Power Systems—A Practical Guide to IEC 60909-0. (2^a Ed.).* Wiley-VCH.
- OMICRON. (2022). *CMC 356 Datos técnicos.*
- Sharma, M., Nguyen, L. y Kuber, S. (2019). *Testing IEC-61850 Sampled Values-Based Transformer Differential Protection Scheme.* [Paper]
- SIEMENS. (2020). *SIPROTEC 5 Merging Unit 6MU85.*
- SIEMENS. (2021). *SIPROTEC 5 Low – Impedance Busbar Protection 7SS85.*
- SIEMENS. (2021). *SIPROTEC 5 Process Bus.*
- SIEMENS. (2021). *SIPROTEC 5 Transformer Differential Protection 7UT82, 7UT85, 7UT86, 7UT87.*
- Yang, Q., Keckalo, D., Dolezilek, D., Cenzone, E., SEL. (2020). *Testing IEC 61850 Merging Units.* [Paper]
- Yubo, Y. y Yi, Y. (2019). *IEC 61850-Based Smart Substations – Principles, Testing, Operation and Maintenance.* Elsevier.