



Universidad Nacional Mayor de San Marcos

Universidad del Perú. Decana de América

Facultad de Ingeniería Electrónica y Eléctrica

Escuela Profesional de Ingeniería Eléctrica

**Configuración e implementación del sistema de
protecciones de una minicentral termoeléctrica con
relés ABB REX640 y RET615**

TRABAJO DE SUFICIENCIA PROFESIONAL

Para optar el Título Profesional de Ingeniero Electricista

AUTOR

José Luis CUICAPUZA HUATUCO

ASESOR

Flaviano Juvencio CHAMORRO VALVERDE

Lima, Perú

2026



Reconocimiento - No Comercial - Compartir Igual - Sin restricciones adicionales

<https://creativecommons.org/licenses/by-nc-sa/4.0/>

Usted puede distribuir, remezclar, retocar, y crear a partir del documento original de modo no comercial, siempre y cuando se dé crédito al autor del documento y se licencien las nuevas creaciones bajo las mismas condiciones. No se permite aplicar términos legales o medidas tecnológicas que restrinjan legalmente a otros a hacer cualquier cosa que permita esta licencia.

Referencia bibliográfica

Cuicapuza, J. (2026). *Configuración e implementación del sistema de protecciones de una minicentral termoeléctrica con relés ABB REX640 y RET615*. [Trabajo de suficiencia profesional de pregrado, Universidad Nacional Mayor de San Marcos, Facultad de Ingeniería Electrónica y Eléctrica, Escuela Profesional de Ingeniería Eléctrica]. Repositorio institucional Cybertesis UNMSM.

Metadatos complementarios

Datos de autor	
Nombres y apellidos	José Luis Cuicapuza Huatuco
Tipo de documento de identidad	DNI
Número de documento de identidad	45877876
URL de ORCID	No Aplica
Datos de asesor	
Nombres y apellidos	Flaviano Juvencio Chamorro Valverde
Tipo de documento de identidad	DNI
Número de documento de identidad	06995689
URL de ORCID	https://orcid.org/0000-0003-1270-2379
Datos del jurado	
Presidente del jurado	
Nombres y apellidos	Fernando Jose Oyanguren Ramirez
Tipo de documento	DNI
Número de documento de identidad	07566297
Miembro del jurado 1	
Nombres y apellidos	Victor Edmundo Alva Saldaña
Tipo de documento	DNI
Número de documento de identidad	07299248
Miembro del jurado 2	
Nombres y apellidos	Edy Alberto Roman Ccorahua
Tipo de documento	DNI
Número de documento de identidad	06767696

Datos de investigación	
Línea de investigación	C.0.1.4 Energía no convencional
Grupo de investigación	No Aplica
Agencia de financiamiento	No Aplica
Ubicación geográfica de la investigación	Edificio: Planta de Tratamiento de Aguas Residuales País: Perú Departamento: Lima Provincia: Callao Distrito: Callao Latitud: -11.99567 Longitud: -77.13346
Año o rango de años en que se realizó la investigación	Setiembre 2021 – noviembre 2021
URL de disciplinas OCDE	Ingeniería eléctrica, Ingeniería Electrónica https://purl.org/pe-repo/ocde/ford#2.02.01



UNIVERSIDAD NACIONAL MAYOR DE SAN MARCOS
(Universidad del Perú, DECANA DE AMÉRICA)
FACULTAD DE INGENIERÍA ELECTRÓNICA Y ELÉCTRICA
Teléfono 619-7000 Anexo 4226
Calle Germán Amezaga 375 – Lima 1 – Perú



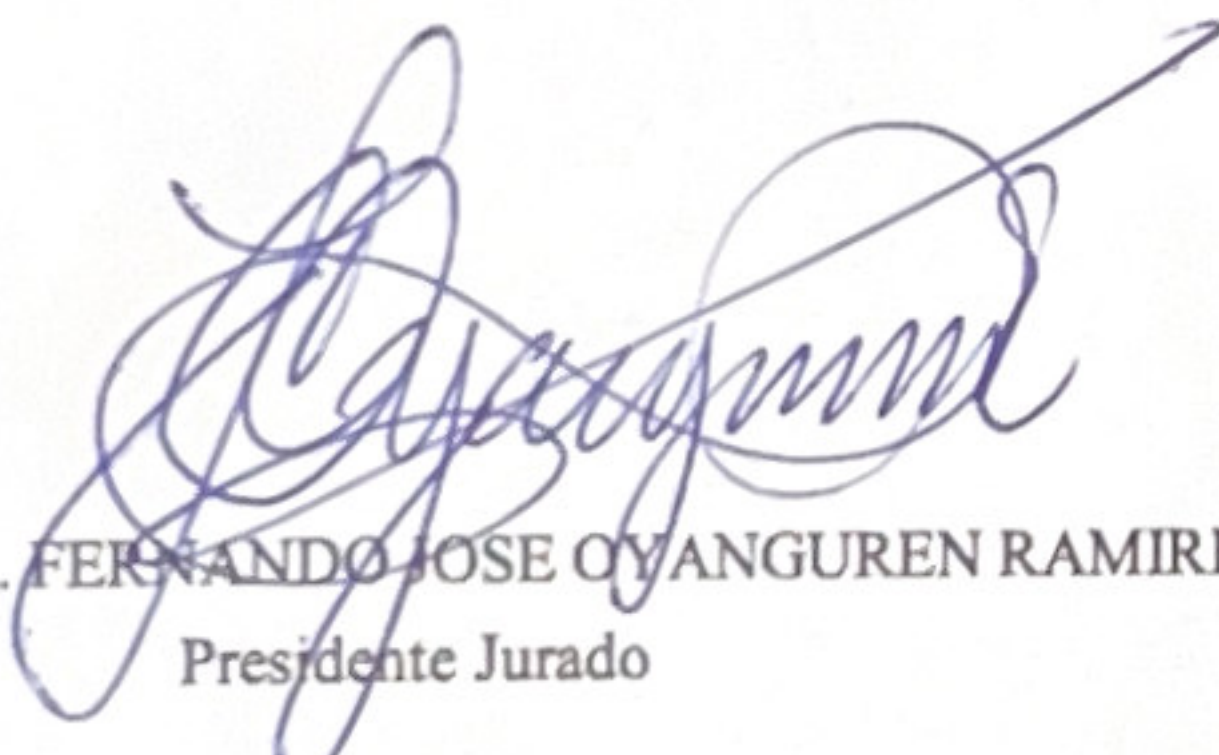
ACTA DE SUSTENTACIÓN
TRABAJO DE
SUFICIENCIA PROFESIONAL
ACTA N°22/FIEE-PPP/2026

Los suscritos Miembros del Jurado, docentes permanentes de las Escuelas Profesionales de la Facultad de Ingeniería Electrónica y Eléctrica, reunidos en la fecha 19 de marzo del 2026, como presidente de Jurado el **DR. FERNANDO JOSE OYANGUREN RAMIREZ**, integrado por el Miembro de Jurado el **ING. VICTOR EDMUNDO ALVA SALDAÑA**, el Miembro de Jurado el **MG. EDY ALBERTO ROMAN CCORAHUA** y Miembro Asesor el **ING. FLAVIANO JUVENCIO CHAMORRO VALVERDE**.

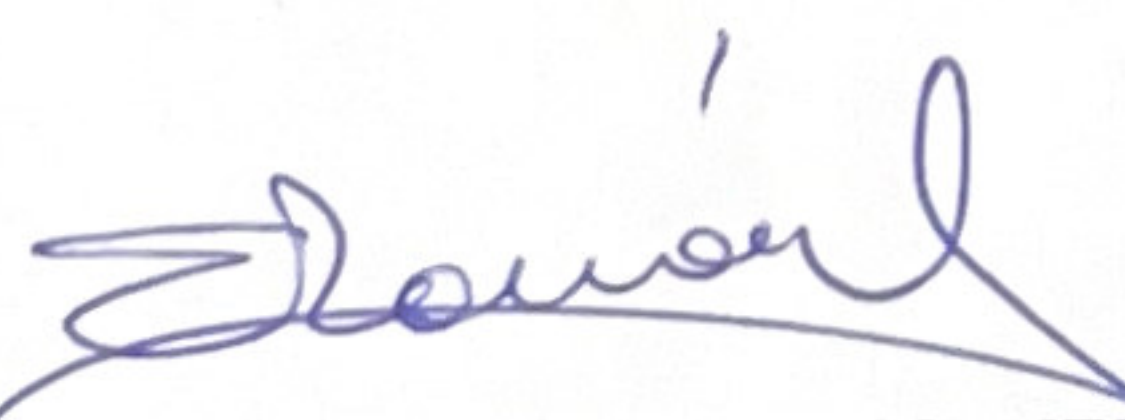
Después de escuchar la Sustentación Presencial del Trabajo de Suficiencia Profesional del Bachiller **JOSÉ LUIS CUICAPUZA HUATUCO** con código 08190102 que para optar el Título Profesional de Ingeniero Electricista sustentó el Trabajo de Suficiencia Profesional titulado **CONFIGURACIÓN E IMPLEMENTACIÓN DEL SISTEMA DE PROTECCIONES DE UNA MINICENTRAL TERMOELÉCTRICA CON RELÉS ABB REX640 Y RET615**.

El jurado examinador procedió a formular las preguntas reglamentarias y, luego de una deliberación en privado, decidió otorgarle el calificativo de 17 (diecisiete).

Ciudad Universitaria, 19 de marzo del 2026


DR. FERNANDO JOSE OYANGUREN RAMIREZ
Presidente Jurado


ING. VICTOR EDMUNDO ALVA SALDAÑA
Miembro Jurado


MG. EDY ALBERTO ROMAN CCORAHUA
Miembro Jurado


ING. FLAVIANO JUVENCIO CHAMORRO VALVERDE
Miembro Asesor



UNIVERSIDAD NACIONAL MAYOR DE
SAN MARCOS
Universidad del Perú, Decana de América

CERTIFICADO DE SIMILITUD

Yo, **FLAVIANO JUVENCIO CHAMORRO VALVERDE** en mi condición de asesor acreditado con el Dictamen N°23/FIEE-PPP/2026 del Trabajo de Suficiencia Profesional titulado **CONFIGURACIÓN E IMPLEMENTACIÓN DEL SISTEMA DE PROTECCIONES DE UNA MINICENTRAL TERMOELÉCTRICA CON RELÉS ABB REX640 Y RET615**, presentado por el bachiller **JOSÉ LUIS CUICAPUZA HUATUCO**, para optar al título profesional de Ingeniero Electricista. CERTIFICO que se ha cumplido con lo establecido en la Directiva de Originalidad y de Similitud de Trabajos Académicos, de Investigación y Producción Intelectual. Según la revisión, análisis y evaluación mediante la plataforma PIDS, el documento evaluado cuenta con el 12% de similitud, nivel PERMITIDO para continuar con los trámites correspondientes y para su publicación en el repositorio institucional.

Se emite el presente certificado en cumplimiento de lo establecido en las normas vigentes, como uno de los requisitos para la obtención del título de Ingeniero Electricista.

Lima, 19 de Marzo del 2026

Firma del Asesor

DNI: 06995689

Nombres y apellidos del asesor:

FLAVIANO JUVENCIO CHAMORRO VALVERDE

DEDICATORIA

Este trabajo está dedicado a Dios por bendecirme e iluminarme en cada etapa de mi vida.

A mis padres Isabel y Víctor, por todo su amor y apoyo incondicional para seguir y cumplir mis metas. A mis hermanos por su comprensión, paciencia durante este tiempo y su impulso a seguir creciendo y ser mejor cada día.

A todas las personas que estuvieron conmigo desde el primer día que comencé con mi etapa universitaria y profesional.

“El esfuerzo es la garantía del éxito”

AGRADECIMIENTOS

Agradecer a Dios por darme paciencia, valor y esmero para el desarrollo de este trabajo.

A mi alma mater Universidad Nacional Mayor de San Marcos, por albergarme en sus aulas y formarme como profesional para cumplir con los retos del futuro y a la solución de problemas de nuestro país.

A la Facultad de Ingeniería Eléctrica y Eléctrica y a los ingenieros por compartir conocimientos y experiencias.

A mi familia por el constante apoyo a lo largo de mi carrera y principalmente para la culminación de este proyecto.

RESUMEN

El presente TSP presenta la Configuración, Implementación de Estudio de Coordinación de Protecciones y Pruebas de Operatividad a Relés de Protección ABB REX640 y RET615 con el objetivo de realizar la Puesta en Servicio de una Minicentral Termoeléctrica de gas natural de 2.2MW, ubicada dentro de la planta PTAR (Planta de Tratamiento de Aguas Residuales) Taboada y así suplir parte de la energía de la concesionaria, mediante la inyección de flujo hacia la barra principal de 20kV. La minicentral cuenta con dos (02) unidades de generación (1.1MW por unidad), cada uno cuenta con un relé REX640, también posee un (01) transformador de 4MVA protegido por un relé RET615.

Para la configuración e implementación de ajustes en los relés se utilizaron el software ABB PCM600, planos funcionales de celdas de protección y estudio de coordinación.

La aplicación de señales a los relés se realizó con un equipo CMC356, éste realiza inyecciones de tensiones y/o corrientes de acuerdo a la función de protección que se evalúa.

Finalmente se realizaron pruebas de disparos efectivos, concluyéndose que los equipamientos están operativos y cumplen las funciones de protección como: selectividad, confiabilidad y velocidad, dando como resultado la energización de la minicentral termoeléctrica.

Palabras clave: Generador, transformador, relé de protección, PCM600, Test Universe.

ABSTRACT

This TSP presents the Configuration, Implementation of the Protection Coordination Study and Operability Tests to ABB REX640 and RET615 Protection Relays with the objective of carrying out the Commissioning of a 2.2 MW natural gas mini-thermoelectric power plant, located within the Taboada PTAR (Wastewater Treatment Plant) plant and thus supply part of the concessionaire's energy, by injecting flow into the 20kV main bus. The mini-power plant has two (02) generation units (1.1 MW per unit), each one has a REX640 relay, it also has a (01) 4MVA transformer protected by a RET615 relay.

For the configuration and implementation of relay settings, ABB PCM600 software, functional drawings of protection cubicles and coordination study were used.

The application of signals to the relays was carried out with a CMC356 equipment, which performs injections of voltages and/or currents according to the protection function being evaluated.

Finally, effective firing tests were carried out, concluding that the equipment is operative and fulfills the protection functions such as: selectivity, reliability and speed, resulting in the energization of the mini thermoelectric power plant.

Keywords: Generator, Transformer, Protection relay, PCM600, Test Universe.

ÍNDICE GENERAL

RESUMEN	iv
ABSTRACT	v
ÍNDICE GENERAL	vi
LISTA DE FIGURAS	ix
LISTA DE TABLAS	xiv
CAPITULO I: INTRODUCCIÓN	1
CAPITULO II: INFORMACIÓN DEL LUGAR DONDE SE DESARROLLÓ LA ACTIVIDAD	3
2.1 Institución – Actividad que desarrolla	3
2.2 Periodo de duración de la actividad	3
2.3 Finalidad y objetivos de la entidad	3
2.4 Razón social	4
2.5 Dirección postal	4
2.6 Nombre y correo electrónico del profesional a cargo	4
CAPITULO III: DESCRIPCIÓN DE LA ACTIVIDAD	5
3.1 Organización de la actividad	5
3.2 Finalidad y objetivos de la Actividad	5
3.2.1 Finalidad	5
3.2.2 Objetivos	6
3.3 Problemática	6
3.3.1 Problema General	6
3.3.2 Problemas Específicos	6
3.3.3 Justificación e importancia de la investigación	7
3.4 Metodología	8
3.4.1 Bases teóricas	8
3.4.2 Marco conceptual	9
3.4.2.1 Sistema de Protecciones Eléctricas	9

3.4.2.1.1	Características de los Sistemas de Protección Eléctrica	10
3.4.2.1.2	Elementos de un Sistema de Protecciones	11
3.4.2.2	Protección del Generador	12
3.4.2.2.1	Protección Diferencial de Generador [ANSI 87G]	13
3.4.2.2.2	Protección de Secuencia Negativa [ANSI 46]	15
3.4.2.2.3	Protección de Potencia Inversa [ANSI 32P]	19
3.4.2.2.4	Protección de Pérdida de Campo [ANSI 40]	21
3.4.2.2.5	Protección de Sobrecorriente de Fases [ANSI 50/51]	25
3.4.2.2.6	Protección de Frecuencia [ANSI 81O/81U]	26
3.4.2.2.7	Protección de Sobretensión [ANSI 59]	28
3.4.2.2.8	Protección de Subtensión [ANSI 27]	29
3.4.2.2.9	Protección de Sincronismo [ANSI 25]	29
3.4.2.3	Protección de Transformador	30
3.4.2.3.1	Protección Diferencial de Transformador [ANSI 87T]	31
3.4.2.3.2	Protección de Sobrecorriente de Fases [ANSI 50/51]	34
3.4.2.3.3	Protección de Sobrecorriente a Tierra [ANSI 50/51G]	35
3.4.2.3.4	Protección Térmica [ANSI 49]	36
3.5	Procedimiento	38
3.6	Resultado de la Actividad	39
CAPITULO IV: DISCUSIÓN DE RESULTADOS		48
4.1	Descripción de la Implementación	48
4.2	Evaluación técnica	49
CAPITULO V: CONCLUSIONES		50
CAPITULO VI: RECOMENDACIONES		52
CAPITULO VII: BIBLIOGRAFÍA		53
ANEXOS		55
Anexo A: Diagrama Unifilar del Sistema Eléctrico		55
Anexo B: Características Técnicas Relé ABB REX640		55
Anexo C: Características Técnicas Relé ABB RET615		60

Anexo D: Configuración de Relés de Protección	63
Anexo E: Parametrización de Relés de Protección	97
Anexo F: Pruebas de Operatividad de Relés de Protección	116
Anexo G: Estudio de Coordinación de Protecciones de Planta Eléctrica de 2.2MW	139
Anexo H: Reporte de Pruebas del Relé de Protecciones ABB REX640 de la Unidad #1	160
Anexo I: Reporte de Pruebas del Relé de Protecciones ABB RET615 del Transformador de Potencia	193
Anexo J: Data Sheet de Generador	219

LISTA DE FIGURAS

Figura 1 Esquema de conexión de relé diferencial porcentual.	14
Figura 2 Característica diferencial de operación porcentual.	15
Figura 3 Capacidad de corriente desbalanceada en generador.	16
Figura 4 Característica de tiempo-sobrecorriente de I_2 .	18
Figura 5 Conexionado típico de relé de secuencia negativa.	19
Figura 6 Curva de capacidad de generador.	22
Figura 7 Característica de pérdida de excitación de generador.	23
Figura 8 Característica mho para pérdida de excitación.	24
Figura 9 Conexionado típico de protección de respaldo.	25
Figura 10 Limitaciones de frecuencia para turbina a vapor.	27
Figura 11 Conexión típica de relé diferencial.	31
Figura 12 Opciones típicas de característica porcentual.	32
Figura 13 Pendiente diferencial porcentual y corrientes diferenciales debidos a varios errores.	33
Figura 14 Conexión típica de relé de sobrecorriente de fases.	34
Figura 15 Conexión típica de relé de sobrecorriente de tierra.	35
Figura 16 Protección típica térmica de un transformador.	37
Figura 17 Lógica agrupada de protecciones RET615.	45
Figura 18 Lógica agrupada de protecciones REX640.	46
Figura 19 Sala MT de 4.16kV frente a grupos de generación.	48
Figura 20 Entradas de corriente y tensión Modulo AIM1 REX640.	57
Figura 21 Entradas y salidas binarias Módulo BIO1 REX640.	58
Figura 22 Tensión auxiliar, entradas y salidas Modulo PSM1 REX640.	59
Figura 23 Módulo puerto de comunicación REX640.	60
Figura 24 Estructura del relé ABB RET615.	62
Figura 25 Módulo puerto de comunicación RET615.	63
Figura 26 Bloque de medición corriente de fases ILTCTR1.	63

Figura 27 Bloque de medición de corriente a tierra RESTCTR1.	63
Figura 28 Bloque de medición corriente de fases ILTCTR2.	64
Figura 29 Bloque de medición de corriente a tierra RESTCTR2.	64
Figura 30 Bloque de medición de tensión UTVTR1.	66
Figura 31 Bloque de medición de tensión UTVTR2.	66
Figura 32 Asignación de señales a entradas binarias.	67
Figura 33 Asignación de señales a salidas binarias.	68
Figura 34 Bloque lógico de configuración MPDIF.	68
Figura 35 Diagrama de bloques funcional MPDIF.	69
Figura 36 Bloque lógico de configuración MNSPTOC.	70
Figura 37 Diagrama de bloques funcional MNSPTOC.	70
Figura 38 Bloque lógico de configuración DOPPDPR1/2.	71
Figura 39 Diagrama de bloques funcional DOPPDPR.	71
Figura 40 Bloque lógico de configuración UEXPDIS.	73
Figura 41 Diagrama de bloques funcional UEXPDIS.	73
Figura 42 Bloque lógico de configuración PHxPTOC.	74
Figura 43 Diagrama de bloques funcional PHxPTOC.	75
Figura 44 Bloque lógico de configuración FRPFRQ.	76
Figura 45 Diagrama de bloques funcional FRPFRQ.	77
Figura 46 Bloque lógico de configuración PHPTOV.	78
Figura 47 Diagrama de bloques funcional PHPTOV.	78
Figura 48 Bloque lógico de configuración PHPTUV.	79
Figura 49 Diagrama de bloques funcional PHPTUV.	80
Figura 50 Bloque lógico de control SECRSYN.	81
Figura 51 Diagrama de bloques de control SECRSYN.	81
Figura 52 Bloque de medición corriente de fases CMMXU1.	83
Figura 53 Bloque de corriente de secuencia CSMSQI1.	83
Figura 54 Bloque de medición corriente de fases CMMXU2.	83
Figura 55 Bloque de medición corriente residual RESMMXU2.	83
Figura 56 Bloque de medición de tensión de fases VMMXU.	85
Figura 57 Bloque de tensión de secuencia VSMSQI.	85
Figura 58 Bloque de medición tensión residual RESVMMXU.	85
Figura 59 Asignación de señales a entradas binarias.	87

Figura 60 Asignación de señales a salidas binarias.	87
Figura 61 Bloque lógico de configuración TR2PTDF.	88
Figura 62 Diagrama de bloques funcional TR2PTDF.	88
Figura 63 Bloque lógico de configuración PHxPTOC.	90
Figura 64 Diagrama de bloques funcional PHxPTOC.	91
Figura 65 Bloque lógico de configuración PHPTOV.	92
Figura 66 Diagrama de bloques funcional PHPTOV.	92
Figura 67 Bloque lógico de configuración PHPTUV.	94
Figura 68 Diagrama de bloques funcional PHPTUV.	94
Figura 69 Bloque lógico de configuración T2PTTR.	95
Figura 70 Diagrama de bloques funcional T2PTTR.	96
Figura 71 Datos del sistema de potencia en PCM600, REX640.	98
Figura 72 Datos de transformador de corriente 3IB en PCM600.	98
Figura 73 Datos de transformador de corriente 3I en PCM600.	98
Figura 74 Datos de transformador de corriente Io en PCM600.	99
Figura 75 Datos de transformador de potencial 3UB, PCM600.	99
Figura 76 Datos de transformador de potencial UoB, PCM600.	99
Figura 77 Datos del Master trip en PCM600.	100
Figura 78 Datos del System time en PCM600.	100
Figura 79 Ajustes de la función diferencial 87G.	101
Figura 80 Ajustes de la función de secuencia negativa 46.	101
Figura 81 Ajustes de la función potencia inversa Etapa1 32.	102
Figura 82 Ajustes de la función potencia inversa Etapa2 32.	102
Figura 83 Ajustes de la función pérdida de campo 40.	103
Figura 84 Ajustes de la función sobrecorriente de fases 51P.	103
Figura 85 Ajustes de la función sobrecorriente de fases 50P.	104
Figura 86 Ajustes de la función sobrefrecuencia $F > 81^\circ$.	104
Figura 87 Ajustes de la función sobrefrecuencia $F \gg 81^\circ$.	104
Figura 88 Ajustes de la función subfrecuencia $F < 81U$.	105
Figura 89 Ajustes de la función subfrecuencia $F \ll 81U$.	105
Figura 90 Ajustes de la función sobretensión 59.	106
Figura 91 Ajustes de la función subtensión 27.	106
Figura 92 Ajustes de control de sincronismo 25.	107

Figura 93 Datos del sistema de potencia en PCM600, RET615.	108
Figura 94 Datos de transformador de corriente 3I en PCM600.	109
Figura 95 Datos de transformador de corriente 3IB en PCM600.	109
Figura 96 Datos de transformador de corriente Io en PCM600.	109
Figura 97 Datos de transformador de potencial 3U, PCM600.	110
Figura 98 Datos de transformador de potencial Uo en PCM600.	110
Figura 99 Datos del Master trip lado alta tensión en PCM600.	110
Figura 100 Datos del Master trip lado baja tensión en PCM600.	111
Figura 101 Datos del System time en PCM600.	111
Figura 102 Ajustes de la función diferencial 87T.	112
Figura 103 Ajustes de función sobrecorriente de fases 51 en 20kV.	113
Figura 104 Ajustes de función sobrecorriente de fases 50 en 20kV.	113
Figura 105 Ajustes función sobrecorriente de fases 51 en 4.16kV.	113
Figura 106 Ajustes función sobrecorriente de fases 50 en 4.16kV.	114
Figura 107 Ajustes de la función sobretensión 59.	114
Figura 108 Ajustes de la función subtensión 27.	115
Figura 109 Ajustes de la función sobrecarga térmica 49.	115
Figura 110 Equipo de pruebas OMICRON CMC356.	116
Figura 111 Software Test Universe 4.30.	117
Figura 112 Conexión de prueba para relé ABB REX640.	118
Figura 113 Curva de actuación función 50/51.	119
Figura 114 Curva de actuación función 46.	120
Figura 115 Secuencia de estados función 59.	121
Figura 116 Secuencia de estados función 27.	122
Figura 117 Secuencia de estados función 81O Etapa 1.	123
Figura 118 Secuencia de estados función 81O Etapa 2.	123
Figura 119 Secuencia de estados función 81U Etapa 1.	124
Figura 120 Secuencia de estados función 81U Etapa 2.	124
Figura 121 Secuencia de estados función 32 Etapa 1.	125
Figura 122 Secuencia de estados función 32 Etapa 2.	126
Figura 123 Curva característica de operación función 87G.	127
Figura 124 Secuencia de estados función 25.	128
Figura 125 Curva característica de operación función 40.	129

Figura 126 Conexionado de prueba para relé ABB RET615.	131
Figura 127 Curva de actuación función 50/51 en 20.0kV.	132
Figura 128 Curva de actuación función 50/51 en 4.16kV.	132
Figura 129 Secuencia de estados función 59.	134
Figura 130 Secuencia de estados función 27.	135
Figura 131 Curva característica de operación función 87T.	136
Figura 132 Curva de actuación función 49.	138

LISTA DE TABLAS

Cuadro 1 Capacidad de corriente desbalanceada en generador	17
Cuadro 2 Requerimiento para fallas desbalanceadas en generador	17
Cuadro 3 Valores típicos de potencia de motorización	20
Cuadro 4 Ajustes típicos de subfrecuencia para turbina a vapor	27
Cuadro 5 Ajustes típicos de sobrefrecuencia para turbina a vapor	28
Cuadro 6 Datos de generador Grupo 1 y Grupo 2	39
Cuadro 7 Datos de Transformador de Potencia	39
Cuadro 8 Datos de Transformadores de Corriente de Generador	40
Cuadro 9 Datos de Transformadores de Corriente de Transformador	40
Cuadro 10 Datos de Transformador de Potencial	40
Cuadro 11 Ajustes Protección Diferencial Generador (87G)	41
Cuadro 12 Ajustes Protección Sobretensión Generador (59)	41
Cuadro 13 Ajustes Protección Subtensión Generador (27)	41
Cuadro 14 Ajustes Protección Secuencia Negativa Generador (46)	41
Cuadro 15 Ajustes Protección Potencia Inversa Generador (32)	41
Cuadro 16 Ajustes Protección Pérdida de Campo Generador (40)	42
Cuadro 17 Ajustes Protección de Sobrefrecuencia Generador (81O)	42
Cuadro 18 Ajustes Protección de Subfrecuencia Generador (81U)	42
Cuadro 19 Ajustes Protección de Sincronismo Generador (25)	42
Cuadro 20 Ajustes Protección Sobrecorriente Fases Generador (50/51)	42
Cuadro 21 Ajustes Protección Diferencial Transformador (87T)	43
Cuadro 22 Ajustes Protección Sobrecarga Transformador (49)	43
Cuadro 23 Ajustes Protección Sobretensión Transformador (59)	43
Cuadro 24 Ajustes Protección Subtensión Transformador (27)	43
Cuadro 25 Ajustes Protección Sobrecorriente Fases Transformador en 20.0kV (50/51)	44

Cuadro 26 Ajustes Protección Sobrecorriente Fases Transformador en 4.16kV (50/51)	44
Cuadro 27 Ajustes Protección Sobrecorriente Tierra Transformador en 20.0kV (50/51G)	44
Cuadro 28 Fuente de alimentación del relé de protección REX640	56
Cuadro 29 Fuente de alimentación del HMI REX640	56
Cuadro 30 Entradas de energización REX640	56
Cuadro 31 Entradas binarias REX640	57
Cuadro 32 Salidas binarias de potencia unipolar REX640	57
Cuadro 33 Listado de puertos para módulo de comunicación REX640	60
Cuadro 34 Fuente de alimentación del relé de protección RET615	60
Cuadro 35 Entradas de energización RET615	61
Cuadro 36 Entradas binarias RET615	61
Cuadro 37 Salidas binarias de potencia unipolar RET615	61
Cuadro 38 Descripción de señales de entrada bloque ILTCTR	65
Cuadro 39 Descripción de señales de salida bloque ILTCTR	65
Cuadro 40 Descripción de señales de entrada bloque RESTCTR	65
Cuadro 41 Descripción de señales de salida bloque RESTCTR	65
Cuadro 42 Descripción de señales de entrada bloque UTVTR	67
Cuadro 43 Descripción de señales de salida bloque UTVTR	67
Cuadro 44 Descripción de señales de entrada bloque MPDIF	69
Cuadro 45 Descripción de señales de salida bloque MPDIF	69
Cuadro 46 Descripción de señales de entrada bloque MNSPTOC	71
Cuadro 47 Descripción de señales de salida bloque MNSPTOC	71
Cuadro 48 Descripción de señales de entrada bloque DOPPDPR	72
Cuadro 49 Descripción de señales de salida bloque DOPPDPR	72
Cuadro 50 Descripción de señales de entrada bloque UEXPDIS	74
Cuadro 51 Descripción de señales de salida bloque UEXPDIS	74
Cuadro 52 Descripción de señales de entrada bloque PHxPTOC	75
Cuadro 53 Descripción de señales de salida bloque PHxPTOC	76
Cuadro 54 Descripción de señales de entrada bloque FRPFRQ	77
Cuadro 55 Descripción de señales de salida bloque FRPFRQ	78
Cuadro 56 Descripción de señales de entrada bloque PHPTOV	79

Cuadro 57 Descripción de señales de salida bloque PHPTOV	79
Cuadro 58 Descripción de señales de entrada bloque PHPTUV	80
Cuadro 59 Descripción de señales de salida bloque PHPTUV	81
Cuadro 60 Descripción de señales de entrada bloque SECRSYN	82
Cuadro 61 Descripción de señales de salida bloque SECRSYN	82
Cuadro 62 Descripción de señales de entrada bloque CMMXU	84
Cuadro 63 Descripción de señales de salida bloque CMMXU	84
Cuadro 64 Descripción de señales de entrada bloque CSMSQI	84
Cuadro 65 Descripción de señales de entrada bloque RESCMMXU	84
Cuadro 66 Descripción de señales de salida bloque RESCMMXU	84
Cuadro 67 Descripción de señales de entrada bloque VMMXU	86
Cuadro 68 Descripción de señales de salida bloque VMMXU	86
Cuadro 69 Descripción de señales de entrada bloque VSMSQI	86
Cuadro 70 Descripción de señales de entrada bloque RESVMMXU	86
Cuadro 71 Descripción de señales de salida bloque RESVMMXU	86
Cuadro 72 Descripción de señales de entrada bloque TR2PTDF	89
Cuadro 73 Descripción de señales de salida bloque TR2PTDF	90
Cuadro 74 Descripción de señales de entrada bloque PHxPTOC	91
Cuadro 75 Descripción de señales de salida bloque PHxPTOC	92
Cuadro 76 Descripción de señales de entrada bloque PHPTOV	93
Cuadro 77 Descripción de señales de salida bloque PHPTOV	93
Cuadro 78 Descripción de señales de entrada bloque PHPTOV	95
Cuadro 79 Descripción de señales de salida bloque PHPTOV	95
Cuadro 80 Descripción de señales de entrada bloque TR2PTTR	96
Cuadro 81 Descripción de señales de salida bloque TR2PTTR	97
Cuadro 82 Funciones a habilitarse en el relé REX640	97
Cuadro 83 Funciones a habilitarse en el relé RET615	108
Cuadro 84 Funciones de protección probadas en el relé REX640	118
Cuadro 85 Resultados de prueba de arranque función 51	119
Cuadro 86 Resultados de prueba de operación función 50/51	120
Cuadro 87 Resultados de prueba de arranque función 46	121
Cuadro 88 Resultados de prueba de operación función 46	121
Cuadro 89 Resultados de prueba de arranque función 59	122

Cuadro 90 Resultados de prueba de operación función 59	122
Cuadro 91 Resultados de prueba de arranque función 27	122
Cuadro 92 Resultados de prueba de operación función 27	123
Cuadro 93 Resultados de prueba de arranque función 81O	124
Cuadro 94 Resultados de prueba de operación función 81O	124
Cuadro 95 Resultados de prueba de arranque función 81U	125
Cuadro 96 Resultados de prueba de operación función 81U	125
Cuadro 97 Resultados de prueba de arranque función 32	126
Cuadro 98 Resultados de prueba de operación función 32	126
Cuadro 99 Resultados de prueba de arranque función 87G	127
Cuadro 100 Resultados de prueba curva de operación función 87G	127
Cuadro 101 Resultados de prueba tiempo de operación función 87G	128
Cuadro 102 Resultados de prueba de operación función 25	129
Cuadro 103 Resultados de prueba de arranque función 40	130
Cuadro 104 Resultados de prueba de operación función 40	130
Cuadro 105 Funciones de protección probadas en el relé RET615	131
Cuadro 106 Resultados de prueba de arranque función 51 en 20.0kV	133
Cuadro 107 Resultados de prueba de arranque función 50/51 en 4.16kV	133
Cuadro 108 Resultados de prueba de operación función 50/51 en 20.0kV	133
Cuadro 109 Resultados de prueba de operación función 50/51 en 4.16kV	133
Cuadro 110 Resultados de prueba de arranque función 59	134
Cuadro 111 Resultados de prueba de operación función 59	134
Cuadro 112 Resultados de prueba de arranque función 27	135
Cuadro 113 Resultados de prueba de operación función 27	135
Cuadro 114 Resultados de prueba de arranque función 87T en 20.0kV	136
Cuadro 115 Resultados de prueba de arranque función 87T en 4.16kV	136
Cuadro 116 Resultados de prueba curva de operación función 87T	137
Cuadro 117 Resultados de prueba tiempo de operación función 87T	137
Cuadro 118 Resultados de prueba de restricción de 2th	137
Cuadro 119 Resultados de prueba de restricción de 5th	137
Cuadro 120 Resultados de prueba de arranque función 49	138
Cuadro 121 Resultados de prueba de operación función 49	138

CAPITULO I: INTRODUCCIÓN

Actualmente los relés de protección son elementos importantes dentro de una subestación eléctrica, estos protegen a los activos (generadores, transformadores, etc) de fallas y/o operaciones anormales, que puedan ocurrir durante la operación; para ello monitorean señales como tensión, corriente, identifican posibles fallas en el sistema y envían una señal al interruptor, de manera que sea desconectado y aislado del sistema, evitando cualquier posible daño.

El tema del proyecto “Configuración e Implementación del Sistema de Protecciones de una Minicentral Termoeléctrica con Relés ABB REX640 y RET615” en PTAR (Planta de Tratamiento de Aguas Residuales) Taboada” tiene como objetivo mostrar el principio lógico de las funciones de protección, la parametrización de estas y las pruebas de operatividad, que deben tomarse en cuenta para el funcionamiento del mismo; así garantizar la seguridad y confiabilidad de los activos de la subestación eléctrica.

El trabajo consta de siete capítulos, el Capítulo I, describe las alineaciones como: introducción, título del trabajo, objetivos y la estructura de tal forma que permita tener una noción previa de lo que se va a desarrollar.

Capítulo II, presenta información detallada donde se desarrolló el trabajo como: lugar, empresa que ejecutó, periodo de tiempo, así como como responsables.

Capítulo III, describe los objetivos, finalidades y problemáticas del trabajo, menciona las metodologías empleadas para la puesta en servicio de la minicentral termoeléctrica mediante los relés de protección ABB REX640 y RET615, esto acompañado del marco conceptual de protección de generador, protección de transformador, finalizando con el procedimiento seguido y los resultados obtenidos.

Capítulo IV, abarca las conclusiones más relevantes del trabajo.

Capítulo V, describe las recomendaciones a tener en cuenta luego de la puesta en servicio.

Capítulo VI, presenta la bibliografía utilizada para el desarrollo del TSP y del trabajo realizado.

Capítulo VII, expone los anexos como: diagrama unifilar, características técnicas de los relés de protección, configuración de relés de protección, parametrización y pruebas de operatividad, estudio de coordinación de protecciones (revisado y validado), así como los informes de los relés del generador y transformador.

CAPITULO II: INFORMACIÓN DEL LUGAR DONDE SE DESARROLLÓ LA ACTIVIDAD

2.1 Institución – Actividad que desarrolla

Las actividades plasmadas en el presente trabajo de suficiencia profesional fueron realizadas dentro de la planta PTAR (Planta de Tratamiento de Aguas Residuales) TABOADA S.A.

Empresa responsable que trata las aguas residuales, que son generadas por más de 4 millones de habitantes de Lima Metropolitana y Callao; lo que corresponde alrededor del 40% de la población y al 53% de todas las aguas residuales de estas dos áreas.

Así, se previene la contaminación del mar, se favorece la conservación del entorno y se protege la salud de la población.

2.2 Periodo de duración de la actividad

El tiempo que tomó desde la recopilación de información para la validación del estudio de coordinación, la configuración, parametrización y las pruebas de operatividad de los relés de protección fueron aproximadamente de 2 meses y medio.

2.3 Finalidad y objetivos de la entidad

La empresa encargada de realizar los trabajos mencionados dentro de la planta tiene como finalidad brindar servicios de desarrollo de ingeniería,

mantenimiento, pruebas eléctricas y puesta en servicio de subestaciones de media y alta tensión.

Tiene como objetivo ofrecer soluciones y asistencia técnica en generación, transmisión y distribución de energía eléctrica, poniendo a disposición de sus clientes un equipo de profesionales y técnicos altamente capacitados.

2.4 Razón social

T&D ELECTRIC S.A.C

2.5 Dirección postal

Jr. San Ernesto Mza. 2A Lte 1D Urb. Santa Luisa II Etapa, Los Olivos 15307.

2.6 Nombre y correo electrónico del profesional a cargo.

Ing. Alberto Alvarado Arellano - alberto.alvarado@tydelectric.com.pe

CAPITULO III: DESCRIPCIÓN DE LA ACTIVIDAD

3.1 Organización de la actividad

De acuerdo con los objetivos del presente trabajo de suficiencia profesional, el desarrollo de las actividades se organizó de la siguiente manera:

- Determinación del alcance del proyecto a intervenir.
- Recopilación de archivos fuente de configuración de los relés de protección ABB REX540 y RET615.
- Recolección y revisión de planos funcionales de las celdas de media tensión de 4.16kV que involucra el proyecto, para identificación de señales como: entradas binarias, salidas binarias, etc.
- Recopilación y revisión de estudio de coordinación de protecciones del proyecto (proporcionado por PTAR Taboada, revisado y validado).
- Configuración de relés de protección en base a los planos funcionales y manuales de los equipos, así como implementación de estudio de coordinación.
- Pruebas funcionales de los relés intervenidos para garantizar la funcionabilidad y finalmente pruebas de disparos efectivos.

3.2 Finalidad y objetivos de la Actividad

3.2.1 Finalidad

Realizar la puesta en servicio de la minicentral termoeléctrica de 2.2MW, para inyectar flujo a la barra principal de 20kV, a través de una celda de acoplamiento.

3.2.2 Objetivos

Objetivo General

Configurar, validar e implementar el análisis de coordinación y realizar pruebas a los relés de protección que forman parte del proyecto.

Objetivos Específicos

- Analizar la lógica de las funciones de protecciones a implementar en cada uno de los relés, usando manuales del fabricante.
- Revisar el estudio de coordinación (proporcionado por PTAR Taboada) y parametrizar los ajustes en los relés.
- Realizar pruebas de operatividad a los relés mediante inyecciones secundarias de tensiones y corrientes.
- Realizar pruebas de disparos efectivos en condiciones de falla y no falla y verificar apertura de interruptor en caso de condiciones anormales.

3.3 Problemática

3.3.1 Problema General

¿Cuáles son las actividades a desarrollar a nivel de protecciones de la minicentral termoeléctrica para realizar la puesta en servicio?

3.3.2 Problemas Específicos

- ¿Cómo opera la lógica de las funciones de protección?
- ¿Cómo validar el análisis de coordinación de equipos a proteger?
- ¿Cómo verificar los ajustes implementados en los relés y comprobar la operatividad?

¿Cómo garantizar que en caso ocurriese una falla, este haya sido despejado satisfactoriamente?

3.3.3 Justificación e importancia de la investigación

Justificación práctica: El objetivo de un sistema eléctrico de potencia es entregar energía, por ello este debe ser lo más confiable posible, para garantizar lo descrito se cuenta con esquemas de protecciones eléctricas, los cuales protegen a todos sus componentes en caso de existir alguna falla interna o externa.

Los relés de protección son uno de los componentes importantes de los esquemas de protección porque son responsables de detectar una falla y en caso de ser necesario, enviar señales de disparos a los componentes o equipos relacionados. Para que cumplan sus funciones los relés deben encontrarse debidamente configurados, parametrizados y probados.

PTAR (Planta de Tratamiento de Aguas Residuales) TABOADA S.A, ubicado en Av. Gambeta s/n en la provincia constitucional de Callao, realizó la construcción de una minicentral termoeléctrica a gas en el interior de sus instalaciones de operación, tiene una potencia de 2.2MW en 4.16kV, este se acopla a su barra principal de 20kV mediante un transformador de potencia de 4MVA con una relación de transformación de 20/4.16kV para inyectar flujo a su sistema. La minicentral cuenta con dos (02) grupos generadores (potencia nominal de 1.1MW, tensión nominal de 4.16kV, factor de potencia de 0.8 y grupo de conexión Y para cada unidad) y un (01) transformador de potencia (potencia nominal de 4MVA, relación de tensión $20 \pm 2 \times 2.5\% / 4.16\text{kV}$ y grupo de conexión YNd5), las unidades de generación cuentan como elemento de protección al relé ABB REX540 cada uno y el transformador al relé de protección ABB RET615 (diagrama unifilar se muestra en Anexo A).

La importancia de la configuración, parametrización y pruebas radica en asegurar la confiabilidad de la minicentral y la protección de sus

activos. Así mismo garantizando la continuidad de la operación de los equipos.

3.4 Metodología

3.4.1 Bases teóricas

Internacional

1.- Ángel Paul Quelal Carrera – “Implementación de un sistema de protección mediante relés digitales multifuncionales para el generador y transformador de la Unidad #3 de la central termoeléctrica Santa Rosa, parroquia Cutuglagua, Cantón Mejía de la provincia de Pichincha” 2015. Este trabajo concluye la importancia de la confiabilidad del sistema de protecciones dentro del sistema eléctrico de potencia, donde los relés de protección son el cerebro de cualquier operación del sistema de protecciones. Debido a que evitan un paro inesperado de los equipos asociados por daños, que a la larga se puedan tornar irreversibles. Para lo cual es necesario que estos cumplan con la configuración de la lógica, parametrización y pruebas de inyección de señales, los cuales corroboran las calibraciones de los relés.

2.- Arguello Martínez Gorky Salvador – “Ingeniería de diseño para la utilización de los relés multifunción de la central Mazar en las unidades de la central Molino pertenecientes a CELEC EP. Hidropaute” 2015. Este trabajo describe que el generador es la máquina más costosa dentro del sistema eléctrico de potencia, así como también lo es el transformador de potencia, por lo cual es vital protegerlos de perturbaciones como de falla graves que pueden representar el deterioro total o parcial de los activos como de sus componentes dejándolos en algunos casos fuera de servicio. Por tanto, sus protecciones deben ser selectivas, eficaces y rápidas lo cual se logra con los relés digitales multifunción. En su trabajo el autor menciona que para la programación del equipo mencionado se necesitan las siguientes señales: señales de tensión, señales de corriente, posición abierta del interruptor de potencia, posición cerrada del interruptor, disparo de la turbina, disparo de

excitación, transformadores de corriente, transformadores de tensión y que estas señales se encuentran en los planos eléctricos de generador y transformador.

Nacional

3.- Tito Vicuña Ruiz – “Automatización de protecciones del sistema eléctrico de la central hidroeléctrica de San Francisco en Ayacucho” 2006. El autor menciona que las Pruebas de Puesta en Servicio en centrales de generación, deben ser orientadas a probar el sistema de protección como un conjunto, habiéndose probado los equipos individualmente de la siguiente manera: transformadores de corriente, transformadores de tensión, cableados, bobinas de disparo, señalización de disparo y alarma, relés (los ajustes serán de acuerdo al estudio de coordinación). Finalizado las pruebas individuales de los elementos y haber verificado que siguen los planos de diseño de detalle del circuito de protección, se debe efectuar la prueba de inyección primaria de magnitud de tensión y corriente desde el lado de alta de los transformadores de medida y de no ser posible del lado secundario, para así garantizar la funcionalidad de los circuitos de manera global.

4.- Cesar Chilet León – “Protección de generadores síncronos” 2004. El autor concluye que la pérdida de fuerza motriz en el generador hace que se motoricen poniendo en peligro al motor primo, ya que como se sabe toda máquina rotativa puede funcionar como motor o generador. También hace mención que la protección diferencial es una de las protecciones más importantes que detectan fallas a tierra y cortocircuitos entre fase y esta protección no se puede ajustar al mínimo ya que esto podría ocasionar falsos disparos debido a los errores de los transformadores de corriente y a la saturación de estos de ocurrir un cortocircuito cercano al generador debido a la presencia de la componente continua.

3.4.2 Marco conceptual

3.4.2.1 Sistema de Protecciones Eléctricas. Todo Sistema Eléctrico de Potencia (SEP) tiene la responsabilidad de suministrar electricidad a los

consumidores cuando la necesiten, asegurando que se haga en las condiciones técnicas y económicas más óptimas.

Sin embargo, el sistema se encuentra expuesto a disturbios (fallas y perturbaciones), alterando el funcionamiento normal. Por tanto, es crucial que el SEP funcione en condiciones óptimas la mayor parte del tiempo, tarea que recae en el Sistema de Protecciones Eléctricas.

3.4.2.1.1 Características de los Sistemas de Protección Eléctrica. Las protecciones deben satisfacer las siguientes características:

Sensibilidad: Esto implica que las protecciones deben detectar infinidad de anomalías en el SEP, sin importar cuán insignificantes sean, y también debe ser capaz de discernir si se trata realmente de una falla o no.

Selectividad: Una vez identificada la falla en el sistema, el sistema de protección debe ser capaz de determinar la zona específica de protección afectada, de modo que solo intervenga en esa área y no en otras, evitando así la desconexión innecesaria de otros circuitos.

Velocidad: Una vez detectada la falla, es esencial eliminarla lo más rápidamente posible, ya que la duración prolongada de las fallas en el sistema puede aumentar los daños y, por consiguiente, generar mayores pérdidas económicas.

Confiabilidad: Asegurar una respuesta adecuada ante cualquier tipo de perturbación, implica que las protecciones deben evitar activarse innecesariamente, también ser capaz de actuar de manera eficiente cuando se requiera.

Simplicidad: El sistema de protección debe mantenerse lo más sencillo posible para prevenir errores de funcionamiento debidos a su complejidad. Asimismo, debe ajustarse con los principios de protección para el cual fue concebido.

Economía: Cada sistema de protección debe alcanzar el nivel máximo de seguridad con el menor costo posible, lo cual implica la

realización de estudios previos para el diseño de ingeniería y la selección de equipos adecuados.

3.4.2.1.2 Elementos de un Sistema de Protecciones. Las protecciones están compuestas por diversos equipos que aseguran una adecuada operación. El componente esencial es el relé de protección, se complementa por otros dispositivos fundamentales para su funcionamiento, como dispositivos de entrada (instrumentos de medición de corriente y voltage), batería e interruptor.

Fuente de alimentación o baterías: La función esencial de las protecciones es mitigar la anomalía, esto implica que la actuación del relé no debe verse comprometida cuando ocurra una perturbación.

Por lo tanto, el sistema de protección debe contar con una fuente de alimentación independiente que garantice la energía requerida para su operación en presencia de anomalías.

Elementos de entrada: A raíz de elevadas magnitudes en corriente y tensión en las que obran los componentes, se emplean transformadores de medición, que incluyen los siguientes tipos:

- Transformadores de corriente (TC): Estos son dispositivos en los que la magnitud de corriente en el primario guarda una proporción a la magnitud de corriente secundaria. Las corrientes estandarizadas para el secundario pueden ser 1A o 5A, las cuales se conectan a medidores y/o relés. Los transformadores de corriente (TC) pueden tener núcleos para medición y protección.
- Transformadores de potencial (TP): Similar a los transformadores de corriente (TC), estos dispositivos tienen un devanado primario acoplado magnéticamente al devanado secundario y están diseñados para minimizar la disminución de voltaje en sus bobinas. Su función esencial es disminuir las tensiones del rango de kV a niveles adecuados para ser gestionados por los dispositivos de

protección (IEDs). Generalmente, estas tensiones están estandarizadas a 110V o 120V.

Relés de protección: Estos son equipos electrónicos que se vinculan a los sistemas de potencia mediante instrumentos de medida, con el objetivo de detectar perturbaciones en el sistema y responder de inmediato, ya sea abriendo el interruptor asociado o activando alarmas. Para esto, deben ser configurados y ajustados. Sus funciones específicas incluyen:

- Detectar las señales de tensión y corriente provenientes de los dispositivos de medición.
- Medir los valores de las señales de los dispositivos de medida.
- Comparar el valor medido con el valor seteado.
- Según la comparación realizada abrir o cerrar sus contactos auxiliares.

El presente está enfocado en el estudio de los IED's (dispositivos electrónicos inteligentes), ya que son los que se instalan en la actualidad. Denominado de esta manera porque está conformado por procesadores, controladores y software, utilizados para trabajar con funciones que protegen un sistema eléctrico. Los IED's instalados en la minicentral termoeléctrica para proteger sus dos (02) unidades de generación son los ABB REX640 (una para cada unidad) y para la protección del transformador se tiene implementado el ABB RET615.

Interruptores: Estos equipos se encargan de aislar las áreas en caso ocurra una anomalía en el sistema, así evitar su propagación y limitar los posibles daños a los equipos asociados. Estos deben tener la capacidad de interrumpir tanto las corrientes superiores a lo nominal y las corrientes de cortocircuito.

3.4.2.2 Protección del Generador. El generador se encarga de suministrar energía eléctrica al sistema al convertir la energía mecánica en energía eléctrica. Por esta razón, debe estar equipado con protecciones que cubran

las posibles anomalías, tanto internas como aquellas derivadas de anomalías en el sistema externo.

Si la maquina sufre daños, los tiempos de intervención suelen ser largos, lo que resulta en pérdidas económicas significativas. Basado en la norma IEEE C37.102-2006, a continuación, se describen algunas funciones recomendadas para protección. Se destacan aquellas que se han implementado en este proyecto

3.4.2.2.1 Protección Diferencial de Generador [ANSI 87G]. Esta función protege al generador esencialmente contra cortocircuitos dados en las fases en la parte estatórica, incluyendo fallas trifásicas, fallas entre fases y fallas de fases a tierra. Además, cuando la máquina está conectado a tierra de forma sólida o con baja impedancia, tiene la capacidad de identificar fallas de fase a tierra. No obstante, la protección mencionada no detecta fallas dadas en las espiras de una misma bobina, debido que la magnitud de corriente en el neutro y en los bornes de salida de la máquina sería la misma en caso de una falla. La protección diferencial opera comparando dos corrientes: la magnitud de corriente de una fase en el lado neutro y la magnitud de corriente en el otro extremo de los bornes de la máquina.

Durante condiciones sin falla de operación, la magnitud de corriente es equilibrada. Sin embargo, en caso de falla dentro de la zona protegida delimitada por los transformadores de corriente (TC), se producirá una diferencia entre corrientes, el relé detectará y provocará la desconexión.

A pesar de que los transformadores de corriente (TC) se fabriquen con características técnicas similares para una corriente primaria, no siempre se obtienen las mismas magnitudes de corriente secundaria. Esto puede provocar la operación debido a un desequilibrio de corriente, lo que podría ser causado por discrepancias en la precisión o por la saturación del núcleo de los equipos. Para ajustar esta función deben establecerse en valores mayores a dichos errores e inferior a la corriente mínima de falla.

Por lo tanto, es esencial emplear relés tipo diferenciales con pendiente regulable, ya que permiten que los ajustes se establezcan por encima de los

errores existentes y considerando la sensibilidad de la operación. Estos relés están equipados con una bobina de restricción y una bobina de operación. La bobina de operación responde en función de la diferencia entre las corrientes I_1 e I_2 (siendo I_1 la magnitud de corriente en bornes de la máquina e I_2 la magnitud de corriente lado neutro), y a medida que esta diferencia se hace más pronunciada, sus efectos son más significativos

$$I_o = I_1 - I_2$$

La bobina de restricción se compone de dos partes: una atravesada por una corriente proporcional a I_1 y otra por I_2 , y dado que la derivación se encuentra en el punto medio de ambas mitades, son proporcionales a:

$$I_R = \frac{I_1 + I_2}{2}$$

La pendiente del relé se define mediante la expresión:

$$\frac{I_o}{I_R} \%$$

Se muestra a continuación un diagrama característico de la conexión de relés diferenciales de pendiente porcentual para protección de la máquina.

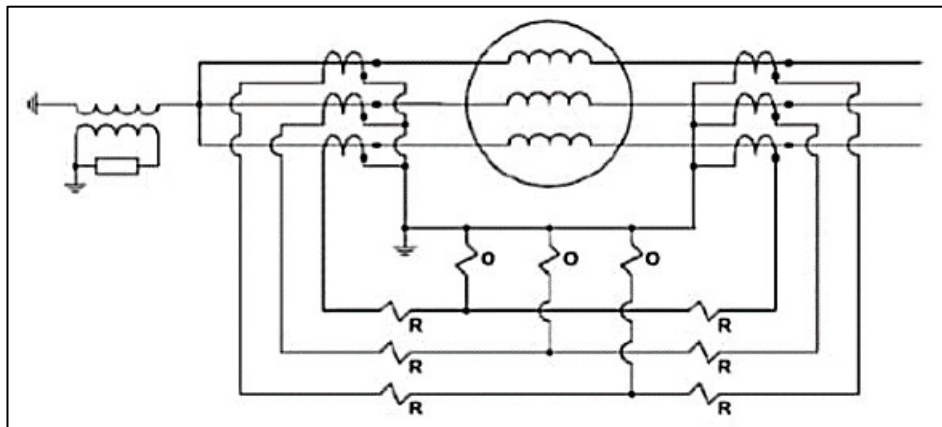


Figura 1 Esquema de conexión de relé diferencial porcentual. Fuente. Datos tomados de IEEE Guide for AC Generator Protection (2006).

La actuación del relé tipo diferencial se representa según lo ilustrado en la figura 2, donde el relé opera cuando se sitúa por encima de la curva. En caso de que la intersección entre la corriente de restricción y la corriente diferencial se encuentre inferior a la curva, este no se activará.

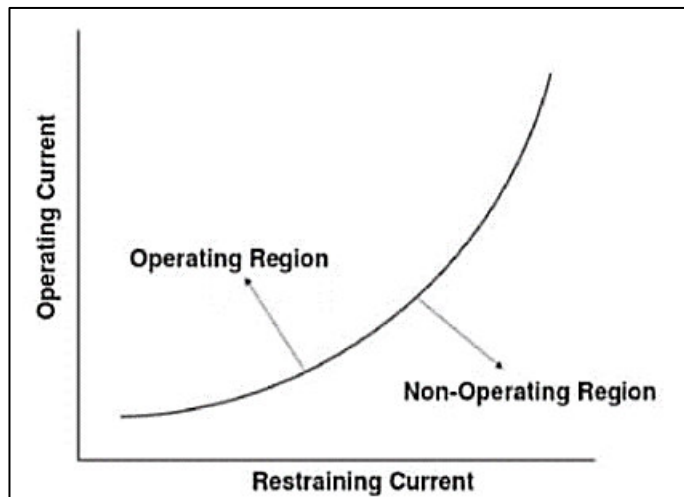


Figura 2 Característica diferencial de operación porcentual. Fuente. Datos tomados de IEEE Guide for AC Generator Protection (2006).

Criterio de Ajuste: Un ajuste típico recomendado por IEEE C37.102-2006 es de 0.3A y 10% de inclinación. Para el caso de estudio se toma en cuenta que la corriente mínima de operación se obtiene tomando en cuenta los errores de los TC's como son: $\pm 5\%$ de error en la medida de cada TC que proporciona. En el peor de los casos uno de los TC's tendrá $+5\%$ y el otro -5% de error, por tanto, el error viene a ser 10%, debido a que los transformadores de corriente son de diferente relación de transformación se considera un 5% de margen de error, siendo un error total de 15%. Para el caso del ajuste se eligió un 25% (10% margen de seguridad). Para la selección del slope se toma en cuenta la saturación de los TC's, por recomendación del manual, para este caso los errores tomados anteriormente se le añade el error por saturación que viene a ser 5%, siendo un error de 20% con un margen de seguridad de 10%. Se obtiene un slope de 30%.

3.4.2.2.2 Protección de Secuencia Negativa [ANSI 46]. Existen diversas condiciones en el sistema que provocan desequilibrio en la corriente trifásica de un generador. Entre las causas más frecuentes se encuentran los sistemas asimétricos (líneas no transpuestas), desequilibrio de cargas, fallas desequilibradas en el sistema y fases abiertas.

Las condiciones en el sistema generan redes de secuencia negativa en la magnitud de corriente induciendo corrientes con una frecuencia doble en la

superficie rotórica, anillos cuya función es la retención, cuñas de ranuras y, en un grado menor, en el campo. Las corrientes inducidas en el parte rotórica pueden causar elevadas temperaturas y potencialmente dañinas en un breve periodo de tiempo.

Según las normas IEEE C50.12-13, la magnitud continua de corriente desbalanceada de una máquina está determinada. Esta normativa define tanto la capacidad continua I_2 de un generador como la capacidad para un corto período de tiempo, expresado de la siguiente manera:

$$I_2^2 * t = K$$

Donde:

K: constante que depende del diseño y tamaño del generador.

t: tiempo en segundos.

I_2 : valor RMS de magnitud de corriente de secuencia negativa (p.u.).

A continuación, se muestra el comportamiento de la expresión mencionada.

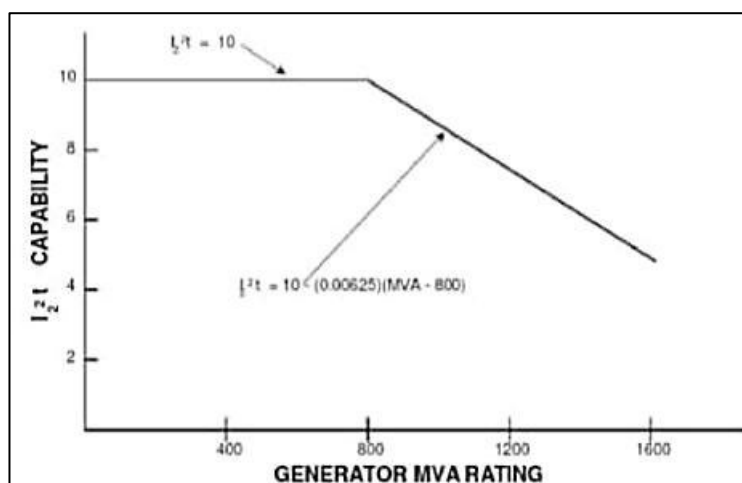


Figura 3 Capacidad de corriente desbalanceada en generador. Fuente. Datos tomados de IEEE Guide for AC Generator Protection (2006).

La máquina debe tener la capacidad de tolerar, sin sufrir daños, los impactos de una perturbación continua de corriente correspondiente a magnitudes de secuencia negativa I_2 , siempre que esto no sobrepase los kVA de su capacidad nominal y que la corriente permisible máxima no supere el 105% de la magnitud de corriente a plena carga en las fases.

A continuación, se presentan la capacidad de corriente de secuencia de fase negativa bajo capacidades reducidas de kVA del generador.

Cuadro 1 Capacidad de corriente desbalanceada en generador

Tipo de Generador	Característica		Valor permisible de I_2 (%)
Polos salientes	Con devanado de amortiguamiento		10
	Sin devanado de amortiguamiento		5
Rotor cilíndrico	Indirectamente enfriado		10
	Directamente enfriado	hasta 350 MVA	8
		351 MVA hasta 1250 MVA	8
		1251 MVA hasta 1600 MVA	5

Fuente. Datos tomados de IEEE Guide for AC Generator Protection (2006).

En la siguiente tabla se muestra los valores permisibles de la constante K.

Cuadro 2 Requerimiento para fallas desbalanceadas en generador

Tipo de Generador	Característica		Valor permisible de $K = I_2^2 t$
Generador de polos salientes	-		40
Condensador síncrono	-		30
Generador de rotor cilíndrico	Indirectamente enfriado		20
	Directamente enfriado	0 - 800 MVA	10
		801 - 1600 MVA	10- (0.00625)(MVA-800) / Figura 3

Fuente. Datos tomados de IEEE Guide for AC Generator Protection (2006).

Una práctica habitual para proteger la máquina frente a condiciones de corrientes desbalanceadas es emplear relés digitales que poseen una

particularidad de sobrecorrientes con temporización, acorde con la magnitud de corriente de secuencia negativa existente, esta característica se ilustra en la siguiente figura.

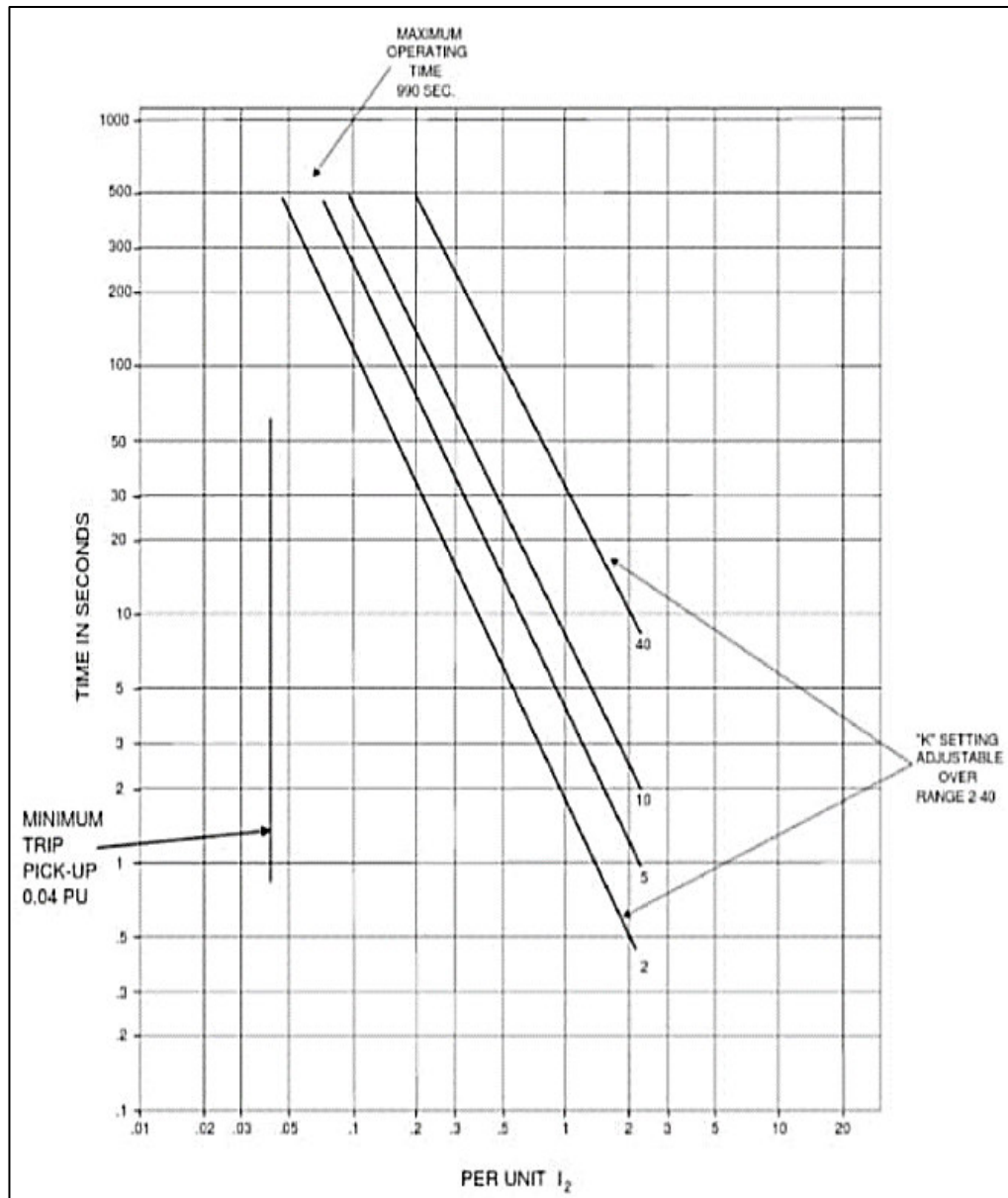


Figura 4 Característica de tiempo-sobrecorriente de I_2 . Fuente. Datos tomados de IEEE Guide for AC Generator Protection (2006).

Estos relés tienen capacidad para proteger contra condiciones de conductor abierto, esto debido a la sensibilidad con la que cuenta (0.03pu a 0.20pu). A continuación, se muestra un conexionado típico.

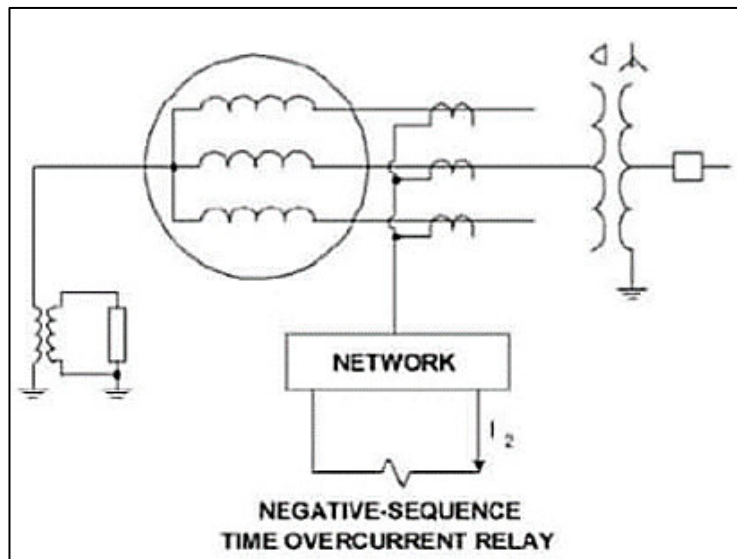


Figura 5 Conexionado típico de relé de secuencia negativa. Fuente. Datos tomados de IEEE Guide for AC Generator Protection (2006).

Criterio de Ajuste: Los valores de la corriente de secuencia negativa (I_2) permisible de desbalance continuo y la constante térmica (K) es dado por el fabricante, esto datos se toman en cuenta para el ajuste de la función. El generador es de rotor cilíndrico, para el proyecto el data sheet del generador indica una corriente permisible de secuencia negativa (I_2) de 8% y una constante térmica (K) de 20. Para el ajuste se definió una curva de operación de tiempo definido tomando en cuenta la corriente permisible con un tiempo de actuación de 5 segundos.

3.4.2.2.3 Protección de Potencia Inversa [ANSI 32P]. La motorización de un generador ocurre cuando se interrumpe el suministro de energía al motor primo mientras la máquina aún se encuentra operando. En esta situación, la máquina funcionará como un motor síncrono y accionará el motor primo. A esto se denomina motorización de la máquina, el principal interés radica en proteger el motor primo, que podría dañarse durante este proceso.

Las turbinas de gas, por ejemplo, pueden tener problemas de engranaje cuando se accionan desde el extremo del generador. En las turbinas hidráulicas, el accionamiento puede provocar la cavitación de los álabes cuando el caudal de agua es bajo.

Desde la perspectiva eléctrica, la condición de motorización se refiere a que el flujo se dirige hacia la máquina, que en este caso opera como un motor. Con corriente en el devanado de campo, el generador se mantendrá en sincronía con el sistema y tendrá comportamiento de un motor síncrono. Si se abre el interruptor de campo, el generador pasará a funcionar como motor de inducción. Por lo tanto, en la mayoría de las unidades se emplea un conjunto de relés de potencia para monitorear el interior de la máquina. La sensibilidad y el ajuste de estos relés dependen del tipo de motor primo en cuestión. La potencia requerida para el motor depende de la carga y de las pérdidas mecánicas del motor primo y del generador en vacío.

A continuación, se presentan valores típicos de potencia mínima necesaria para que comience el proceso de motorización.

Cuadro 3 Valores típicos de potencia de motorización

TIPO DE IMPULSOR	% DE POTENCIA NOMINAL
Turbina de Vapor	0.5% a 3%
Turbina Hidráulica	0.2% a 2%
Motor Diesel	25%
Turbina de Gas	50%

Fuente. Datos tomados de IEEE Guide for AC Generator Protection (2006).

Los relés aplicados a potencia inversa se aplican siempre con retardo de tiempo. El tiempo de retardo seleccionado debe coordinarse con los tiempos de motorización de la turbina permitidos. Puede utilizarse una temporización de hasta 60 segundos (normalmente 30 segundos en turbinas de vapor) para evitar el funcionamiento durante oscilaciones de potencia causadas por perturbaciones del sistema o al sincronizar la máquina con el sistema eléctrico.

Criterio de Ajuste: Para el generador se toma en cuenta dos umbrales de operación, siendo el primer umbral un 3% de la potencia nominal activa del grupo a un tiempo de 5 segundos y un segundo umbral de 5% de la potencia nominal activa del grupo con un tiempo de 1 segundo.

3.4.2.2.4 Protección de Pérdida de Campo [ANSI 40]. Cuando un generador experimenta la pérdida de su excitación, experimenta una sobreaceleración y opera como un generador de inducción. Continuará proporcionando cierta cantidad de potencia a la red y recibirá su excitación de la red a través de potencia reactiva (vars). El deslizamiento de la máquina y la potencia de salida dependerán de la carga inicial de la máquina, de las impedancias de la máquina y del sistema, y de las características del regulador. Las impedancias altas del sistema tienden a producir un deslizamiento alto y una potencia baja. La falta de excitación puede atribuirse a ciertos elementos:

- Interrupción de suministro de energía a la excitación.
- Mal funcionamiento en la fuente rectificadora.
- Problemas en el campo.

En términos generales, la circunstancia más crítica para la máquina como para la red ocurre cuando este pierde su excitación mientras está operando a plena carga. En este caso, las corrientes del estator pueden ser superiores a 2,0 pu y, puesto que el generador ha perdido el sincronismo, puede haber altos niveles de corriente inducida en el rotor. Los niveles elevados de corriente pueden provocar un sobrecalentamiento perjudicial en los devanados del estator.

Además, dado que la condición de pérdida de campo corresponde a un funcionamiento con una excitación muy baja, puede producirse un sobrecalentamiento de las partes finales del núcleo del estator. No se pueden hacer afirmaciones generales con respecto al tiempo admisible de funcionamiento de un generador sin campo; se debe consultar a los fabricantes del generador para obtener orientación.

En cuanto a los efectos sobre el sistema, el consumo de var del sistema puede reducir las tensiones del sistema y, por tanto, afectar al rendimiento de los generadores en la misma estación o en otro punto del sistema. Además, el aumento del flujo reactivo a través del sistema puede provocar la reducción de la tensión y/o la desconexión de las líneas de transmisión y, por lo tanto, afectar negativamente a la estabilidad del sistema.

Las consideraciones a tomar en cuenta para la protección son 02.

La primera consideración es el daño a la unidad. El arco límite de subexcitación del GCC representa la limitación del daño térmico del hierro del extremo del estator. La principal protección es el limitador de excitación mínima (UEL) del control del sistema de excitación. La segunda consideración para el funcionamiento en la región subexcitada es el límite de estabilidad en estado estacionario (SSSL). Este límite es función de la unidad y del sistema al que está conectada. Esta descripción se muestra en la siguiente curva de capacidad.

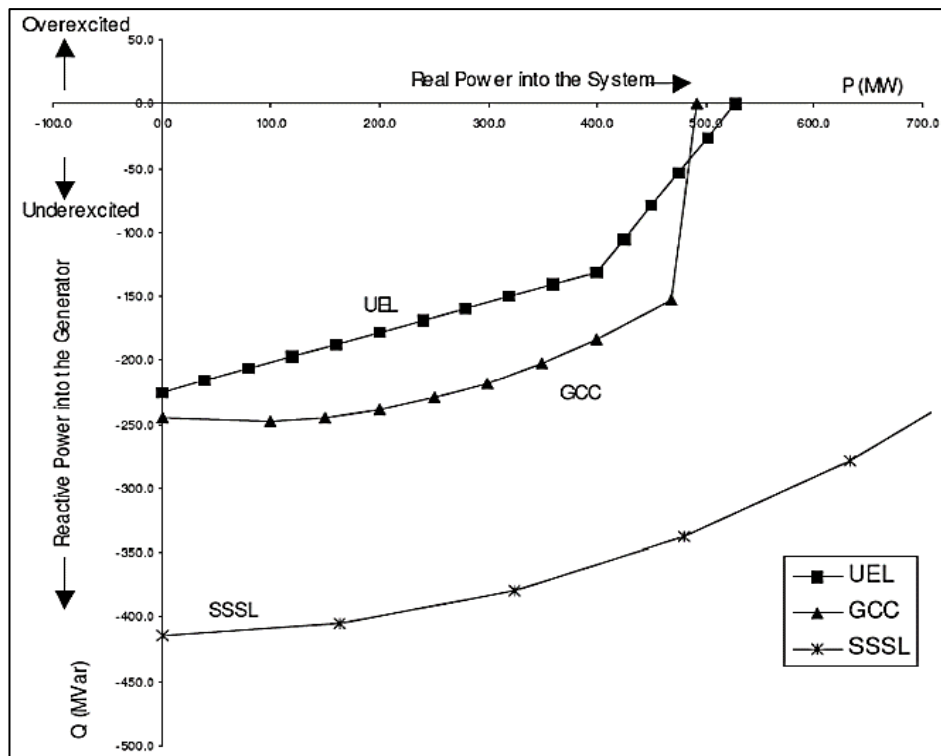


Figura 6 Curva de capacidad de generador. Fuente. Datos tomados de IEEE Guide for AC Generator Protection (2006).

Para identificar la pérdida de campo en un generador se emplea dispositivos de distancia que monitorean la alteración de la impedancia vista desde los bornes de la máquina. Se demuestra que cuando la máquina pierde excitación durante su funcionamiento a diferentes rangos de carga, la impedancia observada desde los bornes presentará un comportamiento representado en el diagrama RX de la Figura 7.

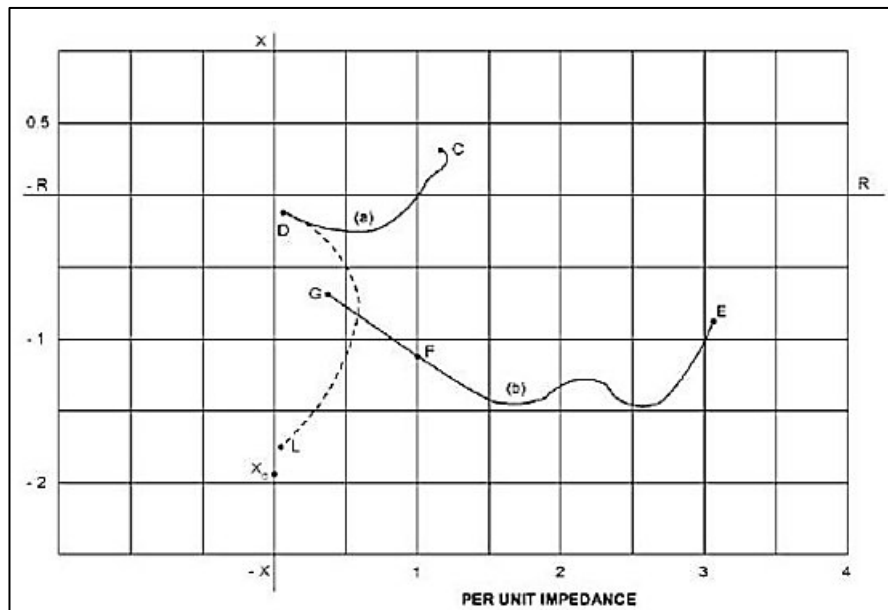


Figura 7 Característica de pérdida de excitación de generador. Fuente. Datos tomados de IEEE Guide for AC Generator Protection (2006).

En el esquema, la curva (a) muestra como varia la impedancia cuando la máquina está funcionando al inicio a plena carga o cerca de ella. El punto de carga inicial está en C, y el camino de la impedancia se desplaza desde C hacia D. La trayectoria de esto finaliza en D, que se encuentra a la derecha del eje (-x), y se aproximará a magnitudes de impedancia ligeramente superiores al promedio de las magnitudes de las impedancias subtransitorias en los ejes de cuadratura y eje directo de la máquina. Por otro lado, la curva (b) describe un comportamiento cuando la máquina opera inicialmente al 30% de su carga nominal y está subexcitada. Aquí, el camino de la impedancia sigue desde E hacia F y luego hacia G, oscilando entre los puntos F y G. En caso de una pérdida de campo en vacío, el valor de impedancia vista desde los bornes de salida de la máquina oscilará entre las reactancias síncronas en los ejes directo y de cuadratura (X_d , X_q). Por tanto, para cualquier nivel de carga de la máquina, la impedancia vista desde sus bornes finalizará o variará alrededor de la curva discontinua (D-L).

Se muestra un relé de distancia en la Figura 8 para pérdida de campo. Donde se utilizan una o dos unidades mho de desplazamiento negativo para proteger una máquina. Estos relés se aplican a los terminales del generador y se ajustan para que miren hacia la máquina. En unidades pequeñas o menos

importantes, se utilizaría un solo relé con el diámetro de sus características circulares ajustado igual al valor de la reactancia síncrona (X_d) y con un offset igual al cincuenta por ciento de la reactancia transitoria de eje directo (X'_d). Con esta unidad se utilizaría un retardo de 0,5 s a 0,6 s para evitar posibles operaciones incorrectas en oscilaciones estables. Los estudios de estabilidad transitoria se utilizan para determinar el ajuste adecuado de la temporización.

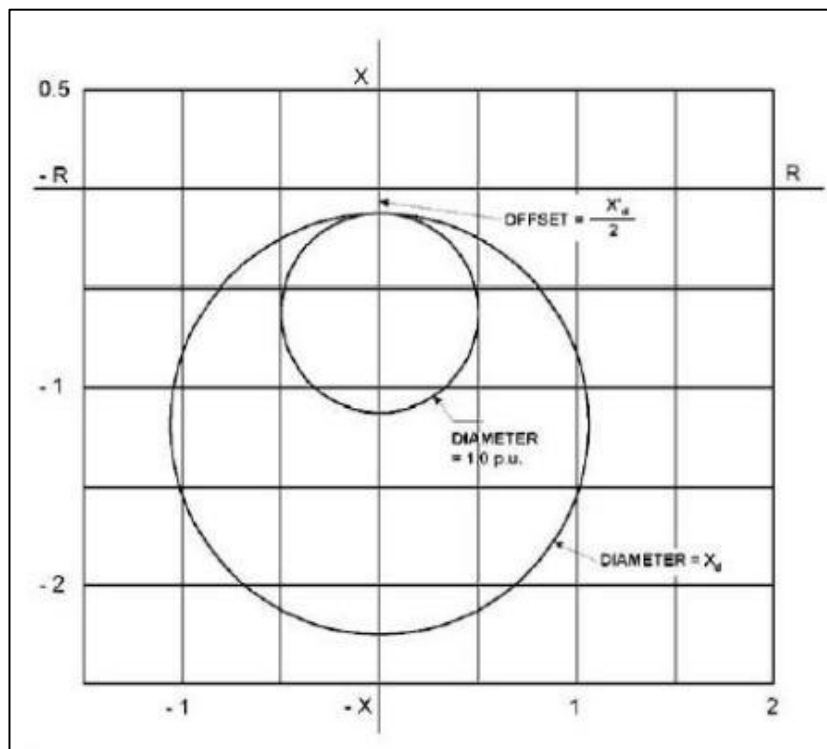


Figura 8 Característica mho para pérdida de excitación. Fuente. Datos tomados de IEEE Guide for AC Generator Protection (2006).

Criterio de Ajuste: Para el generador se toma en cuenta su valor de reactancia transitoria en eje directo (X'_d) que viene a ser 0.242p.u., la reactancia síncrona (X_d) que es 1.236p.u. La impedancia base del generador es 12.59Ω. Por tanto, la reactancia transitoria (X'_d) es 3.047Ω y la reactancia síncrona (X_d) es 15.56Ω. Por tanto, el Offset viene a ser 1.52Ω ($X'_d/2$) y el Diameter es 15.56Ω (X_d). Referenciando a impedancia nominal viene a ser 8Ω (basado en PT's y CT's nominales). Se obtiene, el Offset viene a ser 19% ($(X'_d/2)/Z_n$) y el Diameter viene a ser 194% (X_d/Z_n).

3.4.2.2.5 Protección de Sobrecorriente de Fases [ANSI 50/51]. Es práctica común, proporcionar a los relés de protección que detecten y actúen ante fallas del sistema externos a la zona del generador que no se despejen debido a algún fallo del equipo de protección del sistema. Esta protección, generalmente denominada de respaldo, está diseñado para detectar fallas de fase no despejadas en el sistema. Se recurre a la protección de sobrecorriente cuando la línea a proteger está también equipada con un relé de sobrecorriente.

El ajuste debe estar normalmente entre 1.5 a 2 veces de la corriente nominal de la máquina, esto evitará disparos injustificados en situaciones de sobrecarga de emergencia. Es vital revisar estos ajustes para garantizar que el IED no se active inapropiadamente durante una emergencia.

Generalmente se usa como protección de respaldo, el cual se denomina protección de sobrecorriente controlada o restringida por voltage (51V). El ajuste dependerá de un estudio. La forma de conexión es la siguiente.

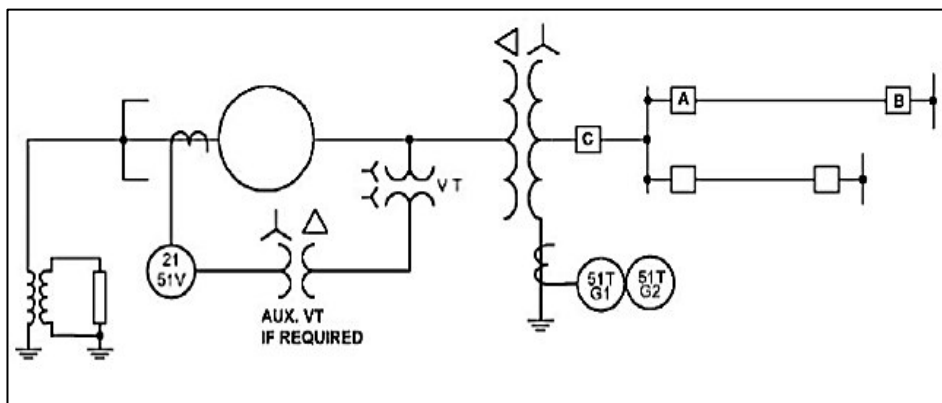


Figura 9 Conexión típico de protección de respaldo. Fuente. Datos tomados de IEEE Guide for AC Generator Protection (2006).

Criterio de Ajuste: Para el generador se implementa una protección de sobrecorriente de fases, donde se ajusta una curva de tipo inverso con un valor del 130% del valor nominal de corriente, una constante de tiempo (0.17), se elige de tal manera que exista coordinación con los relés ubicados en la cabecera. Así como una etapa instantánea, que viene a ser un 100% de la corriente de falla trifásica.

3.4.2.2.6 Protección de Frecuencia [ANSI 81O/81U]. La operación de generadores a ciertas frecuencias no convencionales, ya sean altas frecuencias o bajas frecuencias, puede surgir debido al deslastre de carga o a la discrepancia entre la carga de la red y la capacidad de generación que se produzca.

La eliminación total o parcial de carga puede ser ocasionada por la eliminación de fallas en el sistema o por una sobrecarga presente durante una anomalía significativa.

Este deslastre de carga provoca que la máquina aumente su velocidad, operando a una frecuencia mayor al habitual. Por tanto, las frecuencias altas no presentan inconvenientes graves, dado que tanto el operador como el sistema de control pueden restaurar rápidamente la velocidad y la frecuencia del generador a los niveles normales sin disparar el generador.

Sin embargo, la principal preocupación es la perturbación del sistema causada por una gran pérdida de generación que produce la separación del sistema y una sobrecarga severa en los generadores restantes del sistema. Bajo esta condición, la frecuencia del sistema decaerá y los generadores pueden estar sujetos a una operación prolongada a una frecuencia reducida. Esto ocasionando daños a los generadores de turbina de vapor o gas. Esta situación de subfrecuencia es crítica ya que el operador no tiene la opción de control.

La turbina se considera generalmente más vulnerable que el generador cuando se trata de frecuencias reducidas, debido a la posibilidad de que ocurran resonancias mecánicas en los múltiples álabes de la turbina. Los álabes más largos, típicamente encontrados en la turbina de baja presión, son particularmente susceptibles a dañarse, ya que cualquier desviación de la velocidad nominal puede provocar que las frecuencias coincidan con una o más de las frecuencias propias (naturales) de los álabes, aumentando así las tensiones vibratorias y ocasionando el agrietamiento de ciertas partes de la estructura de los álabes.

En el siguiente esquema mostramos las limitaciones operativas típicas de una turbina de vapor de 60 Hz a carga total o parcial durante una frecuencia anormal.

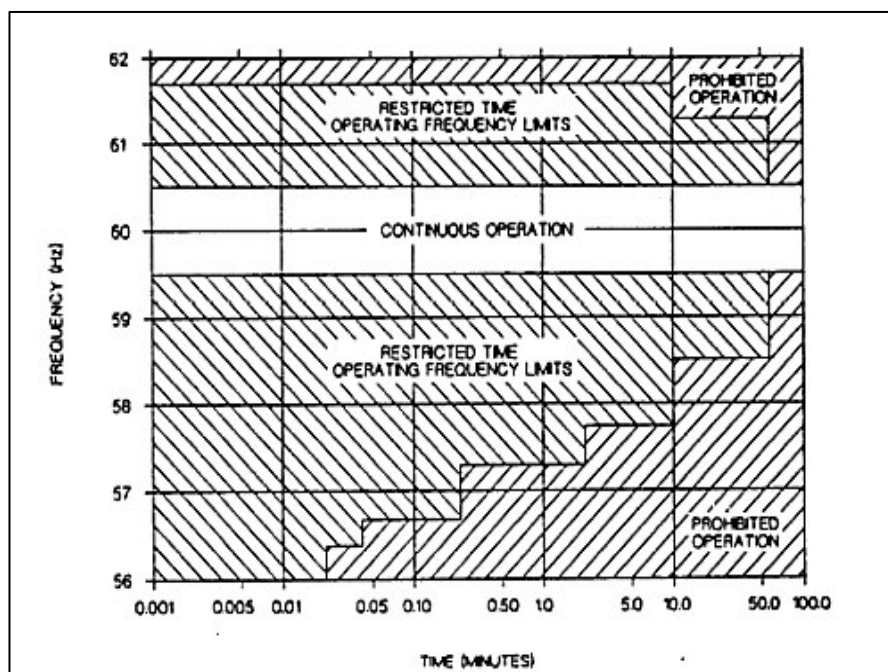


Figura 10 Limitaciones de frecuencia para turbina a vapor. Fuente. Datos tomados de International Guide on the Protection of Synchronous G. (2011).

Por tanto, se muestra en la tabla siguiente típicas configuraciones de subfrecuencia para máquina de vapor.

Cuadro 4 Ajustes típicos de subfrecuencia para turbina a vapor

Banda de frecuencia (Hz)	Retardo de tiempo	Comentarios
60.5 - 59.5	-	La turbina puede operar continuamente
59.5 - 58.5	50 min	Operación restringida por poco tiempo
58.5 - 57.8	10 min	Operación restringida por poco tiempo
57.8 - 57.2	3 min	Operación restringida por poco tiempo
<57.2	-	Operación prohibida

Fuente. Datos tomados de IEEE Guide for AC Generator Protection (2006).

También se describe las típicas configuraciones de sobrefrecuencia para máquina a vapor.

Cuadro 5 Ajustes típicos de sobrefrecuencia para turbina a vapor

Banda de frecuencia (Hz)	Retardo de tiempo	Comentarios
59.5 - 60.5	-	La turbina puede operar continuamente
60.5 - 61.8	10 min	Operación restringida por poco tiempo
>61.8	-	Operación prohibida

Fuente. Datos tomados de IEEE Guide for AC Generator Protection (2006).

Criterio de Ajuste: Se implementa dos umbrales de subfrecuencia, uno a 57Hz a 5 segundos y otro a 55Hz a 2 segundos. Así como dos umbrales de sobrefrecuencia, una de 62Hz a un tiempo de 5 segundos y otro a 65Hz a 2 segundos.

3.4.2.2.7 Protección de Sobretensión [ANSI 59]. El voltaje presente en los bornes de una máquina está determinado por la excitación y la velocidad del mismo. Un exceso en el voltaje puede causar al núcleo daños térmicos a causa de una densidad de flujo magnético excesiva en su circuito.

La protección de sobretensión en la máquina se emplea cuando ocurre situaciones como:

- Mal funcionamiento en el regulador de tensión.
- Cambios o ausencia de la señal de tensión, la cual se utiliza como referenciación.
- Pérdida parcial o total de carga en la máquina.
- Salida de la máquina por deslastre de carga.

Para la protección contra sobretensión del generador, el relé debe contar con una etapa instantánea como una etapa retardada temporizada con una característica de tiempo inverso. La etapa instantánea generalmente se configura para que se active a una tensión del 130% al 150%, mientras que la unidad de tiempo inverso se configura para que se active aproximadamente al 110% del voltaje nominal, para la selección de la curva se toma en cuenta que el tiempo de operación sea aproximadamente 2.5 segundos al 140% de la tensión nominal.

También se pueden aplicar dos etapas con tiempos definidos, donde el primer umbral se ajuste a un 110% del nominal con un tiempo de 10 a 15 segundos y un segundo umbral al 150% de la tensión nominal con un tiempo de 2 a 5 ciclos.

Criterio de Ajuste: Se implementa el umbral al 120% de la tensión nominal en tiempo definido con un ajuste de 3 segundos.

3.4.2.2.8 Protección de Subtensión [ANSI 27]. Las máquinas por su diseño están preparadas para operar continuamente a una tensión mínima del 95% de su valor nominal, mientras entregan su capacidad nominal de potencia a frecuencia nominal.

Al estar operando una máquina con voltaje en sus terminales inferior al 95% de su tensión nominal, esta condición puede provocar efectos indeseados, como la reducción del límite de estabilidad de la máquina, consumo excesivo de energía reactiva de la red a la que está interconectado y el mal desempeño de los dispositivos y equipos que son sensibles al voltaje.

Esta protección generalmente está conectada como indicador de alarma y no como disparo de la unidad de modo que el que se encuentre operando pueda tomar acciones para remediar esta condición de subtensión de ser posible.

Se puede implementar con dos umbrales de tiempo definido siendo el ajuste del umbral uno de un 90% de la tensión nominal y un tiempo de 10 a 15 segundos, y el umbral dos de 80% del nominal y retardado 2 segundos.

En caso de implementarse con una primera etapa temporizada el ajuste debe ser el 90% del voltaje nominal y la curva a seleccionar debe ser tal que opera en 9 segundos al 90%. La segunda etapa será una instantánea ajustada al 70%.

Criterio de Ajuste: Se implementa el umbral al 85% de la tensión nominal en tiempo definido con un ajuste de 5 segundos.

3.4.2.2.9 Protección de Sincronismo [ANSI 25]. La sincronización incorrecta de una máquina a una red puede causar daños al transformador y también a la unidad generadora. Los posibles daños ocasionados pueden ser deslizamientos de acoplamientos, aumento de vibración del eje, cambio de

alineación de los cojinetes, aflojamientos de bobinados del estator, soldadura de las laminaciones del estator, daños por fatiga en los ejes y otras partes de tipo mecánicas.

Para prevenir daños en la máquina durante la sincronización, el fabricante de la máquina generalmente proporcionará los límites o rangos de sincronización. A continuación, los límites típicos son:

a) Ángulo de cierre de interruptor: Se considera un margen de ± 10 grados eléctricos. El cierre del interruptor debe producirse idealmente cuando el generador y la red tengan un ángulo de fase de cero grados entre sí.

b) Límite de tensión: 0% a +5%. La diferencia de tensión debe ser el mínimo y evitar superar el 5%. Esto contribuirá a preservar la estabilidad de la red asegurando cierto flujo de var en el sistema.

c) Diferencia de frecuencia: Inferior a 0,067 Hz. La diferencia de frecuencia debe minimizarse a las limitaciones prácticas de control/respuesta del motor primo. Una alta diferencia de frecuencia provoca una absorción rápida de carga o una motorización excesiva de la máquina. Esto se traduce como oscilaciones de potencia en la red y torques mecánicos en la máquina.

Criterio de Ajuste: Se considera una máxima diferencia de tensión del 5% de la tensión nominal, una máxima diferencia de frecuencia de 0.07Hz y una máxima diferencia angular de 10° .

3.4.2.3 Protección de Transformador. El transformador representa un papel crucial, así como una inversión significativa en un sistema de energía. Por esta razón, es esencial contar con un sistema de protecciones que aseguren su funcionamiento adecuado y seguro.

A diferencia de otros elementos del sistema, el transformador no está sometido a tantas fallas que puedan provocarle daños, lógicamente requiere su atención y mantenimiento.

Algunas fallas a las que puedan estar sometidas son: fuerzas de impacto debido a corrientes de falla, calentamiento debido al flujo magnético, calentamiento excesivo por sobrecarga o refrigeración inadecuada.

Según la norma IEEE C37.91-2021, se presentan a continuación la descripción de las funciones de protección utilizadas en el proyecto.

3.4.2.3.1 Protección Diferencial de Transformador [ANSI 87T]. Esta protección es crucial para los transformadores, y guarda similitudes con la protección diferencial utilizada en generadores. Sin embargo, en este caso las corrientes en el primario y secundario varían debido a su naturaleza del transformador. Debido a ello amerita utilizar transformadores de corriente (TC's) con relaciones de transformación diferentes, con el fin de igualar las corrientes secundarias del transformador y poder compararlas adecuadamente.

Se utiliza la protección diferencial porcentual, esta se fundamenta en que la diferencia de corriente (medida en los extremos de la zona protegida), debe exceder un determinado porcentaje de corriente de restricción. La disposición básica para la protección diferencial porcentual para un transformador monofásico que cuenta con dos devanados se muestra en la Figura 11.

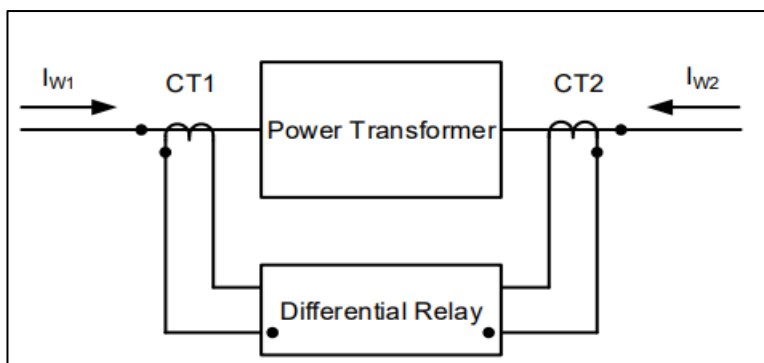


Figura 11 Conexión típica de relé diferencial. Fuente. Datos tomados de IEEE Guide for Protecting Power Transformers (2021).

Donde:

I_{w1} : Corriente del devanado primario del transformador

I_{w2} : Corriente del devanado secundario del transformador

Se define la corriente de operación como la diferencia entre la corriente que ingresa a un devanado y la otra que sale del devanado, representándose como la suma de corrientes que entran en ambos devanados.

$$I_{OP} = I_{W1} + I_{W2}$$

Se utilizan diferentes alternativas para la obtención de la corriente de restricción. Varias combinaciones de corrientes de los dos terminales del transformador, como se muestra a continuación:

$$I_{RES1} = k|I_{W1} - I_{W2}|$$

$$I_{RES2} = k(|I_{W1}| + |I_{W2}|)$$

$$I_{RES3} = \max(|I_{W1}|, |I_{W2}|)$$

Donde:

I_{OP} : Corriente de operación

I_{RES} : Corriente de restricción

k: Constante de proporcionalidad

En las ecuaciones mencionadas, “k” es una constante que usualmente es 0.5 o 1. Las ecuaciones de corriente de restricción IRES 2 e IRES 3 tienen la ventaja de ser aplicados a relés diferenciales con más de dos restricciones. Existe un umbral diferencial antes de disparar sin tener en cuenta la corriente de restricción. Los detalles de la mínima corriente, corriente de restricción y características varían por cada fabricante. La pendiente puede ser una línea o también puede curvarse dependiendo del diseño del sistema de restricción porcentual, como se muestra.

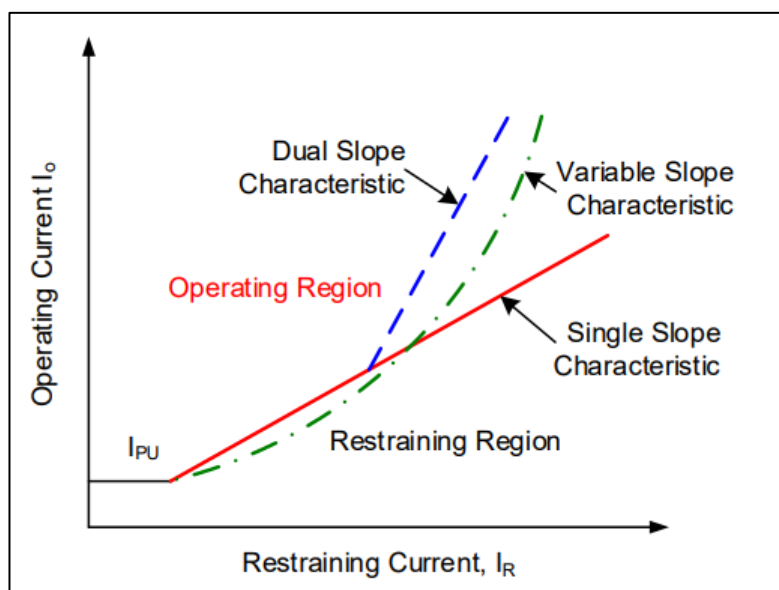


Figura 12 Opciones típicas de característica porcentual. Fuente. Datos tomados de IEEE Guide for Protecting Power Transformers (2021).

No obstante, al aplicar la protección diferencial se debe tener en cuenta algunos factores como:

- La discordancia de la relación de transformación en los equipos de transformadores de corriente de cada devanado.
- Errores por transformación de los TC's.
- Existencia de cambiador de tomas.
- Corriente de magnetización

Por tanto, para evitar falsas operaciones se deben tener en cuenta los factores mencionados. Esto se muestra a continuación.

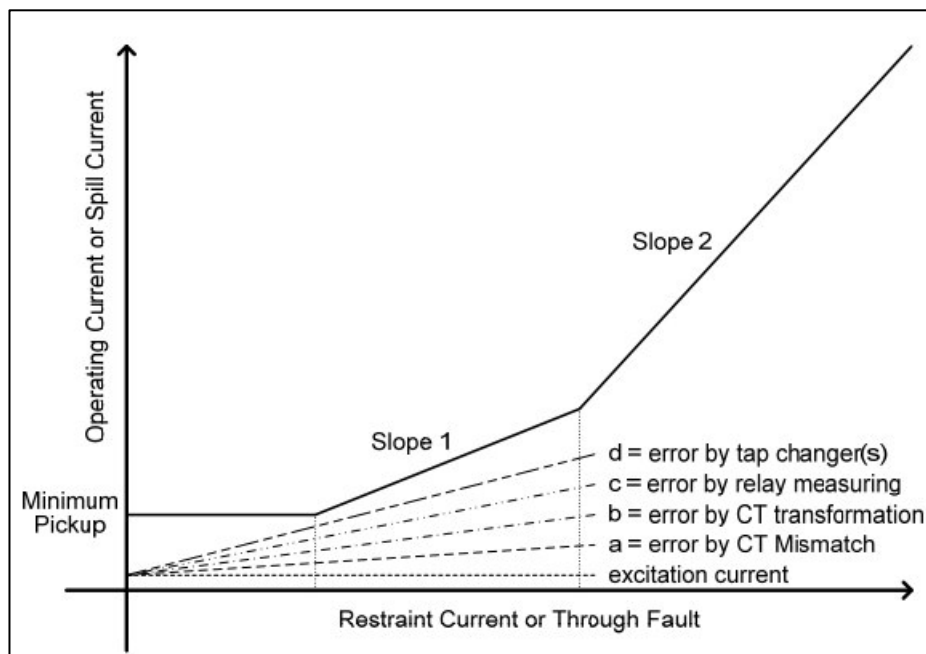


Figura 13 Pendiente diferencial porcentual y corrientes diferenciales debidos a varios errores. Fuente. Datos tomados de IEEE Guide for Protecting Power Transformers (2021).

Criterio de Ajuste: El ajuste típico para el pickup es de 30%. En este caso se consideran los siguientes: corriente de excitación del transformador (5%) y los errores de medición a cargas bajas (5%), por tanto, se estima un pickup de 25%. Para el slope 1 se toma en cuenta los siguientes errores: diferente relación de primario y secundario (transformación) en TC's (5%), errores propios de TC's (5%), error del cambiador de tomas (5%), error de medición

del relé (5%), añadiendo la corriente de excitación (5%) se obtiene un 25%. Por tanto, se ajusta a ese valor. Para el slope 2 se toma en cuenta cuando la corriente de restricción es bastante alta y un CT se satura. Se usa un error de 50% para una saturación severa, considerándose ese valor para el slope 2. Ajuste típico para 2do armónico es de 15% y para 5to armónico es de 30%.

3.4.2.3.2 Protección de Sobrecorriente de Fases [ANSI 50/51]. Dicha protección denominado sobrecorriente se aplica fundamentalmente como respaldo de la diferencial porcentual, protege al transformador debido a fallas externas no eliminadas, estas anomalías causan daños internos, térmicos y mecánicos en el caso el cortocircuito fluya por medio del transformador.

Una falla existente externa que no se despeja a tiempo o altos niveles de corrientes de carga pueden producir sobrecalentamientos en devanado primario y secundario del transformador y por tanto el deterioro del aislamiento. Esto incrementa la presencia de fallas internas, el impacto de este tipo de fallas puede producir deformaciones, fuerzas mecánicas así como fuerzas magnéticas que terminan dañando las bobinas, el tanque de expansión, los bushing. La disposición del conexionado se muestra a continuación

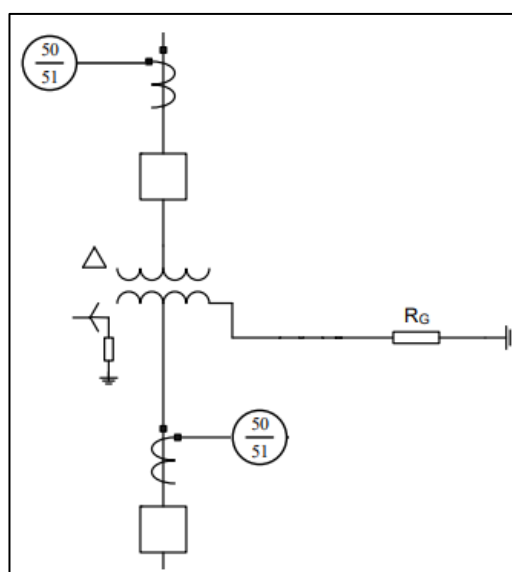


Figura 14 Conexión típica de relé de sobrecorriente de fases. Fuente. Datos tomados de IEEE Guide for Protecting Power Transformers (2021).

Para la protección contra fallas externas o excesivas sobrecargas se cuenta con relés de sobrecorriente temporizado, donde el valor de corriente de inicio de arranque se establece en un rango de 120% y 130% de la corriente permisible, la curva seleccionada debe adecuada para evitar que el transformador opere por encima de su curva límite de daño.

Además, para reducir la probabilidad de disparos al energizar el transformador, el ajuste de sobrecorriente de la etapa instantánea se establece con un margen por encima del valor RMS de la corriente de magnetización.

Criterio de Ajuste: Para el transformador se implementa una protección de sobrecorriente de fases, donde se ajusta una curva de tipo inverso con un valor de arranque del 130% de su capacidad nominal (corriente) de cada devanado respectivo, una constante de tiempo (0.07), se elige de tal manera que exista coordinación con los relés en la cabecera. Así como una etapa instantánea, que viene a ser un 100% de la magnitud del valor de falla trifásica respectiva en cada devanado, esto para el lado de 4.16kV y 20kV.

3.4.2.3.3 Protección de Sobrecorriente a Tierra [ANSI 50/51G]. Dicha protección se fundamenta en la medición de valores de corrientes de secuencia cero que fluye por el neutro del transformador, las cuales aparecen cuando se produce una falla a tierra en los devanados del transformador, el lugar donde se realiza el conexionado del transformador de corriente para medición se ubica en el lado estrella aterrizado a través de una impedancia.

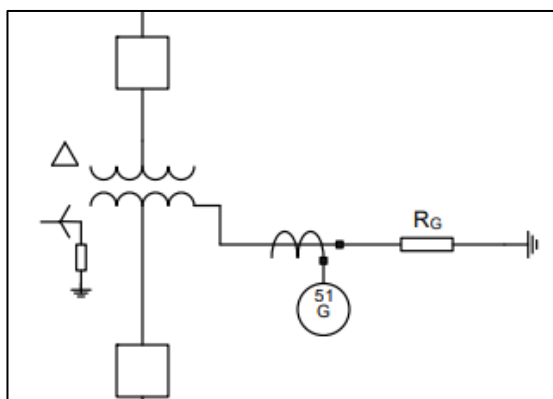


Figura 15 Conexión típica de relé de sobrecorriente de tierra. Fuente. Datos tomados de IEEE Guide for Protecting Power Transformers (2021).

En sistemas donde la magnitud de corriente de fallas hacia tierra es limitada, su uso es vital, esto debido a la sensibilidad con la que pueden trabajar, pudiendo ser de un 10% o menos de la magnitud de corriente a plena carga. En la figura 15, se muestra la distribución de equipamientos acorde a la operación de la función.

Criterio de Ajuste: Para el transformador se implementa una protección de sobrecorriente de tierra en el lado estrella, donde se ajusta dos umbrales, el primer umbral una curva definida a un 20% del valor nominal del TC (corriente) del lado estrella y un tiempo de 0.5 segundos. El segundo umbral una curva definida a un 75% del valor nominal del TC (corriente) lado estrella a un tiempo instantáneo, estos obedecen a una coordinación con relés de protección ubicados en la cabecera.

3.4.2.3.4 Protección Térmica [ANSI 49]. La exposición de un transformador a altas temperaturas puede tener varios efectos indeseables, incluidos los siguientes:

- El sobrecalentamiento acorta la vida del aislamiento del transformador en proporción a la duración y el grado de la temperatura alta.
- Un exceso de temperatura severa puede resultar en una falla inmediata del aislamiento.
- Una sobretemperatura severa puede hacer que el medio refrigerante del transformador se caliente por encima de su temperatura de ignición.
- El sobrecalentamiento puede generar gases que podrían provocar fallos en el aislamiento térmico y eléctrico.

Un dispositivo de protección digital calcula independientemente la temperatura en los devanados primario, secundario y terciario utilizando la temperatura medida del medio aislante superior y las corrientes en todos los devanados como entradas. Esta descripción indicada se ilustra a continuación.

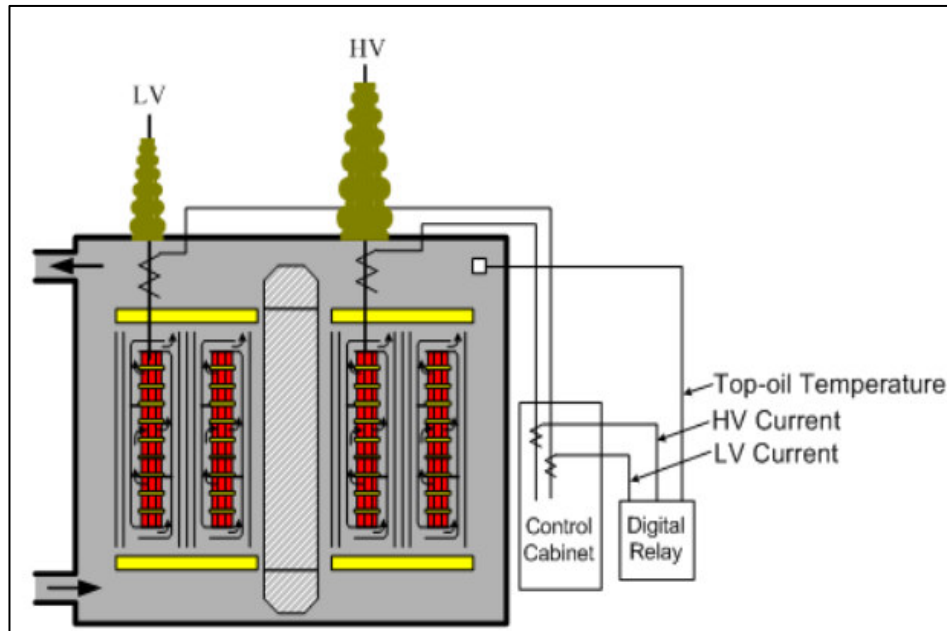


Figura 16 Protección típica térmica de un transformador. Fuente. Datos tomados de IEEE Guide for Protecting Power Transformers (2021).

En muchos relés, la temperatura del devanado se calcula según lo recomendado en IEEE Std C57.91-2011. Para el punto más caliente del devanado de alta tensión, el último valor del aumento de temperatura por encima del medio aislante viene dado por:

$$\Delta\theta_{HVu} = \Delta\theta_{HVR} \left[\frac{I_{HV}}{I_{HVR}} \right]^{2m}$$

Donde:

θ_{HVu} : Aumento máximo de temperatura de la bobina de alta

θ_{HVR} : Temperatura nominal del devanado de alta tensión

I_{HV} : Corriente de carga en el devanado de alta tensión

I_{HVR} : Corriente nominal en el devanado de alta tensión

m : valor que varía de 0.8 a 1.0

La respuesta del devanado a un aumento repentino de carga no es instantánea. Considerando una constante de tiempo del devanado, el aumento real de temperatura del devanado viene dado por:

$$\Delta\theta_{HVt} = [\Delta\theta_{HVu} - \theta_{HVt}] \left[1 - e^{-\frac{t}{\tau}} \right] + \theta_{HVt}$$

Donde:

$\Delta\theta_{HVi}$: Valor de temperatura del devanado de alta en tiempo t

$\Delta\theta_{HVi}$: Valor de temperatura del devanado de alta en tiempo $t-\Delta t$

Δt : Incremento de tiempo

τ : Constante de tiempo del devanado

Este método controla las temperaturas de los devanados y la protección del transformador contra el envejecimiento del aislamiento.

Criterio de Ajuste: Para el transformador se estima que la máxima temperatura del transformador será de 110°C, una temperatura de alarma de 99°C (90% de la máxima temperatura), una temperatura de operación de 112°C (102% de la máxima temperatura), una constante de tiempo 1 de 306 segundos y una constante de tiempo 2 de 492 segundos.

3.5 Procedimiento

Para la puesta en servicio, se procede primero con la configuración de los relés de protección, para ello se hace uso de un software llamado PCM600 y una laptop para establecer comunicación con el relé, así como también los manuales del relé y los planos funcionales de las celdas, se valida los bloques lógicos de protecciones, así como las señales de salida necesarios para la operación del relé.

Seguido se procede a parametrizar los ajustes de protección, estos indicados en el Estudio de Coordinación (previamente elaborado y validado), la implementación de ajustes se realiza en valores secundarios.

Finalmente se realizan las pruebas de operatividad de cada uno de los relés, para ello se realizan inyecciones secundarias de corriente y tensión mediante el equipo de pruebas secundaria CMC356, esto para la validación de todas las funciones implementadas en los relés de protección. Se realizan pruebas de disparo efectivo para validar la apertura del interruptor asociado al relé, esto para cada situación de falla que este pueda presentar.

En los anexos que se listan a continuación se describe el proceso seguido para los relés REX640 (se toma un relé como referencia) y RET615.

- Anexo D: Configuración de Relés de Protección
- Anexo E: Parametrización de Relés de Protección
- Anexo F: Pruebas de Operatividad de Relés de Protección.

3.6 Resultado de la Actividad

Como resultados se muestran cuadros de resumen de: datos de generadores, datos de transformador de potencia, datos de transformadores de corriente, datos de transformadores de tensión, ajustes de protección de generador y del transformador. Así como la configuración de lógica realizada para cada relé de protección.

Cuadro 6 Datos de generador Grupo 1 y Grupo 2

Descripción de Parámetro	Unidad	Valor
Potencia nominal	MW	1.10
Tensión nominal	kV	4.16
Grupo de conexión	-	Y (neutro aislado)
Factor de Potencia	-	0.80
Reactancia subtransitoria saturada (X''_d)	p.u	0.145
Reactancia transitoria (X'_d)	p.u	0.242
Reactancia síncrona (X_d)	p.u	1.236
Reactancia de secuencia negativa (X_2)	p.u	0.174
Reactancia de secuencia cero (X_0)	p.u	0.078

Fuente. Elaboración propia (2024).

Cuadro 7 Datos de Transformador de Potencia

Descripción de Parámetro	Unidad	Valor
Potencia nominal	MVA	4.00
Relación de tensión	kV	$20 \pm 2 \cdot 2.5\% / 4.16$
Grupo de conexión	-	YNd5
Corriente nominal 20kV	A	115.5
Corriente nominal 10kV	A	555.1
Potencia de cortocircuito	%	7.61
Nivel del mar	m.s.n.m	1000

Fuente. Elaboración propia (2024).

Cuadro 8 Datos de Transformadores de Corriente de Generador

Descripción de Parámetro	Unidad	Valor
Corriente primaria lado bornes del generador	A	300
Corriente secundaria lado bornes del generador	A	5
Corriente primaria lado neutro del generador	A	200
Corriente secundaria lado bornes del generador	A	5
Clase TC lado bornes del generador	-	5P20
Clase TC lado neutro del generador	-	5P20

Fuente. Elaboración propia (2024).

Cuadro 9 Datos de Transformadores de Corriente de Transformador

Descripción de Parámetro	Unidad	Valor
Corriente primaria lado 20kV	A	300
Corriente secundaria lado 20kV	A	5
Corriente primaria lado 4.16kV	A	600
Corriente secundaria lado 4.16kV	A	5
Corriente primaria neutro	A	100
Corriente secundaria neutro	A	5
Clase TC lado 20kV	-	5P20
Clase TC lado 4.16kV	-	5P20
Clase TC neutro	-	5P20

Fuente. Elaboración propia (2024).

Cuadro 10 Datos de Transformador de Potencial

Descripción de Parámetro	Unidad	Valor
Tensión primaria (para generador)	kV	$4.16/\sqrt{3}$
Tensión secundaria (para generador)	V	$120/\sqrt{3}$
Tensión primaria (para transformador)	kV	$4.16/\sqrt{3}$
Tensión secundaria (para transformador)	V	$120/\sqrt{3}$

Fuente. Elaboración propia (2024).

Cuadro 11 Ajustes Protección Diferencial Generador (87G)

Descripción de Parámetro	Unidad	Valor
CT connection type	-	Type 1
CT ratio Cor. Line	-	1.57
CT ratio Cor. Neut.	-	1.57
Low operate value	%Ir	25 (48A)
High operate value	%Ir	1000
Slope section 2	%	30
End section 1	%Ir	50
End section 2	%Ir	600
Slope section 3	%	60

Fuente. Elaboración propia (2024).

Cuadro 12 Ajustes Protección Sobretensión Generador (59)

Descripción de Parámetro	Unidad	Valor
Start value	xUn	1.20 (4.992kV)
Operate delay time	ms	3000
Operating curve type	-	IEC Def. Time

Fuente. Elaboración propia (2024).

Cuadro 13 Ajustes Protección Subtensión Generador (27)

Descripción de Parámetro	Unidad	Valor
Start value	xUn	0.85 (3.536kV)
Operate delay time	ms	5000
Operating curve type	-	IEC Def. Time

Fuente. Elaboración propia (2024).

Cuadro 14 Ajustes Protección Secuencia Negativa Generador (46)

Descripción de Parámetro	Unidad	Valor
Start value	xIn	0.08 (32A)
Operate delay time	ms	5000
Operating curve type	-	IEC Def. Time

Fuente. Elaboración propia (2024).

Cuadro 15 Ajustes Protección Potencia Inversa Generador (32)

Descripción de Parámetro	Unidad	Valor
Start value (primer umbral)	xSn	0.02
Operate delay time (primer umbral)	ms	5000

Start value (segundo umbral)	xSn	0.03
Operate delay time (segundo umbral)	ms	1000

Fuente. Elaboración propia (2024).

Cuadro 16 Ajustes Protección Pérdida de Campo Generador (40)

Descripción de Parámetro	Unidad	Valor
Diameter	%Zn	194 (15.56Ω)
Offset	%Zn	-19 (1.524Ω)
Displacement	%Zn	0
Operate delay time	ms	500

Fuente. Elaboración propia (2024).

Cuadro 17 Ajustes Protección de Sobrefrecuencia Generador (81O)

Descripción de Parámetro	Unidad	Valor
Start value Freq>	xFn	1.033 (62Hz)
Operate Tm Freq>	ms	5000
Start value Freq>>	xFn	1.083 (65Hz)
Operate Tm Freq>>	ms	2000

Fuente. Elaboración propia (2024).

Cuadro 18 Ajustes Protección de Subfrecuencia Generador (81U)

Descripción de Parámetro	Unidad	Valor
Start value Freq<	xFn	0.95 (57Hz)
Operate Tm Freq<	ms	5000
Start value Freq<<	xFn	0.917 (55Hz)
Operate Tm Freq<<	ms	2000

Fuente. Elaboración propia (2024).

Cuadro 19 Ajustes Protección de Sincronismo Generador (25)

Descripción de Parámetro	Unidad	Valor
Difference voltaje	xUn	0.05 (208V)
Difference frequency	xFn	0.0012 (0.07Hz)
Difference angle	Degree	5

Fuente. Elaboración propia (2024).

Cuadro 20 Ajustes Protección Sobrecorriente Fases Generador (50/51)

Descripción de Parámetro	Unidad	Valor
--------------------------	--------	-------

Start value I>	xIn	0.83 (249A)
Time multiplier I>	-	0.17
Operating curve type I>	-	IEC Very Inv.
Start value I>>	xIn	4.70 (1410A)
Operate delay time I>>	ms	40
Operating curve type I>>	-	IEC Def. Time

Fuente. Elaboración propia (2024).

Cuadro 21 Ajustes Protección Diferencial Transformador (87T)

Descripción de Parámetro	Unidad	Valor
CT connection type	-	Type 2
CT ratio Cor. Wind 1	-	2.60
CT ratio Cor. Wind 2	-	1.08
Low operate value	%Ir	25 (29A)
High operate value	%Ir	1000
Slope section 2	%	25
End section 1	%Ir	50
End section 2	%Ir	600
Slope section 3	%	50
Start value 2.H	%	15
Start value 5.H	%	30

Fuente. Elaboración propia (2024).

Cuadro 22 Ajustes Protección Sobrecarga Transformador (49)

Descripción de Parámetro	Unidad	Valor
Max. temperature	°C	110
Operate temperatura	%	102 (112°C)
Alarme temperatura	%	90 (99°C)
Short time constant	seg.	306
Long time constant	seg.	492
Weighting factor p	-	0.4

Fuente. Elaboración propia (2024).

Cuadro 23 Ajustes Protección Sobretensión Transformador (59)

Descripción de Parámetro	Unidad	Valor
Start value	xUn	1.20 (4.992kV)
Operate delay time	ms	3000
Operating curve type	-	IEC Def. Time

Fuente. Elaboración propia (2024).

Cuadro 24 Ajustes Protección Subtensión Transformador (27)

Descripción de Parámetro	Unidad	Valor
--------------------------	--------	-------

Start value	xUn	0.85 (3.536kV)
Operate delay time	ms	5000
Operating curve type	-	IEC Def. Time

Fuente. Elaboración propia (2024).

Cuadro 25 Ajustes Protección Sobrecorriente Fases Transformador en 20.0kV (50/51)

Descripción de Parámetro	Unidad	Valor
Start value I>	xIn	0.50 (150A)
Time multiplier I>	-	0.07
Operating curve type I>	-	IEC Very Inv.
Start value I>>	xIn	4.10 (1230A)
Operate delay time I>>	ms	40
Operating curve type I>>	-	IEC Def. Time

Fuente. Elaboración propia (2024).

Cuadro 26 Ajustes Protección Sobrecorriente Fases Transformador en 4.16kV (50/51)

Descripción de Parámetro	Unidad	Valor
Start value I>	xIn	2.40 (720A)
Time multiplier I>	-	0.07
Operating curve type I>	-	IEC Very Inv.
Start value I>>	xIn	19.73 (5920A)
Operate delay time I>>	ms	40
Operating curve type I>>	-	IEC Def. Time

Fuente. Elaboración propia (2024).

Cuadro 27 Ajustes Protección Sobrecorriente Tierra Transformador en 20.0kV (50/51G)

Descripción de Parámetro	Unidad	Valor
Start value Io>	xIn	0.20 (60A)
Operate delay time Io>	ms	500
Operating curve type Io>	-	IEC Def. Time
Start value Io>>	xIn	0.75 (225A)
Operate delay time Io>>	ms	40
Operating curve type Io>>	-	IEC Def. Time

Fuente. Elaboración propia (2024).

A continuación, se muestra un resumen de la configuración lógica de protecciones configuradas para el transformador:

PROTECTION FUNCTION PAGE

TRPPTRC2 - Tripping logic

Note 2: Check activation logic of TRPPTRC logic.
Note 3: Parametrize TRPPTRC properly

Note 1: The Tripping Main Application sheets can be used for inserting tripping function blocks (TRPPTRC).

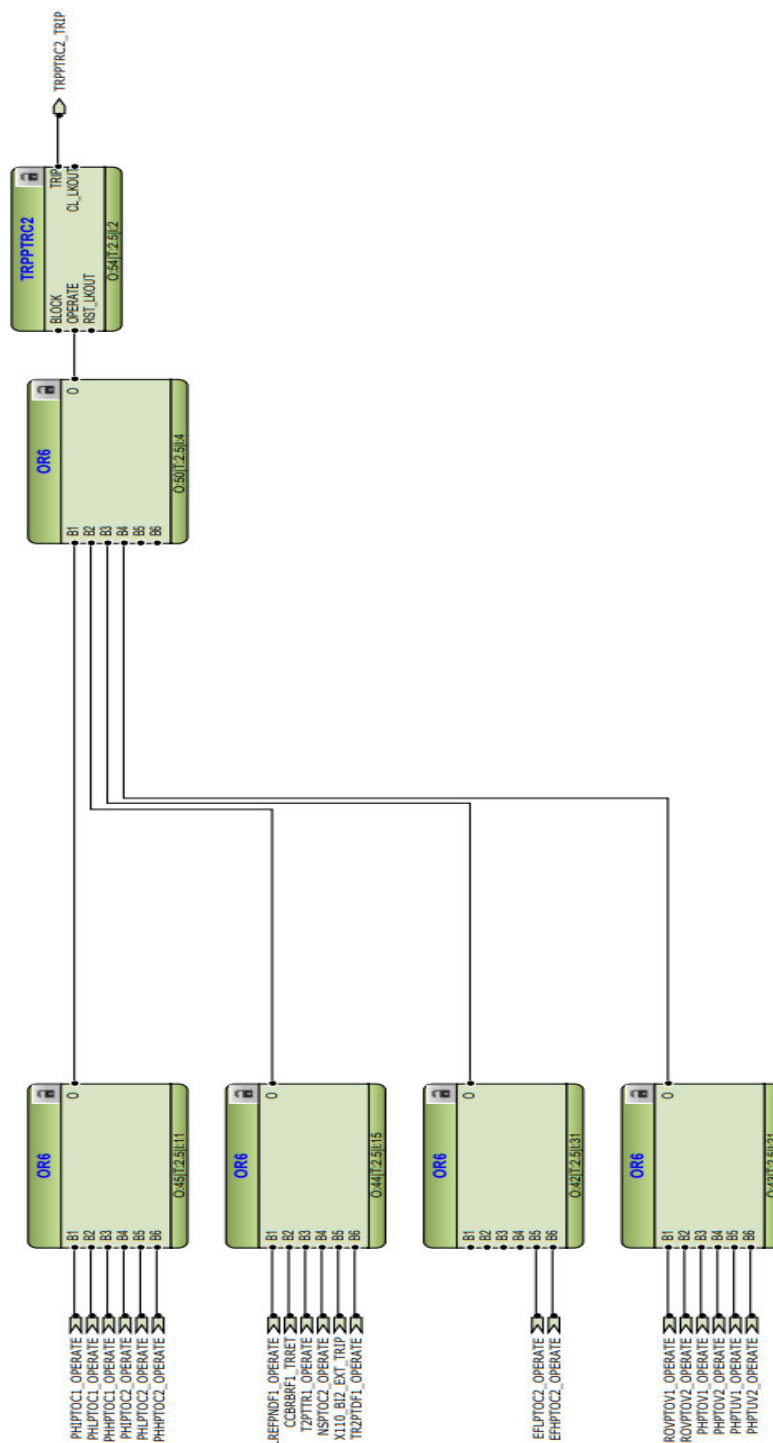


Figura 17 **Lógica agrupada de protecciones RET615.** Fuente. Datos tomados de software de configuración PCM600.

A continuación, se muestra un resumen de la configuración lógica de protecciones configuradas para el generador:

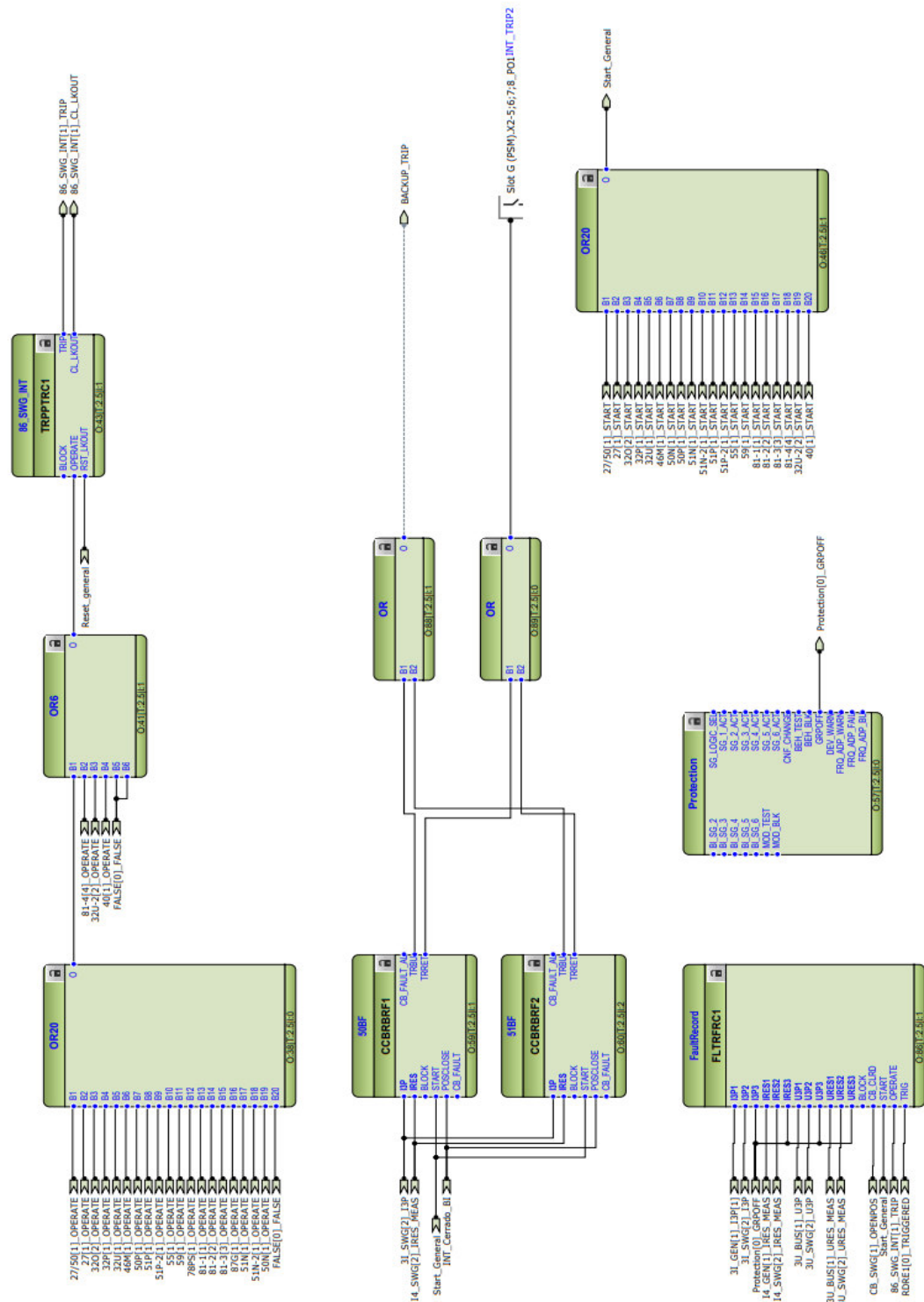


Figura 18 Lógica agrupada de protecciones REX640. Fuente. Datos tomados de software de configuración PCM60.

A continuación, se describen algunos comentarios referentes a la implementación:

- La configuración lógica de protecciones del relé ABB REX640 responde a las necesidades especificadas en los planos funcionales de la celda.
- La parametrización de ajustes al relé ABB REX640 responde a lo indicado en el estudio de coordinación.
- Los resultados obtenidos de las pruebas realizadas a las funciones de protección implementadas en el relé ABB REX640 mediante inyecciones de tensiones y corrientes son aceptables.
- La configuración lógica de protecciones del relé de protección ABB RET615 responde a las necesidades especificadas en los planos funcionales de la celda.
- La parametrización de ajustes al relé ABB RET615 responde a lo indicado en el estudio de coordinación.
- Los resultados obtenidos de las pruebas realizadas a las funciones de protección implementadas en el relé ABB RET615 mediante inyecciones de tensiones y corrientes son aceptables.
- Se validó la correcta operación de los interruptores luego de la simulación de disparos efectivos para cada uno de los relés de protección intervenidos.
- Se realizó la energización del transformador y de los dos grupos de la Minicentral Termoeléctrica observándose las adecuadas mediciones de tensiones y corrientes en cada uno de los relés de protección y sin la presencia de fallas y/o disparos innecesarios.

CAPITULO IV: DISCUSIÓN DE RESULTADOS

4.1 Descripción de la Implementación

El desarrollo de las actividades del proyecto se realizó dentro de la sala eléctrica de media tensión de 4.16kV, la cual se encuentra construida frente a los grupos generadores.

Dentro de la sala eléctrica se encuentran las celdas de media tensión las cuales son:

- 01 celda de MT para transformador de potencia con relé ABB RET615.
- 01 celda de MT para grupo generador N°1 con relé ABB REX640.
- 01 celda de MT para grupo generador N°2 con relé ABB REX640.
- 01 celda de MT de reserva con relé ABB REX640.



Figura 19 Sala MT de 4.16kV frente a grupos de generación. Fuente. Datos tomados de aplicación Google Earth (2024).

4.2 Evaluación técnica

Se realizó la construcción de una minicentral termoeléctrica de 2.2MW, que se acoplará a su barra principal de 20kV a través de una celda para inyectar flujo. La minicentral cuenta con dos (02) grupos generadores (1.1MW cada uno) y un (01) transformador (4MVA), ellos cuentan como elemento de protección al relé ABB REX540 y RET615 respectivamente.

La importancia de la configuración, parametrización y pruebas a los relés de protección radica en asegurar la confiabilidad de la minicentral y la protección de sus activos, esto justifica el desarrollo del proyecto.

La implementación de la configuración, ajustes de protecciones de acuerdo al Estudio de Coordinación y las pruebas efectuadas de inyecciones de tensiones y corrientes a los relés de protección logran proteger a los grupos y al transformador en caso que los relés detecten una falla y así enviar señales de disparo a los interruptores asociados, de esta manera aislándolos de las corrientes de falla y optimizando su rendimiento.

CAPITULO V: CONCLUSIONES

-Se implementó la lógica de protección en el relé ABB REX640 de cada una de los grupos de generación de manera correcta, esto basados en los planos funcionales de protección de cada una de las celdas, se validaron mediante pruebas funcionales.

-Se implementó las funciones enlistadas en el Estudio de Coordinación para el relé ABB REX640 de cada uno de los grupos de generación, esto mediante el software PCM600.

-Se realizaron de manera satisfactoria las pruebas de operatividad al relé ABB REX640 de cada grupo de generación, esto mediante inyecciones de tensiones y corrientes, validándose mediante la actuación de las salidas de disparos, leds de señalización, revisión de eventos y registros oscilográficos. Así como los resultados de las pruebas de las funciones cumplen los límites especificados en el manual del fabricante.

-Se realizaron las pruebas de disparo efectivo de manera satisfactoria al relé ABB REX640 de cada grupo, este mediante simulación de fallas para cada uno de las funciones habilitadas, teniendo como respuesta la apertura del interruptor asociado.

-Se implementó la lógica de protección en el relé ABB RET615 perteneciente al transformador de potencia de manera correcta, esto basados en los planos funcionales de protección de cada una de las celdas, se validaron mediante pruebas funcionales.

-Se implementó las funciones enlistadas en el Estudio de Coordinación para el relé ABB RET615 perteneciente al transformador, esto mediante el software PCM600.

-Se realizaron de manera satisfactoria las pruebas de operatividad al relé ABB RET615 del transformador, esto mediante inyecciones de tensiones y

corrientes en ambos devanados, validándose mediante la actuación de las salidas de disparos, leds de señalización, revisión de eventos y registros oscilográficos. Así como los resultados de las pruebas de las funciones cumplen los límites especificados en el manual del fabricante.

-Se realizaron las pruebas de disparo efectivo de manera satisfactoria al relé ABB RET615 del transformador, este mediante simulación de fallas para cada uno de las funciones habilitadas, teniendo como respuesta la apertura de los interruptores asociados en cada devanado.

-Se realizó de manera satisfactoria la puesta en servicio de la minicentral termoeléctrica, sin la presencia de falsos disparos.

-Se concluye la importancia de los relés de protección dentro de un sistema eléctrico de potencia, ya que estos funcionan como el núcleo de operación en un sistema de protecciones, de esta manera se logra la confiabilidad y seguridad del sistema.

CAPITULO VI: RECOMENDACIONES

- Implementar la sobrecorriente de tierra (50/51G) en bobinado estrella del transformador, para lo cual debe actualizarse el order code del relé de protección ABB RET615 para que este pueda tener el grupo de conexión del transformador, así cumplir con lo estipulado en el estudio de coordinación.
- Implementar las funciones de sobrecarga térmica (49) en los relés de grupos, así como de falla a tierra de estator 90% (59N), esto por recomendación de "International Guide on the Protection of Synchronous Generators" de CIGRE.
- Colocar una clave de usuario para el ingreso a la programación de los relés digitales ABB REX640 y RET615, para que otras personas no puedan manipular los settings y puedan provocar inconvenientes en el sistema de protecciones de la minicentral.
- Realizar un seguimiento a las funciones de protección actuadas en cada uno de los relés ABB REX640 y RET615 por cualquier falla, esto mediante la descarga de registros de eventos, registros oscilográficos; con la finalidad de tener una base de datos actualizados y realizar análisis de falla.
- Realizar el mantenimiento integral a los relés de protección según su programa de mantenimiento o cada dos años el cual debe consistir en pruebas de operatividad de los relés mediante inyecciones de tensiones y corrientes secundarias.
- Realizar maniobras de apertura y cierre de modo local de los interruptores asociados a los grupos de generación y transformador, cada vez que se realiza la parada de las unidades y/o anualmente, con la finalidad de validar la operatividad de los mecanismos eléctricos y mecánicos de los interruptores.

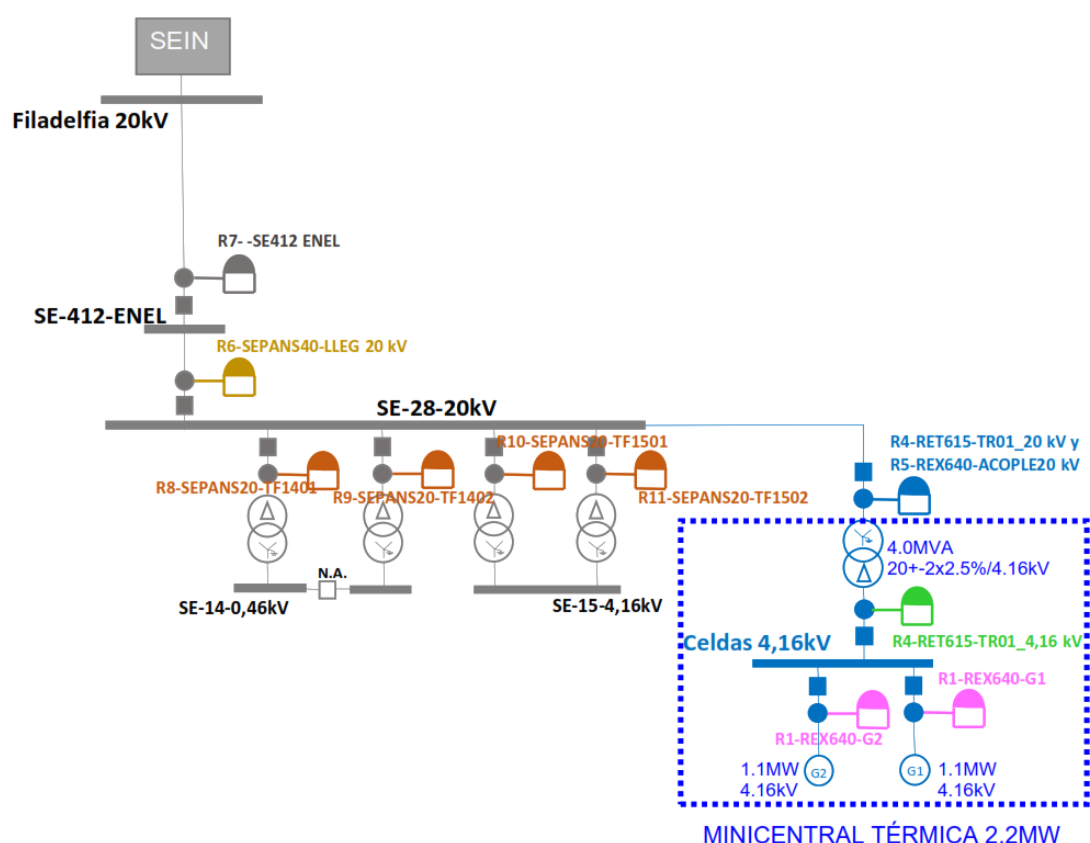
CAPITULO VII: BIBLIOGRAFÍA

- ABB. (2023). *Protection and Control REX640, Product Guide*. ABB.
<https://new.abb.com/medium-voltage/digital-substations/protection-relays/multiapplication/protection-and-control-rex640>
- ABB. (2023). *Protection and Control REX640, Technical Manual*. ABB.
<https://new.abb.com/medium-voltage/digital-substations/protection-relays/multiapplication/protection-and-control-rex640>
- ABB. (2023). *Protection and Control 615 Series, Technical Manual*. ABB.
<https://new.abb.com/medium-voltage/digital-substations/protection-relays/transformer-protection-and-control/transformer-protection-and-control-ret615-iec>
- ABB. (2018). *Transformer Protection and Control RET615, Product Guide*. ABB.
<https://new.abb.com/medium-voltage/digital-substations/protection-relays/transformer-protection-and-control/transformer-protection-and-control-ret615-iec>
- Argüello, G. & Carchipulla, C. (2015). *Ingeniería de diseño para la utilización de los relés multifunción de la Central Mazar en las unidades de la Central Molino pertenecientes a Celec EP. Hidropaute, Ecuador*. [Tesis de pregrado, Universidad de Cuenca]. Repositorio Institucional Universidad de Cuenca.
<http://dspace.ucuenca.edu.ec/handle/123456789/21657>
- Chilet, C. (2004). *Protección de generadores síncronos, Perú*. [Tesis de pregrado, Universidad Nacional de Ingeniería]. Repositorio Institucional UNI. <https://repositorio.uni.edu.pe/handle/20.500.14076/11009>

- CIGRÉ. (2011). *International Guide on the Protection of Synchronous Generators (Working Group B5.04)*. Conseil International des Grands Réseaux Électriques. <https://www.e-cigre.org/publications/detail/479-international-guide-on-the-protection-of-synchronous-generators.html>
- CMC 356 (2023). *The Universal Relay Test Set and Commisioning Tool*. Omicron Energy. <https://www.omicronenergy.com/en/products/cmc-356/>
- IEEE. (2006). *Guide for AC Generator Protection (Std C37.102-2006)*. Institute of Electrical and Electronics Engineers. <https://ieeexplore.ieee.org/servlet/opac?punumber=4109948>
- IEEE. (2021). *Guide for Protecting Power Transformers (Std C37.91-2021)*. Institute of Electrical and Electronics Engineers. <https://ieeexplore.ieee.org/servlet/opac?punumber=9471043>
- PCM600. (2024). *The Protection and Control IED Manager (Version 2.13)*. ABB. <https://new.abb.com/medium-voltage/grid-components/primary-protection-relays/pcm600>
- Quelal, A. (2016). *Implementación de un sistema de protección mediante relés digitales multifuncionales para el generador y transformador de la unidad #3 de la Central Termoeléctrica Santa Rosa, Parroquia Cutuglagua, Cantón Mejía de la provincia de Pichincha en el periodo 2015, Ecuador*. [Tesis de pregrado, Universidad Técnica de Cotopaxi]. Repositorio de UTC. <http://repositorio.utc.edu.ec/handle/27000/2155>
- Vicuña, B. (2006). *Automatización de Protecciones del Sistema Eléctrico de la Central Hidroeléctrica de San Francisco Ayacucho, Perú*. [Tesis de pregrado, Universidad Nacional del Callao]. Repositorio UNAC. <https://hdl.handle.net/20.500.12952/334>

ANEXOS

Anexo A: Diagrama Unifilar del Sistema Eléctrico



Anexo B: Características Técnicas Relé ABB REX640

B.1 Relé de Protección ABB REX640

Es un potente relé de control y protección que se usa en aplicaciones avanzadas de generación y distribución de energía. Posee un microprocesador el cual realiza todos los procedimientos para detectar una falla, desde la medición de las señales de entrada hasta el envío de señales a los interruptores de potencia.

B.2 Características Técnicas

En las siguientes tablas se muestran las principales características técnicas del relé de protección ABB REX640.

Cuadro 28 Fuente de alimentación del relé de protección REX640

Description	PSM1001	PSM1002	PSM1003
Nominal auxiliary voltage U_n	24, 30, 48, 60 V DC	100, 110, 120, 220, 240 V AC, 50 and 60 Hz 48, 60, 110, 125, 220, 250 V DC	110, 125 V DC
Maximum interruption time in the auxiliary DC voltage without resetting the relay	50 ms at U_n		
Auxiliary voltage variation	50...120% of U_n (12...72 V DC)	38...110% of U_n (38...264 V AC) 80...120% of U_n (38.4...300 V DC)	70...120% of U_n (77...150 V DC)
Start-up threshold	16 V DC (24 V DC $\times$ 67%)		77 V DC (110 V DC $\times$ 70%)

Fuente. Datos tomados de Product Guide 640 (2023).

Cuadro 29 Fuente de alimentación del HMI REX640

Description	Value
Nominal auxiliary voltage U_n	100, 110, 120, 220, 240 V AC, 50 and 60 Hz 24, 48, 60, 110, 125, 220, 250 V DC
Auxiliary voltage variation	38...110% of U_n (38...264 V AC) 80...120% of U_n (19.2...300 V DC)
Start-up threshold	19.2 V DC (24 V DC $\times$ 80%)
Burden of auxiliary voltage supply under quiescent (Pq)/operating condition	DC <6.0 W (nominal)/<14.0 W (max.) AC <7.0 W (nominal)/<12.0 W (max.)
Ripple in the DC auxiliary voltage	Max 15% of the DC value (at frequency of 100 Hz)
Fuse type	T3.15A/250V

Fuente. Datos tomados de Product Guide 640 (2023).

Cuadro 30 Entradas de energización REX640

Description	Value
Rated frequency	50/60 Hz
Current inputs	Rated current, I_n 0.2/1 A 1/5 A ⁵
	Thermal withstand capability:
	• Continuously 4 A 20 A
	• For 1 s 100 A 500 A
	Dynamic current withstand:
	• Half-wave value 250 A 1250 A
	Input impedance <100 m Ω <20 m Ω
Voltage inputs	Rated voltage 57...240 V AC
	Voltage withstand:
	• Continuous 288 V AC
	• For 10 s 360 V AC

Fuente. Datos tomados de Product Guide 640 (2023).

Cuadro 31 Entradas binarias REX640

Description	Value
Operating range	$\pm 20\%$ of the rated voltage
Rated voltage	24...250 V DC
Current drain	1.6...1.9 mA
Power consumption	31.0...570.0 mW
Threshold voltage	16...176 V DC

Fuente. Datos tomados de Product Guide 640 (2023).

Cuadro 32 Salidas binarias de potencia unipolar REX640

Description	Value
Rated voltage	250 V AC/DC
Maximum continuous burden (resistive load, AC)	2000 VA
Continuous contact carry	8 A
Make and carry for 3.0 s	15 A
Make and carry for 0.5 s	30 A

Fuente. Datos tomados de Product Guide 640 (2023).

B.3 Entradas Analógicas

El relé ABB REX640 tiene 10 entradas de corriente y 10 entradas de tensión, 5 entradas de corriente y 5 entradas de tensión se ubican en un módulo denominado AIM1 y el restante en otro módulo similar, se muestra en la figura.

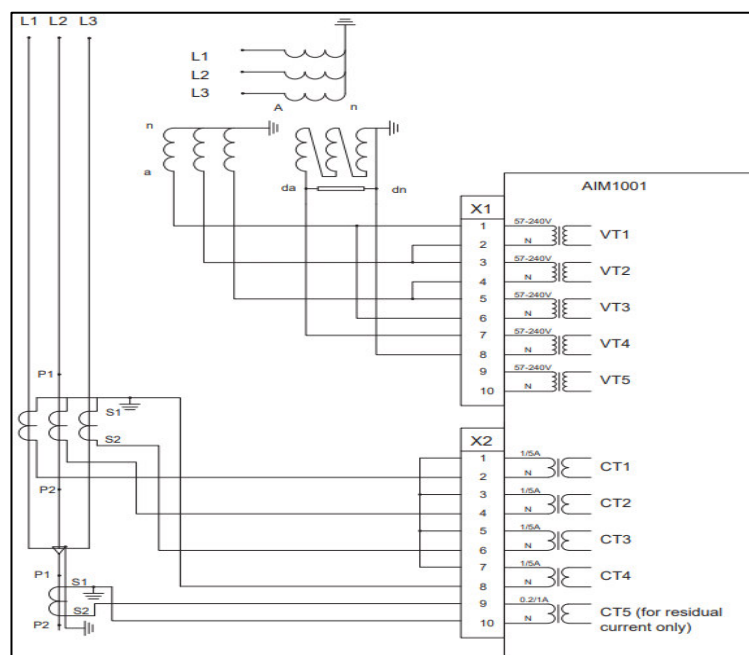


Figura 20 Entradas de corriente y tensión Modulo AIM1 REX640. Fuente. Datos tomados de Technical Manual REX640 (2023).

B.4 Entradas y Salidas Binarias

Las entradas binarias que posee el relé sirven para adquirir información de otros dispositivos cercanos o remotos mediante señales digitales y éste pueda actuar de acuerdo a alguna lógica. Las salidas binarias son usadas principalmente para enviar órdenes al interruptor de potencia o para enviar señales de alarma o de señalización. Estas entradas y salidas son programables.

En este caso se cuenta con 28 entradas binarias y 16 salidas (potencia unipolar), las cuales 14 entradas y 8 salidas se ubican en el módulo BIO1, el restante en otro módulo similar, esto se muestra en la figura.

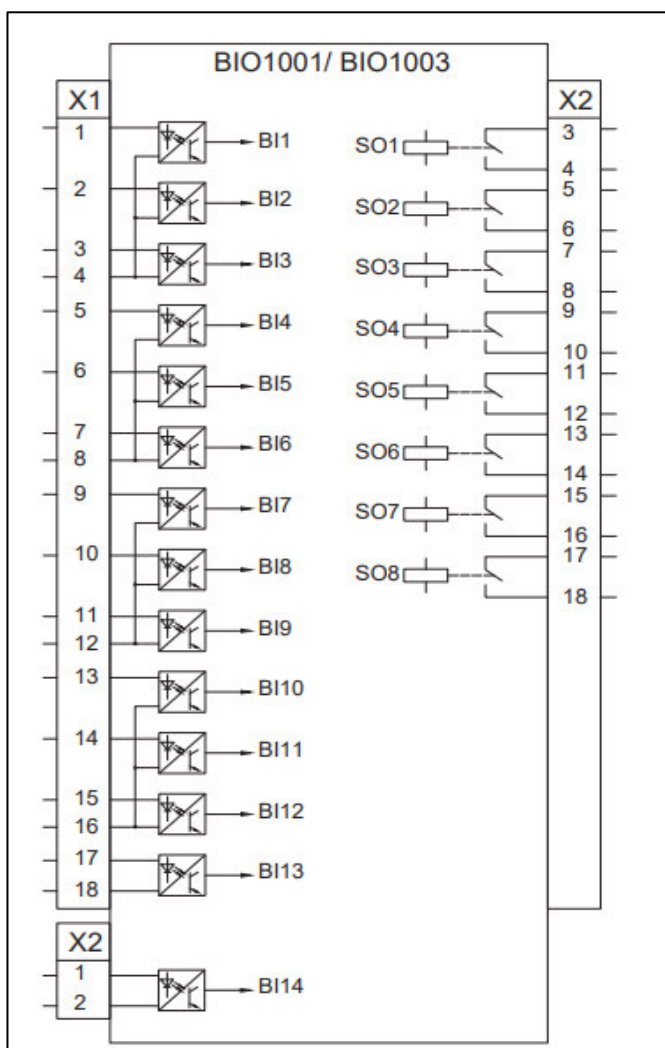


Figura 21 Entradas y salidas binarias Módulo BIO1 REX640. Fuente. Datos tomados de Technical Manual REX640 (2023).

B.5 Tensión Auxiliar, Entradas y Salidas Binarias Alternas

El módulo PSM1, cuenta con los siguientes componentes: alimentación auxiliar continua, salida IRF, 3 salidas binarias de potencia unipolar, 2 salidas de señal estática, 2 salidas de potencia y 3 salidas de potencia con TCS (trip circuit supervision), esto se muestra en la figura.

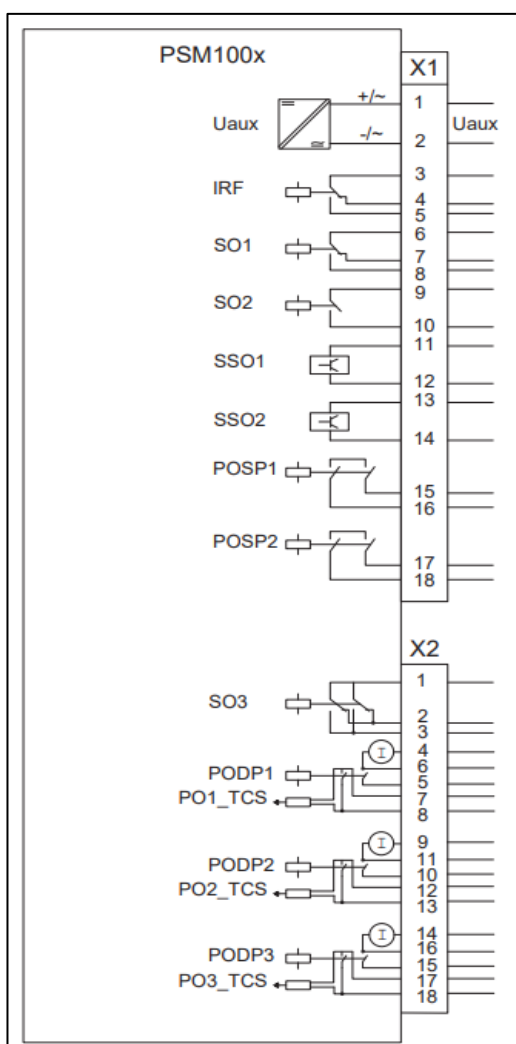


Figura 22 Tensión auxiliar, entradas y salidas Modulo PSM1 REX640.
Fuente. Datos tomados de Technical Manual REX640 (2023).

B.6 Módulo de Comunicación

El módulo de comunicación, cuenta con los siguientes componentes: 1 puerto RJ45 para LHMI, 2 puertos fibra multimodo LC, 1 puerto RJ45, 1 puerto para cable piloto galvánico, esto se muestra en la figura.

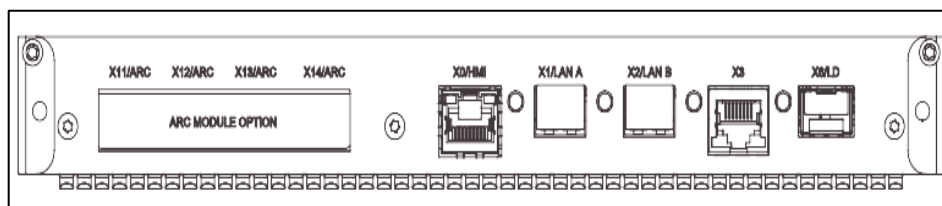


Figura 23 Módulo puerto de comunicación REX640. Fuente. Datos tomados de Technical Manual REX640 (2023).

A continuación, se muestran los puertos del módulo de comunicación.

Cuadro 33 Listado de puertos para módulo de comunicación REX640

Port	Type	Description
X0	RJ-45	HMI
X1	RJ-45 or LC	Ethernet (LAN A)
X2	RJ-45 or LC	Ethernet (LAN B)
X3	RJ-45 or LC	Ethernet (Interlink)
X6	SFP - LC	Protection communication ¹
X7	FO - ST	Serial communication
X8	TP ²	Serial communication/IRIG-B

Fuente. Datos tomados de Product Guide 640 (2023).

Anexo C: Características Técnicas Relé ABB RET615

C.1 Relé de Protección ABB RET615

El RET615 es un relé dedicado a la protección y control de transformadores de potencia, transformadores elevadores, incluyendo bloques de generador-transformador en sistemas eléctricos de potencia industriales y de distribución. Se caracterizan por su diseño compacto y de unidad extraíble

C.2 Características Técnicas

En las siguientes tablas se muestran las principales características técnicas del relé de protección ABB RET615.

Cuadro 34 Fuente de alimentación del relé de protección RET615

Description	Type 1	Type 2
Nominal auxiliary voltage U_n	100, 110, 120, 220, 240 V AC, 50 and 60 Hz 48, 60, 110, 125, 220, 250 V DC	24, 30, 48, 60 V DC
Maximum interruption time in the auxiliary DC voltage without resetting the relay	50 ms at U_n	
Auxiliary voltage variation	38...110% of U_n (38...264 V AC) 80...120% of U_n (38.4...300 V DC)	50...120% of U_n (12...72 V DC)

Fuente. Datos tomados de Product Guide RET615 (2018).

Cuadro 35 Entradas de energización RET615

Description		Value
Rated frequency		50/60 Hz $\pm$ 5 Hz
Current inputs	Rated current, I_n	1/5 A ¹⁾
	Thermal withstand capability:	
	• Continuously	20 A
	• For 1 s	500 A
	Dynamic current withstand:	
	• Half-wave value	1250 A
Voltage inputs	Input impedance	<20 m Ω
	Rated voltage	60...210 V AC
	Voltage withstand:	
	• Continuous	240 V AC
	• For 10 s	360 V AC
	Burden at rated voltage	<0.05 VA

Fuente. Datos tomados de Product Guide RET615 (2018).

Cuadro 36 Entradas binarias RET615

Description	Value
Operating range	$\pm$ 20% of the rated voltage
Rated voltage	24...250 V DC
Current drain	1.6...1.9 mA
Power consumption	31.0...570.0 mW
Threshold voltage	16...176 V DC
Reaction time	<3 ms

Fuente. Datos tomados de Product Guide RET615 (2018).

Cuadro 37 Salidas binarias de potencia unipolar RET615

Description	Value
Rated voltage	250 V AC/DC
Continuous contact carry	8 A
Make and carry for 3.0 s	15 A
Make and carry for 0.5 s	30 A
Breaking capacity when the control-circuit time constant L/R<40 ms, at 48/110/220 V DC	5 A/3 A/1 A
Minimum contact load	100 mA at 24 V AC/DC

Fuente. Datos tomados de Product Guide RET615 (2018).

C.3 Entradas Analógicas

El relé ABB RET615 tiene 7 entradas de corriente y 5 entradas de tensión, de los cuales 3 entradas se usan para lado de un devanado, las otras 3 entradas para el otro devanado y 1 entrada para la medición de la corriente sensible en el lado de baja tensión. Se muestra en la siguiente figura.

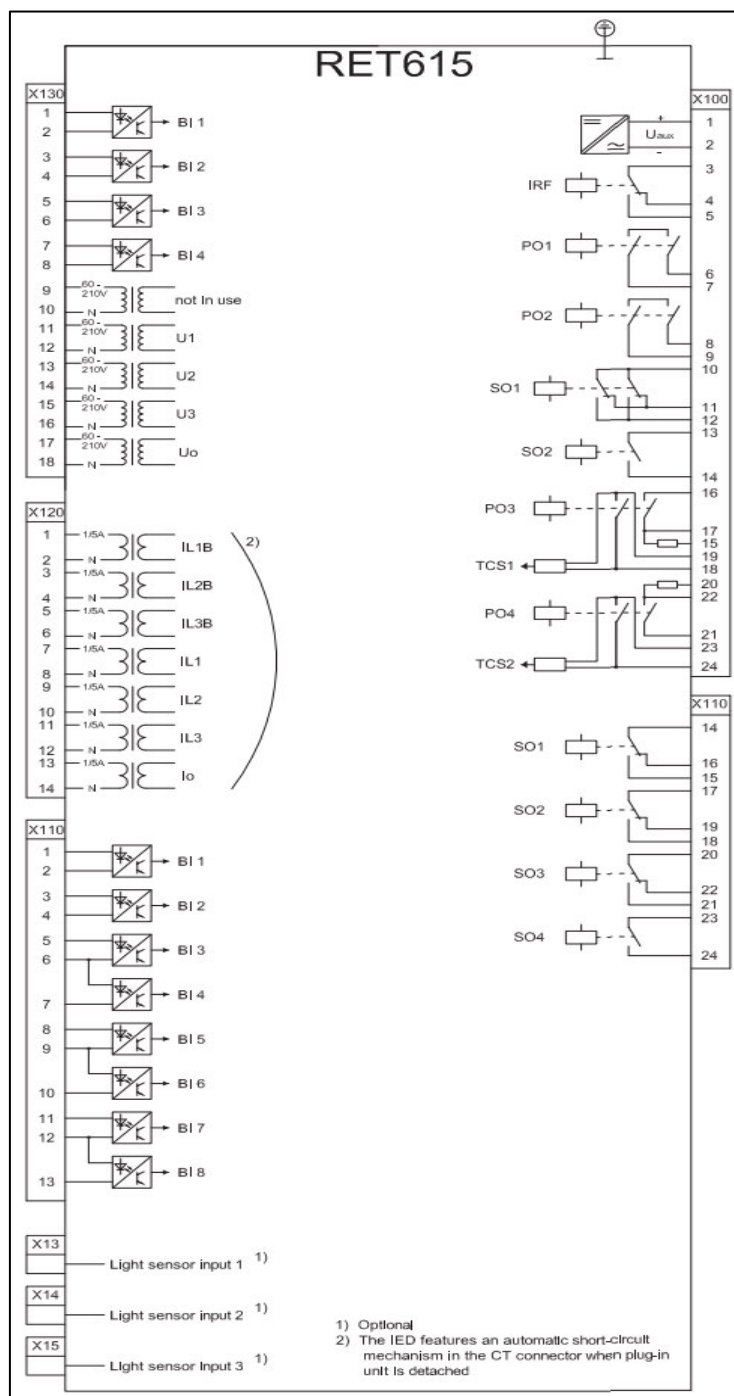


Figura 24 Estructura del relé ABB RET615. Fuente. Datos tomados de Product Guide RET615 (2018).

C.4 Entradas y Salidas Binarias

Las entradas binarias sirven para adquirir información de otros dispositivos mediante señales digitales. Las salidas binarias son usadas principalmente para enviar órdenes al interruptor de potencia o para enviar señales de alarma o de señalización. Estas entradas y salidas son programables. En este caso

se cuenta con 12 entradas binarias y 10 salidas binarias, esto se muestra en la figura anterior.

C.5 Módulo de Comunicación

El módulo de comunicación, cuenta con los siguientes componentes: 01 puerto RJ45, 02 puertos fibra multimodo LC, esto se muestra en la figura.

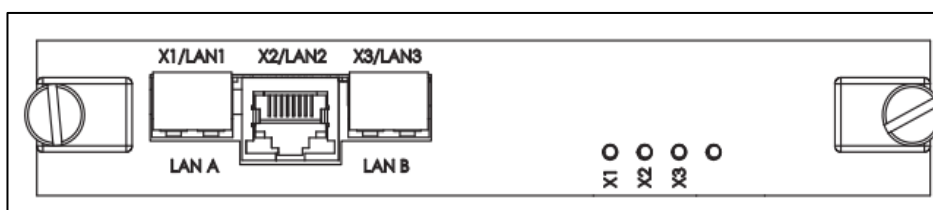


Figura 25 Módulo puerto de comunicación RET615. Fuente. Datos tomados de Technical Manual RET615 (2023).

Anexo D: Configuración de Relés de Protección

D.1 Configuración de Relé ABB REX640

D.1.1 Bloque Lógico de Medición de Corrientes de Fase y Residual

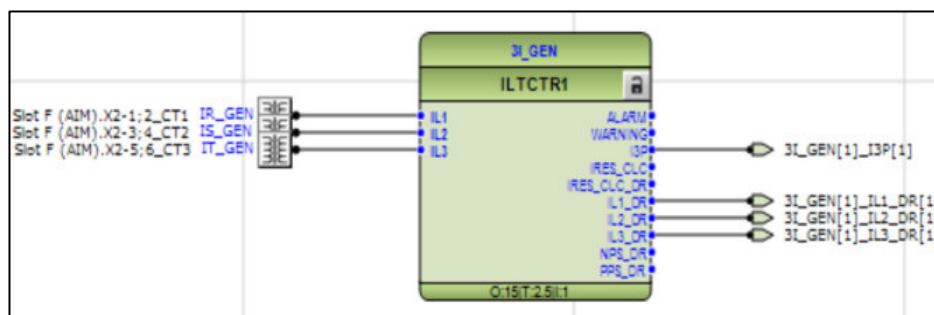


Figura 26 Bloque de medición corriente de fases ILTCTR1. Fuente. Datos tomados de software de configuración PCM600.

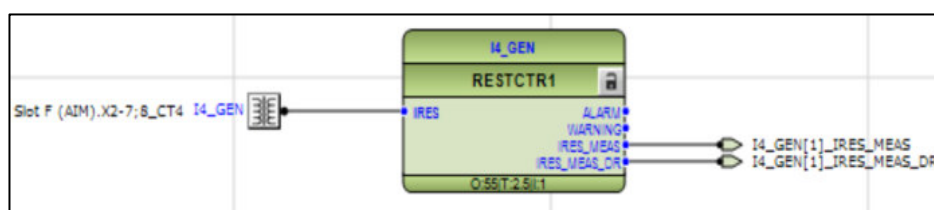


Figura 27 Bloque de medición de corriente a tierra RESTCTR1. Fuente. Datos tomados de software de configuración PCM600.

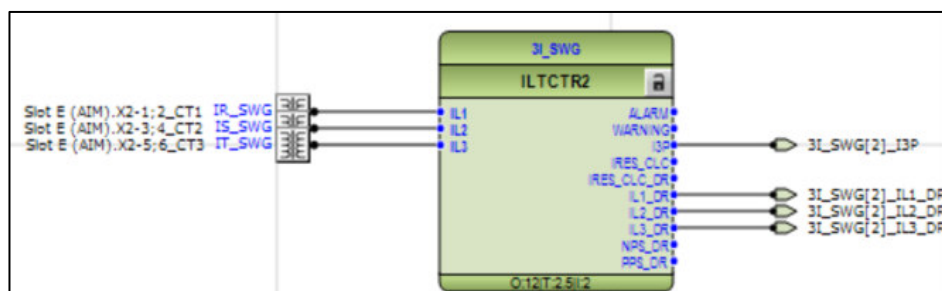


Figura 28 Bloque de medición corriente de fases ILTCTR2. Fuente. Datos tomados de software de configuración PCM600.

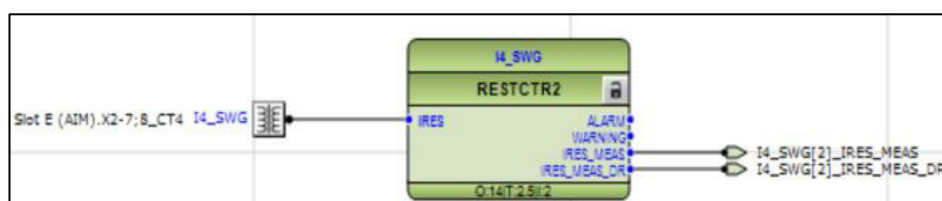


Figura 29 Bloque de medición de corriente a tierra RESTCTR2. Fuente. Datos tomados de software de configuración PCM600.

La función de preprocesamiento de corriente de fase ILTCTR se utiliza para configurar los tres canales de medición de corriente de fase. Los canales de entrada para ILTCTR son hardware físico o canales de valores muestreados IEC 61850-9-2. El canal de salida I3P de ILTCTR se puede conectar a diferentes aplicaciones que requieren corriente trifásica y corriente de secuencia positiva y negativa. La salida IRES_CLC se puede conectar a funciones utilizando la corriente residual calculada. En este caso se utiliza el bloque ILTCTR1 para las entradas de las corrientes lado neutro del generador y el bloque ILTCTR2 lado bornes del generador.

La función de preprocesamiento de corriente residual RESTCTR se utiliza para configurar los canales de medición de corriente residual. Los canales de entrada para RESTCTR son hardware físico o canales de valores muestreados IEC 61850-9-2. El canal de salida IRES_MEAS de RESTCTR se puede conectar a diferentes aplicaciones que requieran corriente residual medida. En este caso se utiliza el bloque RESTCTR1 para las entradas de las corrientes lado neutro del generador y el bloque RESTCTR2 lado bornes del generador.

A continuación, se detalla la descripción de las señales de entradas y salidas del bloque ILTCTR.

Cuadro 38 Descripción de señales de entrada bloque ILTCTR

Name	Type	Default	Description
IL1	SIGNAL	-	Analog input
IL2	SIGNAL	-	Analog input
IL3	SIGNAL	-	Analog input

Fuente. Datos tomados de Technical Manual REX640 (2023).

Cuadro 39 Descripción de señales de salida bloque ILTCTR

Name	Type	Description
ALARM	BOOLEAN	Alarm
WARNING	BOOLEAN	Warning
I3P	SIGNAL	Three-phase currents
IRES_CLC	SIGNAL	Residual current, calculated
IRES_CLC_DR	SIGNAL	Residual current, calculated, for disturbance recorder
IL1_DR	SIGNAL	Phase current IL1 for disturbance recorder
IL2_DR	SIGNAL	Phase current IL2 for disturbance recorder
IL3_DR	SIGNAL	Phase current IL3 for disturbance recorder
NPS_DR	SIGNAL	Negative sequence current for disturbance recorder
PPS_DR	SIGNAL	Positive sequence current for disturbance recorder

Fuente. Datos tomados de Technical Manual REX640 (2023).

A continuación, se detalla la descripción de las señales de entradas y salidas del bloque RESTCTR.

Cuadro 40 Descripción de señales de entrada bloque RESTCTR

Name	Type	Default	Description
IRES	SIGNAL	-	Residual current

Fuente. Datos tomados de Technical Manual REX640 (2023).

Cuadro 41 Descripción de señales de salida bloque RESTCTR

Name	Type	Description
ALARM	BOOLEAN	Alarm
WARNING	BOOLEAN	Warning
IRES_MEAS	SIGNAL	Residual current, measured
IRES_MEAS_DR	SIGNAL	Residual current, measured, for disturbance recorder

Fuente. Datos tomados de Technical Manual REX640 (2023).

D.1.2 Bloque Lógico de Medición de Tensión

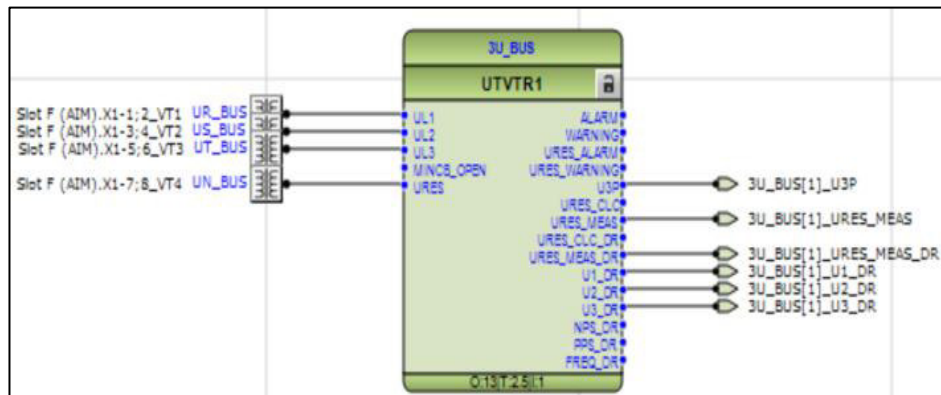


Figura 30 Bloque de medición de tensión UTVTR1. Fuente. Datos tomados de software de configuración PCM600.

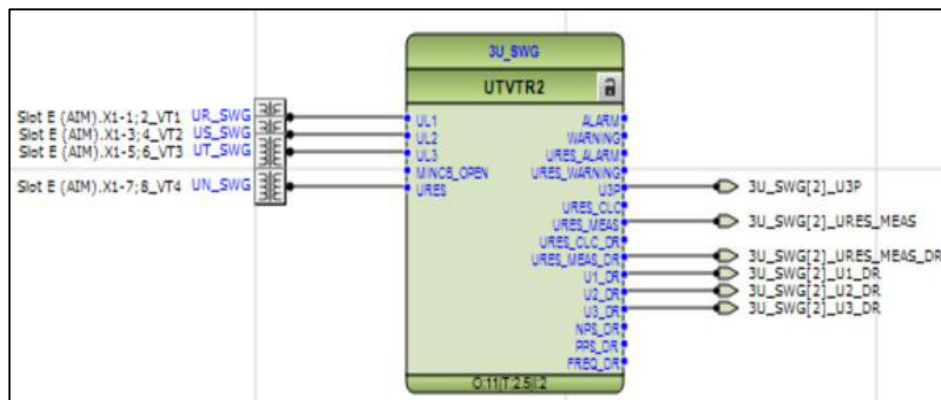


Figura 31 Bloque de medición de tensión UTVTR2. Fuente. Datos tomados de software de configuración PCM600.

La función de preprocesamiento de tensión residual y de fase UTVTR se utiliza para configurar los canales de medición de tensión trifásica y la medición de tensión residual. Los canales de entrada para UTVTR son hardware físico o canales de valor muestreado IEC 61850-9-2.

El canal de salida U3P de UTVTR se puede conectar a diferentes aplicaciones que requieran voltaje de fase, secuencia positiva y negativa.

Las salidas URES_MEAS y URES_CLC se pueden conectar a diferentes aplicaciones que requieren tensión residual medida o tensión residual calculada (a partir de tensiones de fase), respectivamente. La entrada del bloque UTVTR1 se usa para la medición en barra y el bloque UTVTR2 para medición en bornes del generador.

A continuación, se detalla la descripción de las señales de entradas y salidas del bloque UTVTR.

Cuadro 42 Descripción de señales de entrada bloque UTVTR

Name	Type	Default	Description
UL1	SIGNAL	-	Analog input
UL2	SIGNAL	-	Analog input
UL3	SIGNAL	-	Analog input
URES	SIGNAL	-	Residual voltage

Fuente. Datos tomados de Technical Manual REX640 (2023).

Cuadro 43 Descripción de señales de salida bloque UTVTR

Name	Type	Description
ALARM	BOOLEAN	Alarm
WARNING	BOOLEAN	Warning
URES_ALARM	BOOLEAN	Alarm
URES_WARNING	BOOLEAN	Warning
U3P	SIGNAL	Three-phase voltages
URES_CLC	SIGNAL	Residual voltage, calculated
URES_MEAS	SIGNAL	Residual voltage, measured
URES_CLC_DR	SIGNAL	Residual voltage, calculated, for disturbance recorder
URES_MEAS_DR	SIGNAL	Residual voltage, measured, for disturbance recorder
U1_DR	SIGNAL	Phase voltage U1 for disturbance recorder
U2_DR	SIGNAL	Phase voltage U2 for disturbance recorder
U3_DR	SIGNAL	Phase voltage U3 for disturbance recorder

Fuente. Datos tomados de Technical Manual REX640 (2023).

D.1.3 Entradas y Salidas Binarias

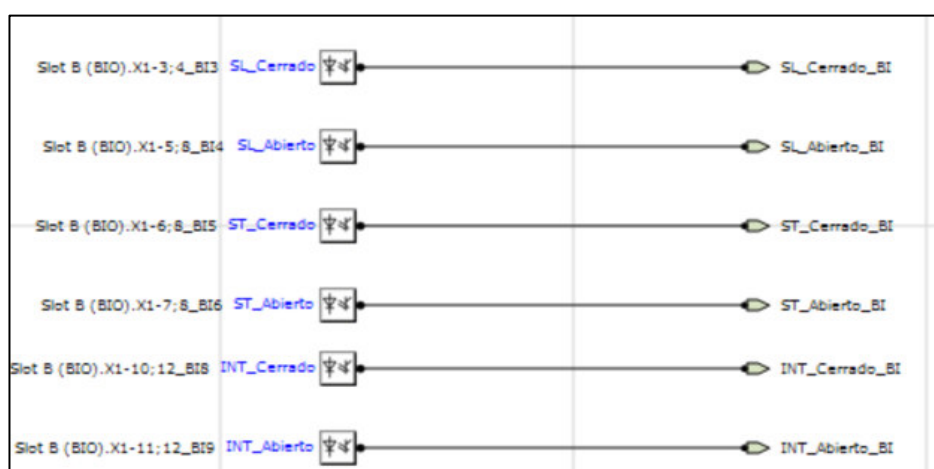


Figura 32 Asignación de señales a entradas binarias. Fuente. Datos tomados de software de configuración PCM600.

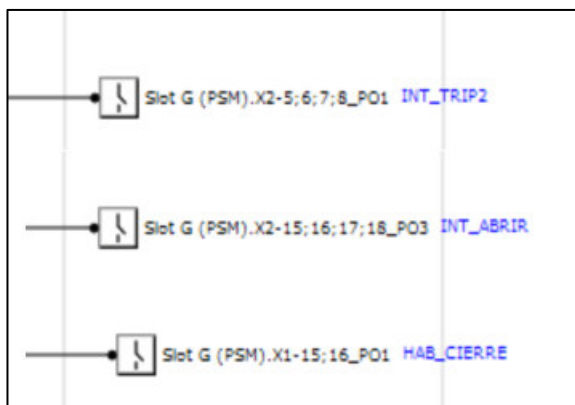


Figura 33 Asignación de señales a salidas binarias. Fuente. Datos tomados de software de configuración PCM600.

La asignación de señales binarias se realiza en base a planos funcionales de protección, donde se monitorea el estado de cada una de las señales digitales que sirven para la lógica de apertura o cierre de interruptor y otros. Las salidas binarias forman parte de circuitos de apertura o cierre de interruptor, así como de permisos para la lógica implementada.

D.1.4 Bloque Lógico de Protección Diferencial 87G

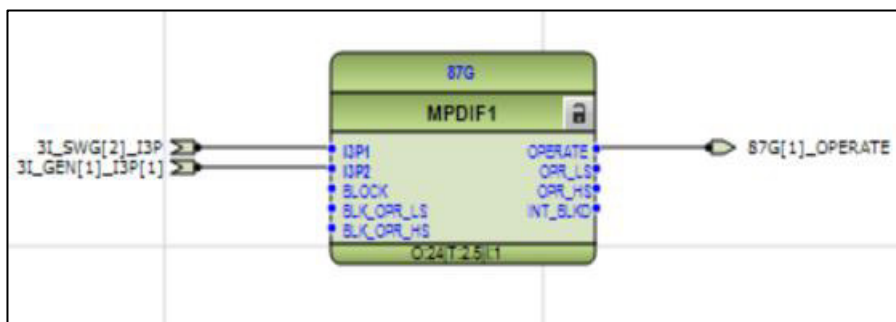


Figura 34 Bloque lógico de configuración MPDIF. Fuente. Datos tomados de software de configuración PCM600.

La función puede ser habilitado y deshabilitado dentro del ajuste *Operation*. El parámetro correspondiente es “On” y “Off”.

La operación del bloque MPDIF puede ser descrito usando un diagrama de bloques como se muestra a continuación.

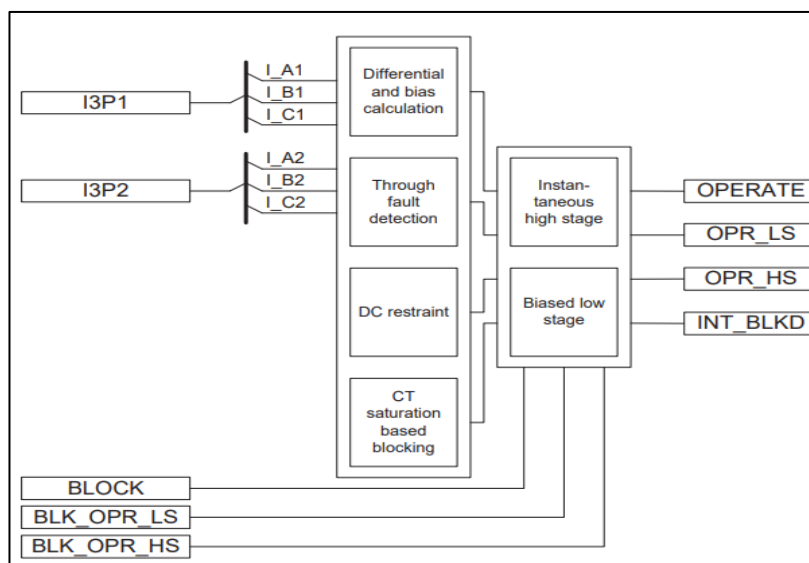


Figura 35 Diagrama de bloques funcional MPDIF. Fuente. Datos tomados de Technical Manual REX640 (2023).

El bloque MPDIF1 realiza el cálculo de la corriente diferencial, para ello necesita tomar corrientes del lado de bornes del generador (I3P1) y del lado neutro de la máquina (I3P2). La amplitud de la corriente diferencial I_d es obtenido usando la ecuación $I_d = |I_1 + I_2|$. Para la corriente de estabilización I_b se usa la ecuación $I_b = |(I_1 - I_2)/2|$.

A continuación, se detalla la descripción de las señales de entradas y salidas del bloque MPDIF.

Cuadro 44 Descripción de señales de entrada bloque MPDIF

Name	Type	Default	Description
I3P1	SIGNAL	-	Three-phase currents 1
I3P2	SIGNAL	-	Three-phase currents 2
BLOCK	BOOLEAN	0=False	Block signal for activating the blocking mode

Fuente. Datos tomados de Technical Manual REX640 (2023).

Cuadro 45 Descripción de señales de salida bloque MPDIF

Name	Type	Description
OPERATE	BOOLEAN	Operate
OPR_LS	BOOLEAN	Operate from low set
OPR_HS	BOOLEAN	Operate from high set
INT_BLKD	BOOLEAN	Internal block status

Fuente. Datos tomados de Technical Manual REX640 (2023).

D.1.5 Bloque Lógico de Protección Secuencia Negativa 46

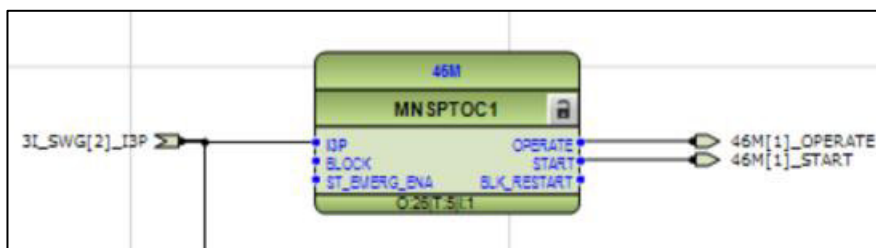


Figura 36 Bloque lógico de configuración MNSPTOC. Fuente. Datos tomados de software de configuración PCM600.

La función puede ser habilitado y deshabilitado dentro del ajuste *Operation*. El parámetro correspondiente es “On” y “Off”.

La operación del bloque MNSPTOC puede ser descrito usando un diagrama de bloques como se muestra a continuación.

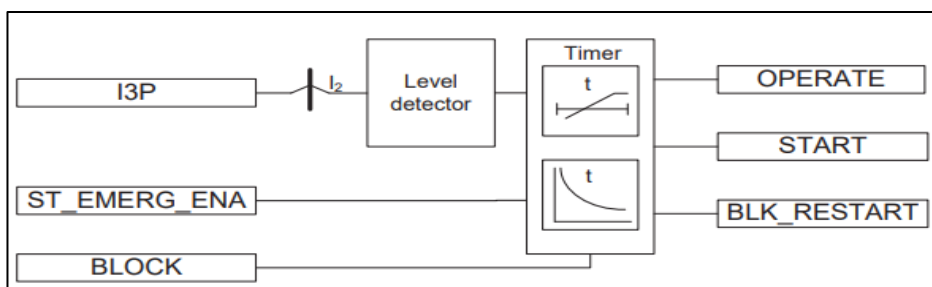


Figura 37 Diagrama de bloques funcional MNSPTOC. Fuente. Datos tomados de Technical Manual REX640 (2023).

El cálculo de la corriente de secuencia negativa (lado bornes del generador I3P) lo realiza el bloque MNSPTOC, este valor es comparado con el ajuste *Start Value*. Si el valor medido excede el ajuste *Start Value*, la función activará el módulo timer, una vez activado el timer activa la salida *START*. La característica de tiempo está de acuerdo a una curva definida o inversa. Cuando la operación del timer ha alcanzado el valor de ajuste *Operate delay time* en caso de curva definida o el máximo valor del tiempo en curva inversa, la salida *OPERATE* será activado.

A continuación, se detalla la descripción de las señales de entradas y salidas del bloque MNSPTOC.

Cuadro 46 Descripción de señales de entrada bloque MNSPTOC

Name	Type	Default	Description
I3P	SIGNAL	-	Three-phase currents
BLOCK	BOOLEAN	0=False	Block signal for activating the blocking mode

Fuente. Datos tomados de Technical Manual REX640 (2023).

Cuadro 47 Descripción de señales de salida bloque MNSPTOC

Name	Type	Description
OPERATE	BOOLEAN	Operate
START	BOOLEAN	Start

Fuente. Datos tomados de Technical Manual REX640 (2023).

D.1.6 Bloque Lógico de Protección Potencia Inversa 32

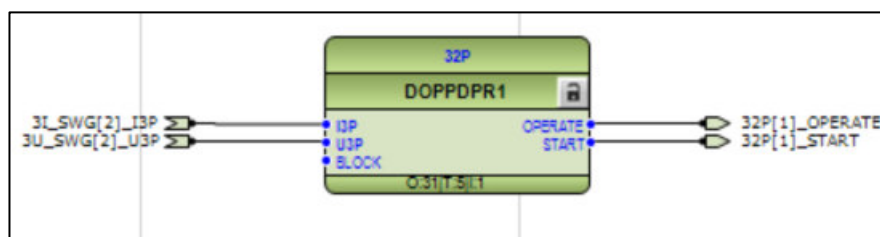


Figura 38 Bloque lógico de configuración DOPDPDR1/2. Fuente. Datos tomados de software de configuración PCM600.

La función puede ser habilitado y deshabilitado dentro del ajuste *Operation*. El parámetro correspondiente es “On” y “Off”.

La operación del bloque DOPDPDR puede ser descrito usando un diagrama de bloques como se muestra a continuación.

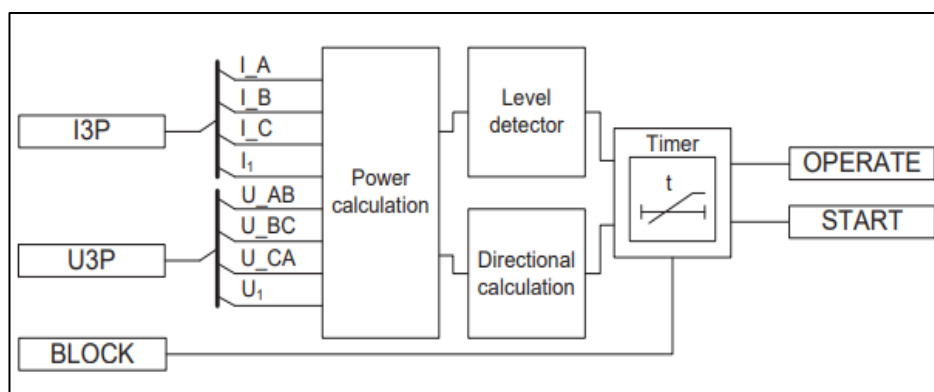


Figura 39 Diagrama de bloques funcional DOPDPDR. Fuente. Datos tomados de Technical Manual REX640 (2023).

Este módulo calcula la potencia aparente basado en los voltajes y corrientes lado del generador (I3P y U3P). El ajuste *Measurement mode* determina que voltaje y corriente son usados para el cálculo.

Es posible utilizar los componentes de secuencia positiva para el cálculo de la potencia aparente, esto hace que la potencia sea insensible a una posible asimetría en corrientes o tensiones y corresponde a la carga real en el motor primario del generador.

El *level detector* compara la magnitud de la potencia aparente medida con el ajuste *Start value*. Si el valor medido excede el ajuste de *Start value*, el Level detector envía una señal de habilitación al módulo *Timer*. El módulo *Directional calculation* se ajusta como *Reverse*.

Una vez activado el *Timer*, este activa la salida START. Cuando la operación del *Timer* ha alcanzado el valor de *Operate delay time*, la salida OPERATE se activará.

A continuación, se detalla la descripción de las señales de entradas y salidas del bloque DOPPDPR.

Cuadro 48 Descripción de señales de entrada bloque DOPPDPR

Name	Type	Default	Description
I3P	SIGNAL	-	Three-phase currents
U3P	SIGNAL	-	Three-phase voltages
BLOCK	BOOLEAN	0=False	Block signal for activating the blocking mode

Fuente. Datos tomados de Technical Manual REX640 (2023).

Cuadro 49 Descripción de señales de salida bloque DOPPDPR

Name	Type	Description
OPERATE	BOOLEAN	Operate
START	BOOLEAN	Start

Fuente. Datos tomados de Technical Manual REX640 (2023).

D.1.7 Bloque Lógico de Protección Pérdida de Campo 40

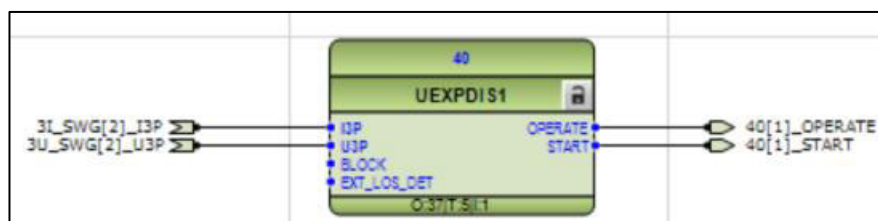


Figura 40 Bloque lógico de configuración UEXPDIS. Fuente. Datos tomados de software de configuración PCM600.

La función puede ser habilitado y deshabilitado dentro del ajuste *Operation*. El parámetro correspondiente es “On” y “Off”.

La operación del bloque UEXPDIS puede ser descrito usando un diagrama de bloques como se muestra a continuación.

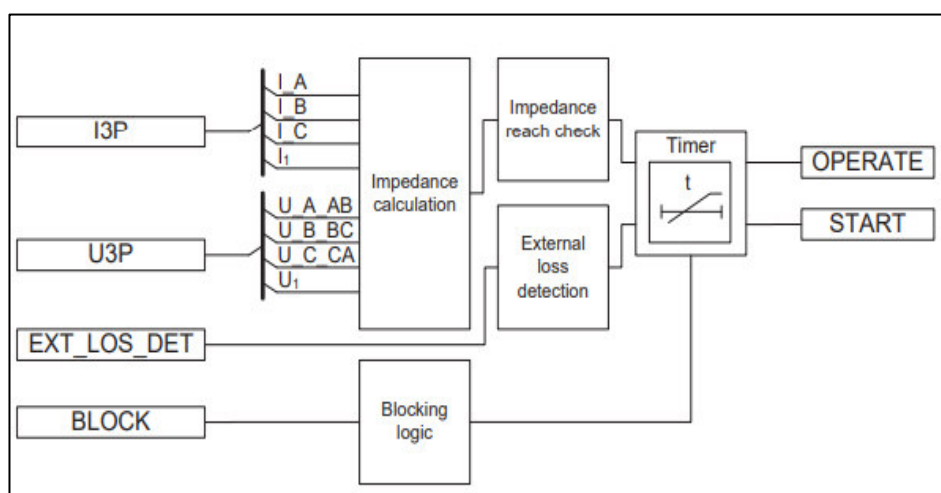


Figura 41 Diagrama de bloques funcional UEXPDIS. Fuente. Datos tomados de Technical Manual REX640 (2023).

Este módulo calcula la impedancia aparente basado en los voltajes y corrientes lado del generador (I3P y U3P). El ajuste *Measurement mode* y *Phase Sel for Z Clc* determina que voltaje y corriente son usados para el cálculo. Debido a que el bloque sensa todas las señales de corriente y tensión de las 3 fases se recomienda la opción de *Pos sequence* en el ajuste de *Measurement mode*.

La característica de operación es circular tipo mho en el plano de la impedancia. Su característica está definida con los ajustes *Offset*, *Diameter* y *Displacement*. Si el valor de la impedancia calculada ingresa al círculo en el plano de la impedancia, el módulo envía una señal de habilitación para arrancar el *Timer*.

Una vez activado, el *Timer* activa la salida START. La característica de tiempo está de acuerdo a un tiempo definido, cuando la duración de la función excede el ajuste definido *Operate delay time*, la salida OPERATE será activado.

A continuación, se detalla la descripción de las señales de entradas y salidas del bloque UEXPDIS.

Cuadro 50 Descripción de señales de entrada bloque UEXPDIS

Name	Type	Default	Description
I3P	SIGNAL	-	Three-phase currents
U3P	SIGNAL	-	Three-phase voltages
BLOCK	BOOLEAN	0=False	Block signal for activating the blocking mode
EXT_LOS_DET	BOOLEAN	0=False	External signal for excitation loss detection

Fuente. Datos tomados de Technical Manual REX640 (2023).

Cuadro 51 Descripción de señales de salida bloque UEXPDIS

Name	Type	Description
OPERATE	BOOLEAN	Operate
START	BOOLEAN	Start

Fuente. Datos tomados de Technical Manual REX640 (2023).

D.1.8 Bloque Lógico de Protección Sobrecorriente de Fases 50/51

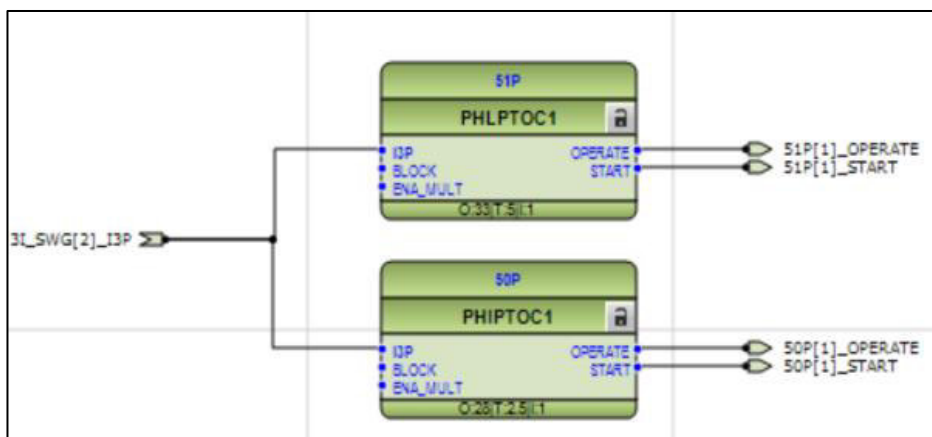


Figura 42 Bloque lógico de configuración PHxPTOC. Fuente. Datos tomados de software de configuración PCM600.

La función puede ser habilitado y deshabilitado dentro del ajuste *Operation*. El parámetro correspondiente es “On” y “Off”.

La operación del bloque PHxPTOC puede ser descrito usando un diagrama de bloques como se muestra a continuación.

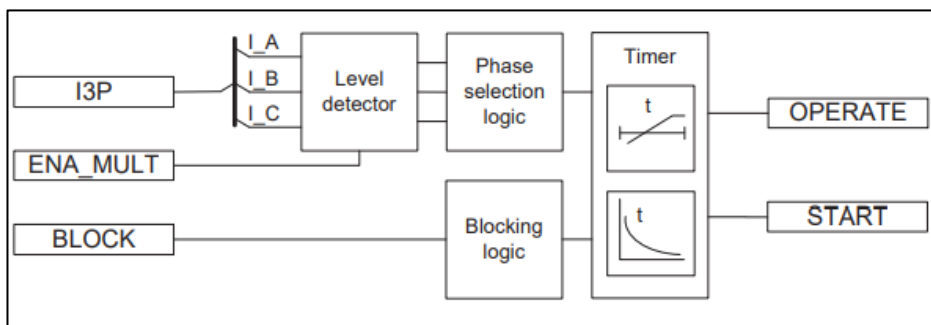


Figura 43 Diagrama de bloques funcional PHxPTOC. Fuente. Datos tomados de Technical Manual REX640 (2023).

La medición de las corrientes de fase (lado generador I3P) son comparados por fase con el ajuste *Start value*. Si el valor medido excede el ajuste *Start value* el módulo *Level detector* informa el exceso del valor al módulo *Phase selection logic*. Cuando este detecta a la fase o las fases en el cual la medición de corriente ha excedido el ajuste, procederá a activar el módulo de *Timer*.

Una vez activado el módulo *Timer*, este activa la salida START, dependiendo del valor del ajuste *Operating curve type*, la característica del tiempo puede ser en tiempo definido o tiempo inverso. Cuando el tiempo de operación ha alcanzado el valor del *Operate delay time* en tiempo definido o ha alcanzado el máximo valor en tiempo inverso, la salida OPERATE será activado.

A continuación, se detalla la descripción de las señales de entradas y salidas del bloque PHxPTOC.

Cuadro 52 Descripción de señales de entrada bloque PHxPTOC

Name	Type	Default	Description
I3P	SIGNAL	-	Three-phase currents
BLOCK	BOOLEAN	0=False	Block signal for activating the blocking mode
ENA_MULT	BOOLEAN	0=False	Enable signal for current multiplier

Fuente. Datos tomados de Technical Manual REX640 (2023).

Cuadro 53 Descripción de señales de salida bloque PHxPTOC

Name	Type	Description
OPERATE	BOOLEAN	Operate
START	BOOLEAN	Start

Fuente. Datos tomados de Technical Manual REX640 (2023).

D.1.9 Bloque Lógico de Protección de Frecuencia 81O/81U

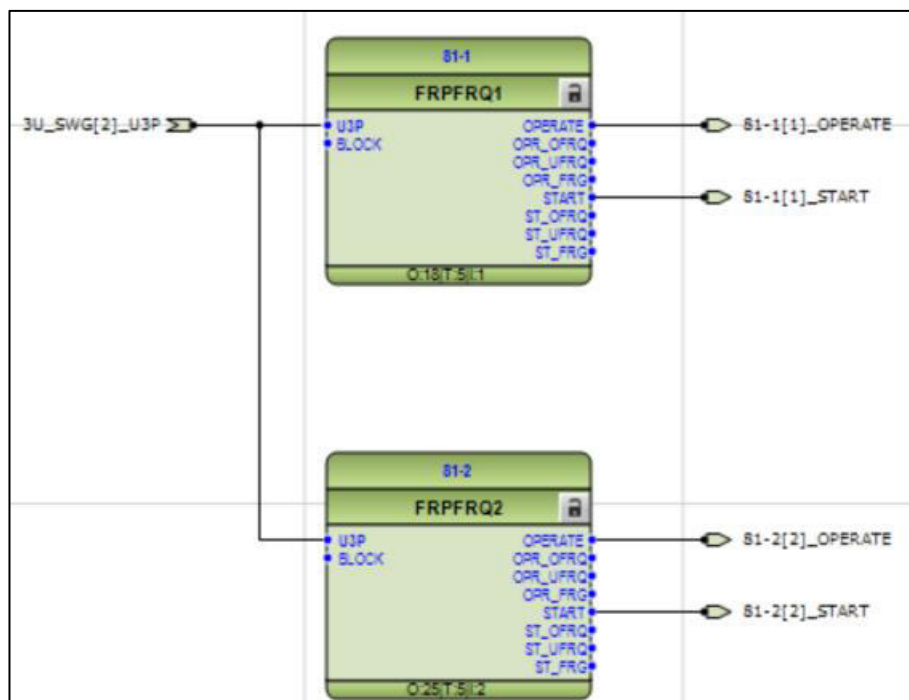


Figura 44 Bloque lógico de configuración FRPFRQ. Fuente. Datos tomados de software de configuración PCM600.

La función puede ser habilitado y deshabilitado dentro del ajuste *Operation*. El parámetro correspondiente es “On” y “Off”.

La operación del bloque FRPFRQ puede ser descrito usando un diagrama de bloques como se muestra a continuación.

El módulo de *Frequency detection* incluye protección por sobrefrecuencia y subfrecuencia, a través de la medición de la tensión en lado generador (U3P); estas opciones se ajustan en *Operation mode*. En modo “*Freq>*”, la frecuencia medida se compara con el ajuste *Start value Freq>*. Si el valor medido excede el valor ajustado de *Start value Freq>*, el módulo reporta el exceso del valor al módulo *Operate logic*. Este módulo activa las salidas de START y ST_OFRQ. La característica del tiempo está de acuerdo a un tiempo definido. Cuando el

tiempo de operación alcanza el valor del ajuste *Operate Tm Freq*, las salidas OPERATE y OPR_OFRQ estarán activas.

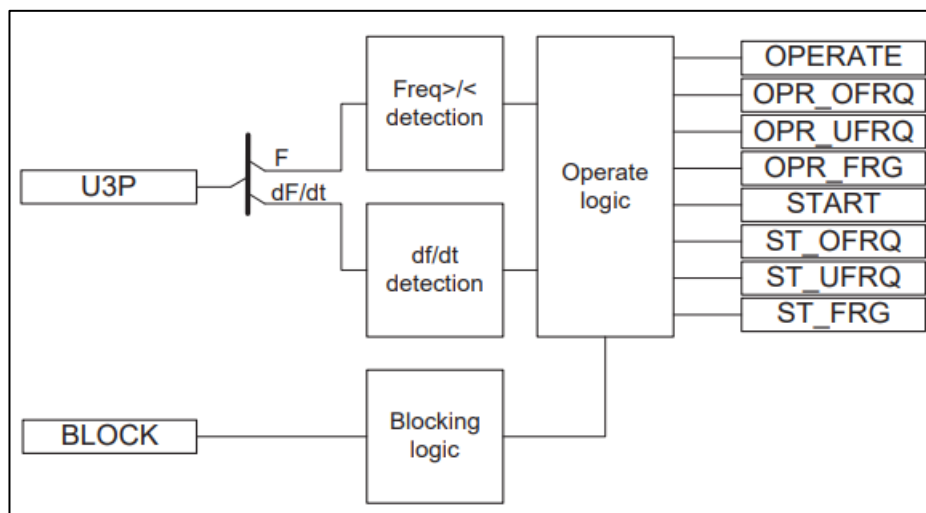


Figura 45 Diagrama de bloques funcional FRPFRQ. Fuente. Datos tomados de Technical Manual REX640 (2023).

En modo “*Freq<*”, la frecuencia medida se compara con el ajuste *Start value Freq<*. Si el valor medido es más bajo que el valor ajustado de *Start value Freq<*, el módulo reporta el valor al módulo *Operate logic*. Este módulo activa las salidas de START y ST_UFRQ. La característica del tiempo está de acuerdo a un tiempo definido. Cuando el tiempo de operación alcanza el valor del ajuste *Operate Tm Freq*, las salidas OPERATE y OPR_UFRQ estarán activas.

A continuación, se detalla la descripción de las señales de entradas y salidas del bloque FRPFRQ.

Cuadro 54 Descripción de señales de entrada bloque FRPFRQ

Name	Type	Default	Description
U3P	SIGNAL	-	Three-phase voltages
BLOCK	BOOLEAN	0=False	Block signal for activating the blocking mode

Fuente. Datos tomados de Technical Manual REX640 (2023).

Cuadro 55 Descripción de señales de salida bloque FRPFRQ

Name	Type	Description
OPERATE	BOOLEAN	Operate
OPR_OFRQ	BOOLEAN	Operate signal for overfrequency
OPR_UFRQ	BOOLEAN	Operate signal for underfrequency
OPR_FRG	BOOLEAN	Operate signal for frequency gradient
START	BOOLEAN	Start
ST_OFRQ	BOOLEAN	Start signal for overfrequency
ST_UFRQ	BOOLEAN	Start signal for underfrequency
ST_FRG	BOOLEAN	Start signal for frequency gradient

Fuente. Datos tomados de Technical Manual REX640 (2023).

D.1.10 Bloque Lógico de Protección de Sobretensión 59

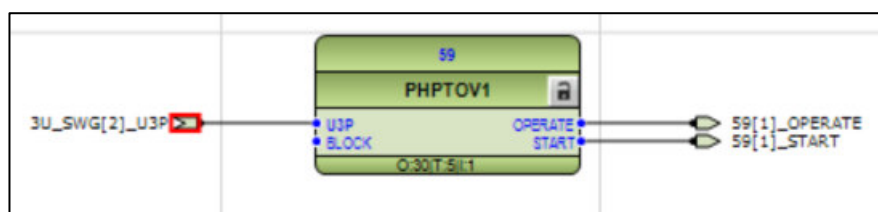


Figura 46 Bloque lógico de configuración PHPTOV. Fuente. Datos tomados de software de configuración PCM600.

La función puede ser habilitado y deshabilitado dentro del ajuste *Operation*. El parámetro correspondiente es “On” y “Off”.

La operación del bloque PHPTOV puede ser descrito usando un diagrama de bloques como se muestra a continuación.

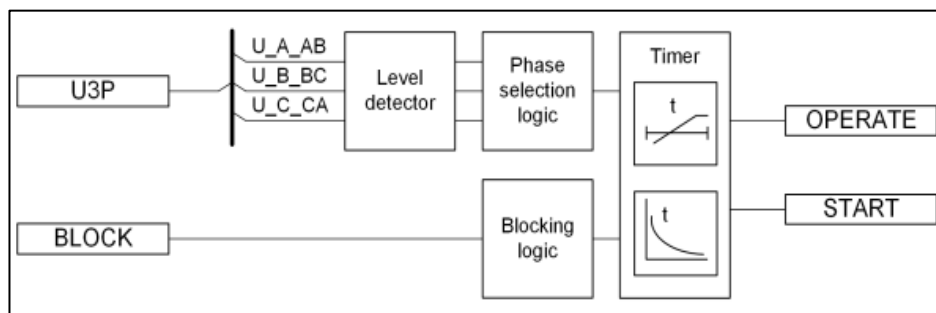


Figura 47 Diagrama de bloques funcional PHPTOV. Fuente. Datos tomados de Technical Manual REX640 (2023).

La componente a la frecuencia fundamental de la medida de las tensiones trifásicas (lado generador U3P) es comparado por fases con el valor seteado en *Start value*. Si el valor medido es más grande que el valor ajustado en *Start value*, el módulo *Level detector* habilita el módulo *Phase selection logic*.

Si se cumplen los criterios de falla en el módulo *Level detector*, el módulo *Phase selection logic* detecta la fase o fases en las que se detecta el nivel de falla. Si el número de fases falladas coincide con el ajuste de *Num of start phases*, el módulo *Phase selection logic* activará el módulo de *Timer*.

Una vez activado el módulo *Timer*, este activa la salida START, dependiendo del valor del ajuste *Operating curve type*, la característica del tiempo puede ser en tiempo definido o tiempo inverso. Cuando el tiempo de operación ha alcanzado el valor del *Operate delay time* en tiempo definido o ha alcanzado el máximo valor en tiempo inverso, la salida OPERATE será activado.

A continuación, se detalla la descripción de las señales de entradas y salidas del bloque PHPTOV.

Cuadro 56 Descripción de señales de entrada bloque PHPTOV

Name	Type	Default	Description
U3P	SIGNAL	-	Three-phase voltages
BLOCK	BOOLEAN	0=False	Block signal for activating the blocking mode

Fuente. Datos tomados de Technical Manual REX640 (2023).

Cuadro 57 Descripción de señales de salida bloque PHPTOV

Name	Type	Description
OPERATE	BOOLEAN	Operate
START	BOOLEAN	Start

Fuente. Datos tomados de Technical Manual REX640 (2023).

D.1.11 Bloque Lógico de Protección de Subtensión 27

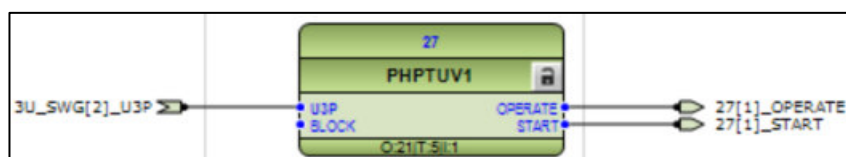


Figura 48 Bloque lógico de configuración PHPTUV. Fuente. Datos tomados de software de configuración PCM600.

La función puede ser habilitado y deshabilitado dentro del ajuste *Operation*. El parámetro correspondiente es “On” y “Off”.

La operación del bloque PHPTUV puede ser descrito usando un diagrama de bloques como se muestra a continuación.

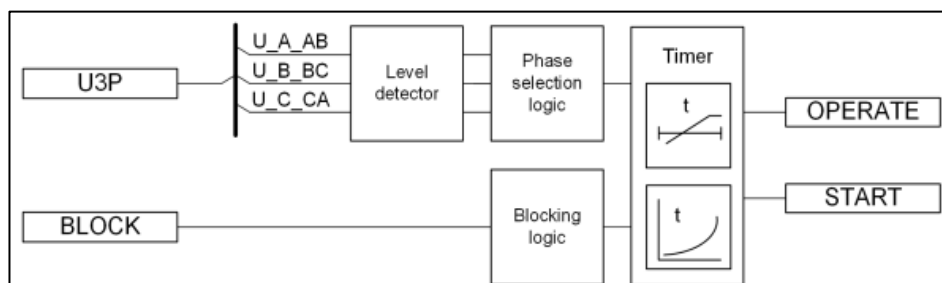


Figura 49 Diagrama de bloques funcional PHPTUV. Fuente. Datos tomados de Technical Manual REX640 (2023).

La componente a la frecuencia fundamental de la medida de las tensiones trifásicas (lado generador U3P) es comparado por fases con el valor seteado en *Start value*. Si el valor medido es más bajo que el valor ajustado en *Start value*, el módulo *Level detector* habilita el módulo *Phase selection logic*.

Si se cumplen los criterios de falla en el módulo *Level detector*, el módulo *Phase selection logic* detecta la fase o fases en las que se detecta el nivel de falla. Si el número de fases falladas coincide con el ajuste de *Num of start phases*, el módulo *Phase selection logic* activará el módulo de *Timer*.

Una vez activado el módulo *Timer*, este activa la salida START, dependiendo del valor del ajuste *Operating curve type*, la característica del tiempo puede ser en tiempo definido o tiempo inverso. Cuando el tiempo de operación ha alcanzado el valor del *Operate delay time* en tiempo definido o ha alcanzado el máximo valor en tiempo inverso, la salida OPERATE será activado.

A continuación, se detalla la descripción de las señales de entradas y salidas del bloque PHPTUV.

Cuadro 58 Descripción de señales de entrada bloque PHPTUV

Name	Type	Default	Description
U3P	SIGNAL	-	Three-phase voltages
BLOCK	BOOLEAN	0=False	Block signal for activating the blocking mode

Fuente. Datos tomados de Technical Manual REX640 (2023).

Cuadro 59 Descripción de señales de salida bloque PHPTUV

Name	Type	Description
OPERATE	BOOLEAN	Operate
START	BOOLEAN	Start

Fuente. Datos tomados de Technical Manual REX640 (2023).

D.1.12 Bloque Lógico de Control Sincronismo 25

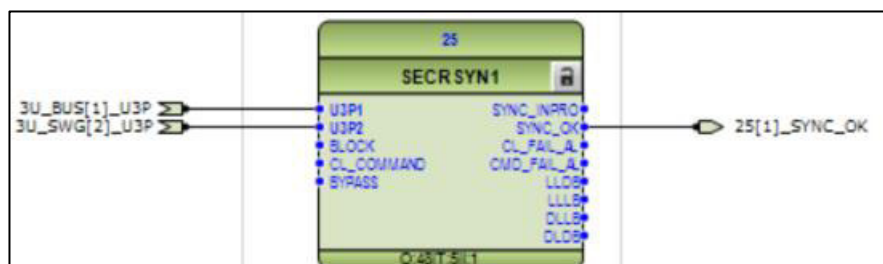


Figura 50 Bloque lógico de control SECRSYN. Fuente. Datos tomados de software de configuración PCM600.

La función puede ser habilitado y deshabilitado dentro del ajuste *Operation*. El parámetro correspondiente es “On” y “Off”.

La operación del bloque SECRSYN puede ser descrito usando un diagrama de bloques como se muestra a continuación.

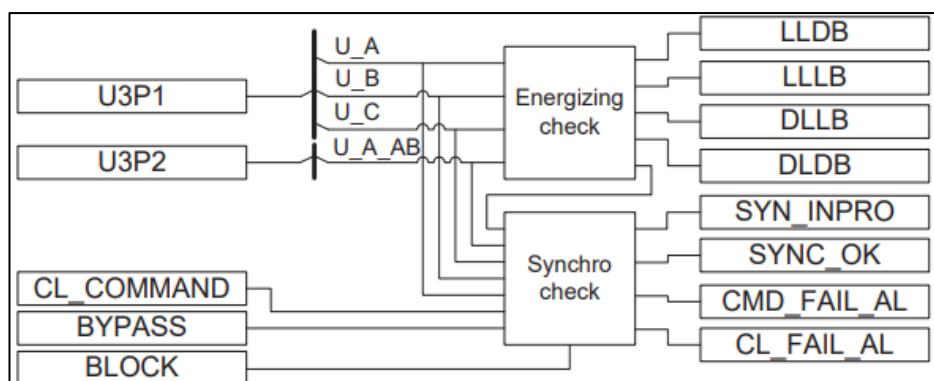


Figura 51 Diagrama de bloques de control SECRSYN. Fuente. Datos tomados de Technical Manual REX640 (2023).

La función de verificación de sincronismo mide la diferencia entre el voltaje de la línea y el voltaje de la barra. La función permite el cierre del circuito del interruptor, cuando se cumplan simultáneamente ciertas condiciones.

Cuando el ajuste de *Syncro check mode* esta seteado en *Asynchronous* se debe tener en cuenta lo siguiente:

- La diferencia medida de los voltajes es menor que el ajuste seteado en *Difference voltage*.
- La diferencia medida del ángulo de fase es menor que el ajuste seteado en *Difference angle*.
- La diferencia medida de la frecuencia de fase es menor que el ajuste seteado en *Frequency difference*.
- El ángulo de cierre estimado del interruptor sea menor que el valor *Difference angle*.

El modo Continuous es activado por el ajuste de parámetro Control mode. En el modo de control Continuos, el Synchro check verifica continuamente el sincronismo. Cuando el sincronismo es detectado, la salida SYNC_OK es ajustada a un valor booleano de verdadero (lógica “1”) y permanece en este valor mientras se cumplan las condiciones.

A continuación, se detalla la descripción de las señales de entradas y salidas del bloque SECRSYN.

Cuadro 60 Descripción de señales de entrada bloque SECRSYN

Name	Type	Default	Description
U3P1	SIGNAL	-	Three-phase voltages 1
U3P2	SIGNAL	-	Three-phase voltages 2
BLOCK	BOOLEAN	0=False	Blocking signal of the synchro check and voltage check function
CL_COMMAND	BOOLEAN	0=False	External closing request

Fuente. Datos tomados de Technical Manual REX640 (2023).

Cuadro 61 Descripción de señales de salida bloque SECRSYN

Name	Type	Description
SYNC_INPRO	BOOLEAN	Synchronizing in progress
SYNC_OK	BOOLEAN	Systems in synchronism
CL_FAIL_AL	BOOLEAN	CB closing failed
CMD_FAIL_AL	BOOLEAN	CB closing request failed
LLDB	BOOLEAN	Live Line, Dead Bus
LLLb	BOOLEAN	Live Line, Live Bus
DLLb	BOOLEAN	Dead Line, Live Bus
DLDB	BOOLEAN	Dead Line, Dead Bus

Fuente. Datos tomados de Technical Manual REX640 (2023).

D.2 Configuración de Relé ABB RET615

D.2.1 Bloque Lógico de Medición de Corrientes de Fase y Residual

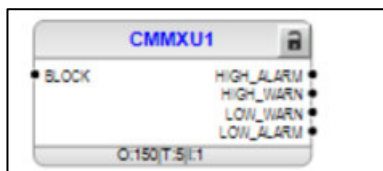


Figura 52 Bloque de medición corriente de fases CMMXU1. Fuente. Datos tomados de software de configuración PCM600.

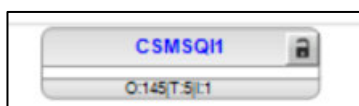


Figura 53 Bloque de corriente de secuencia CSMSQI1. Fuente. Datos tomados de software de configuración PCM600.

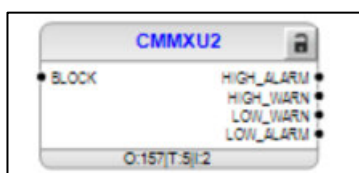


Figura 54 Bloque de medición corriente de fases CMMXU2. Fuente. Datos tomados de software de configuración PCM600.

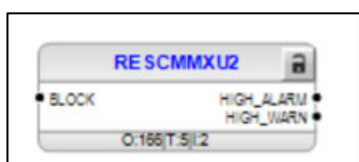


Figura 55 Bloque de medición corriente residual RESCMMXU2. Fuente. Datos tomados de software de configuración PCM600.

La función de preprocesamiento de corriente de fase CMMXU se utiliza para la medición de corriente de fases. Los canales de entrada para CMMXU son hardware físico. La función de preprocesamiento de corriente de secuencia CSMSQI se utiliza para la medición de corrientes de secuencia a partir de las corrientes de fase. La función de preprocesamiento de corriente RESCMMXU se utiliza para la medición de corriente residual.

El bloque CMMXU1 mide las corrientes de fase del lado de alta tensión, el bloque CMMXU2 mide las corrientes de fase del lado de baja tensión. El bloque CSMSQI1 mide las corrientes de secuencia del lado de alta tensión y el bloque RESCMMXU2 mide la corriente residual en el lado de baja tensión. A continuación, se detalla la descripción de las señales de entradas y salidas de los bloques CMMXU, CSMSQI y RESCMMXU.

Cuadro 62 Descripción de señales de entrada bloque CMMXU

Name	Type	Default	Description
I_A	SIGNAL	0	Phase A current
I_B	SIGNAL	0	Phase B current
I_C	SIGNAL	0	Phase C current

Fuente. Datos tomados de Technical Manual 615 Series (2023).

Cuadro 63 Descripción de señales de salida bloque CMMXU

Name	Type	Description
HIGH_ALARM	BOOLEAN	High alarm
HIGH_WARN	BOOLEAN	High warning
LOW_WARN	BOOLEAN	Low warning
LOW_ALARM	BOOLEAN	Low alarm

Fuente. Datos tomados de Technical Manual 615 Series (2023).

Cuadro 64 Descripción de señales de entrada bloque CSMSQI

Name	Type	Default	Description
I ₀	SIGNAL	0	Zero sequence current
I ₁	SIGNAL	0	Positive sequence current
I ₂	SIGNAL	0	Negative sequence current

Fuente. Datos tomados de Technical Manual 615 Series (2023).

Cuadro 65 Descripción de señales de entrada bloque RESCMMXU

Name	Type	Default	Description
I ₀	SIGNAL	0	Residual current
BLOCK	BOOLEAN	0=False	Block signal for all binary outputs

Fuente. Datos tomados de Technical Manual 615 Series (2023).

Cuadro 66 Descripción de señales de salida bloque RESCMMXU

Name	Type	Description
HIGH_ALARM	BOOLEAN	High alarm
HIGH_WARN	BOOLEAN	High warning

Fuente. Datos tomados de Technical Manual 615 Series (2023).

D.2.2 Bloque Lógico de Medición de Tensión

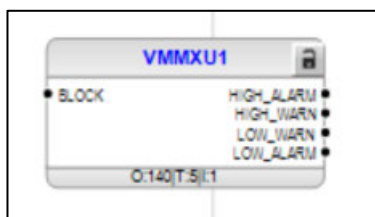


Figura 56 Bloque de medición de tensión de fases VMMXU. Fuente. Datos tomados de software de configuración PCM600.

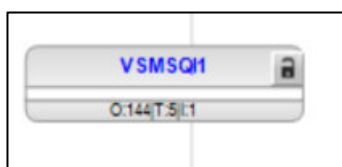


Figura 57 Bloque de tensión de secuencia VSMSQI. Fuente. Datos tomados de software de configuración PCM600.

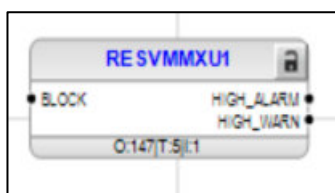


Figura 58 Bloque de medición tensión residual RESVMMXU. Fuente. Datos tomados de software de configuración PCM600.

La función de preprocesamiento de tensión de fase VMMXU se utiliza para la medición de las tensiones de fases. Los canales de entrada para VMMXU son hardware físico. La función de preprocesamiento de tensión de secuencia VSMSQI se utiliza para la medición de tensiones de secuencia a partir de las tensiones de fase. La función de preprocesamiento de tensión RESVMMXU se utiliza para la medición de la tensión residual.

El bloque VMMXU1 mide las tensiones de fase del lado de alta tensión. El bloque VSMSQI1 mide las tensiones de secuencia del lado de alta tensión y el bloque RESVMMXU1 mide la tensión residual en el lado de baja tensión.

A continuación, se detalla la descripción de las señales de entradas y salidas de los bloques: VMMXU, VSMSQI y RESVMMXU.

Cuadro 67 Descripción de señales de entrada bloque VMMXU

Name	Type	Default	Description
U_A_AB	SIGNAL	0	Phase to earth voltage A or phase to phase voltage AB
U_B_BC	SIGNAL	0	Phase to earth voltage B or phase to phase voltage BC
U_C_CA	SIGNAL	0	Phase to earth voltage C or phase to phase voltage CA
BLOCK	BOOLEAN	0=False	Block signal for all binary outputs

Fuente. Datos tomados de Technical Manual 615 Series (2023).

Cuadro 68 Descripción de señales de salida bloque VMMXU

Name	Type	Description
HIGH_ALARM	BOOLEAN	High alarm
HIGH_WARN	BOOLEAN	High warning
LOW_WARN	BOOLEAN	Low warning
LOW_ALARM	BOOLEAN	Low alarm

Fuente. Datos tomados de Technical Manual 615 Series (2023).

Cuadro 69 Descripción de señales de entrada bloque VSMSQI

Name	Type	Default	Description
U ₀	SIGNAL	0	Zero sequence voltage
U ₁	SIGNAL	0	Positive phase sequence voltage
U ₂	SIGNAL	0	Negative phase sequence voltage

Fuente. Datos tomados de Technical Manual 615 Series (2023).

Cuadro 70 Descripción de señales de entrada bloque RESVMMXU

Name	Type	Default	Description
U ₀	SIGNAL	0	Residual voltage
BLOCK	BOOLEAN	0=False	Block signal for all binary outputs

Fuente. Datos tomados de Technical Manual 615 Series (2023).

Cuadro 71 Descripción de señales de salida bloque RESVMMXU

Name	Type	Description
HIGH_ALARM	BOOLEAN	High alarm
HIGH_WARN	BOOLEAN	High warning

Fuente. Datos tomados de Technical Manual 615 Series (2023).

D.2.3 Entradas y Salidas Binarias

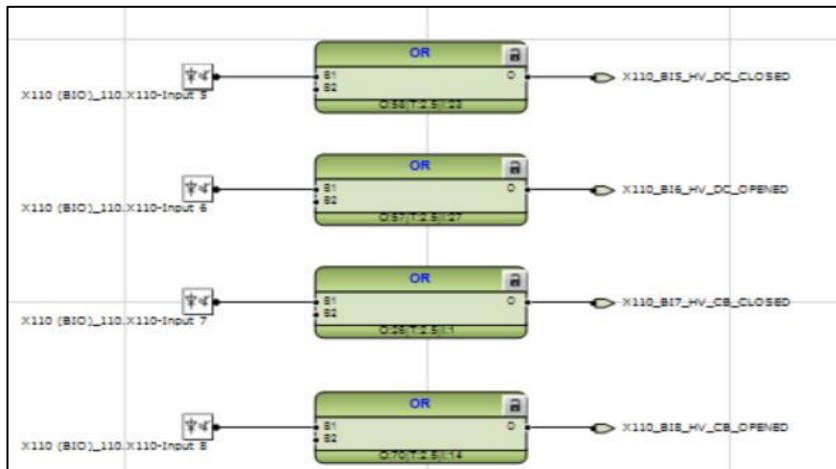


Figura 59 Asignación de señales a entradas binarias. Fuente. Datos tomados de software de configuración PCM600.

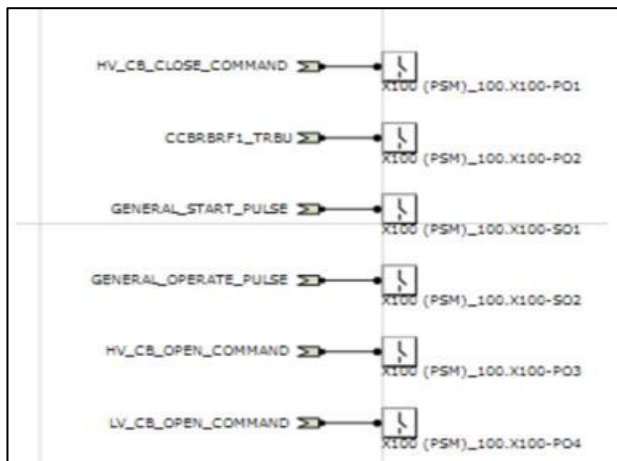


Figura 60 Asignación de señales a salidas binarias. Fuente. Datos tomados de software de configuración PCM600.

La asignación de señales binarias se realiza en base a planos funcionales de protección, donde se monitorea el estado de cada una de las señales digitales que sirven para la lógica de apertura o cierre de interruptor y otros. Las salidas binarias forman parte de circuitos de apertura o cierre de interruptor, así como de permisos para la lógica implementada.

D.2.4 Bloque Lógico de Protección Diferencial 87T

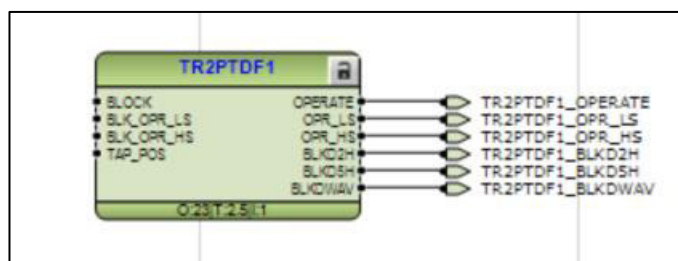


Figura 61 Bloque lógico de configuración TR2PTDF. Fuente. Datos tomados de software de configuración PCM600.

La función puede ser habilitado y deshabilitado dentro del ajuste *Operation*. El parámetro correspondiente es “On” y “Off”.

La operación del bloque TR2PTDF puede ser descrito usando un diagrama de bloques como se muestra a continuación.

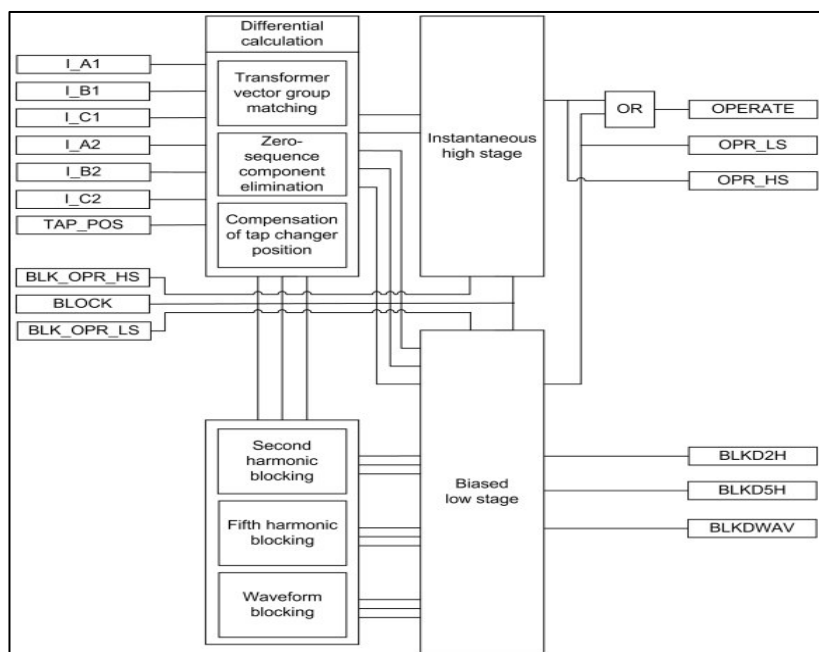


Figura 62 Diagrama de bloques funcional TR2PTDF. Fuente. Datos tomados de Technical Manual 615 Series (2023).

El bloque TR2PTDF realiza el cálculo de la corriente diferencial, para ello necesita tomar corrientes de ambos devanados (I_{w1} e I_{w2}) del transformador (I_{A1} , I_{B1} , I_{C1} , I_{A2} , I_{B2} , I_{C2}). La amplitud de la corriente diferencial I_d es obtenido usando la ecuación $I_d = |I_{w1} + I_{w2}|$. Para la corriente de estabilización I_b se usa la ecuación $I_b = |I_{w1} - I_{w2}| / 2$.

La diferencia de fase de las corrientes del devanado 1 y devanado 2 causado por el grupo vectorial del transformador se compensa numéricamente. El

ajuste del grupo de vector se puede implementar en ambos, el devanado 1 o el devanado 2, en intervalos de 30° con el ajuste de *Clock number*.

Durante la energización del transformador ocurren corrientes de magnetización siendo este varias veces la corriente nominal y el tiempo puede ser hasta de varios segundos. Esta corriente representa una corriente diferencial para la protección, lo que haría que opere la función diferencial. Normalmente estas corrientes tienen gran cantidad de segundos armónicos. Par ellos se ajusta el parámetro *Start value 2.H*.

La inhibición del funcionamiento del bloque TR2PTDF en situaciones de sobreexcitación se basa en el quinto armónico, para ellos se ajusta el parámetro *Start value 5.H*.

Cuando la corriente diferencial excede el valor de operación determinado por la característica de operación se activa la función diferencial. Si la corriente diferencial se mantiene por encima del valor de operación de manera continua por un periodo adecuado de 1.1 veces el ciclo fundamental, se activa la salida OPR_LS. La salida OPERATE siempre se activa cuando la salida OPR_LS se encuentre activada.

A continuación, se detalla la descripción de las señales de entradas y salidas del bloque TR2PTDF.

Cuadro 72 Descripción de señales de entrada bloque TR2PTDF

Name	Type	Default	Description
I_A1	SIGNAL	0	Phase A primary current
I_B1	SIGNAL	0	Phase B primary current
I_C1	SIGNAL	0	Phase C primary current
I_A2	SIGNAL	0	Phase A secondary current
I_B2	SIGNAL	0	Phase B secondary current
I_C2	SIGNAL	0	Phase C secondary current
BLOCK	BOOLEAN	0=False	Block
BLK_OPR_LS	BOOLEAN	0=False	Blocks operate outputs from biased stage

Fuente. Datos tomados de Technical Manual 615 Series (2023).

Cuadro 73 Descripción de señales de salida bloque TR2PTDF

Name	Type	Description
OPERATE	BOOLEAN	Operate combined
OPR_LS	BOOLEAN	Operate from low set
OPR_HS	BOOLEAN	Operate from high set
BLKD2H	BOOLEAN	2nd harmonic restraint block status
BLKD5H	BOOLEAN	5th harmonic restraint block status
BLKD WAV	BOOLEAN	Waveform blocking status

Fuente. Datos tomados de Technical Manual 615 Series (2023).

D.2.5 Bloque Lógico de Protección Sobrecorriente de Fases 50/51

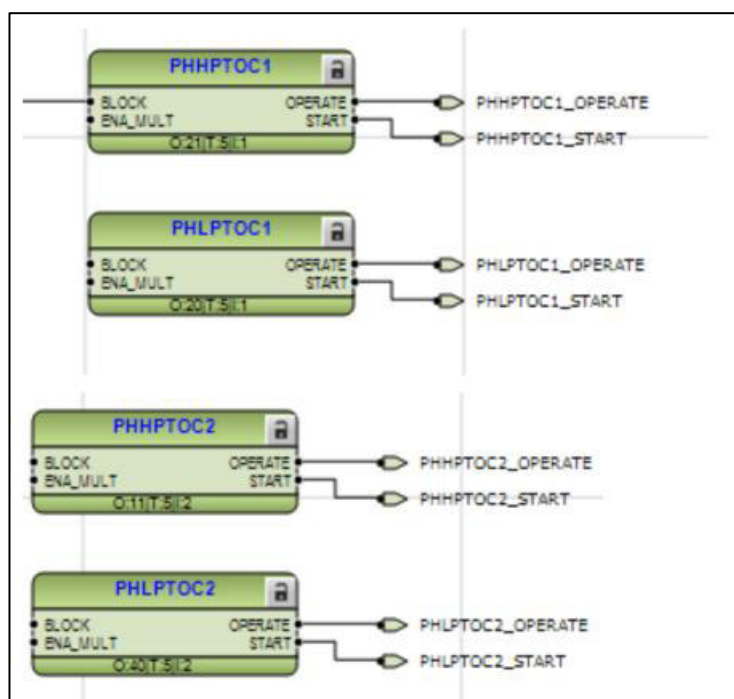


Figura 63 Bloque lógico de configuración PHxPTOC. Fuente. Datos tomados de software de configuración PCM600.

La función puede ser habilitado y deshabilitado dentro del ajuste *Operation*. El parámetro correspondiente es “On” y “Off”.

La operación del bloque PHxPTOC puede ser descrito usando un diagrama de bloques como se muestra a continuación.

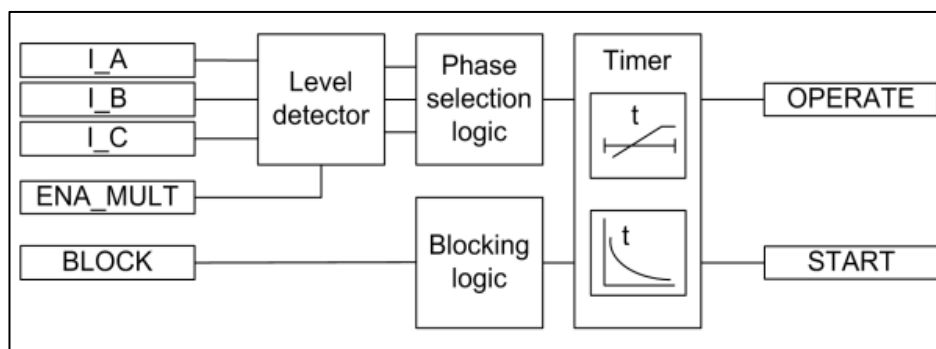


Figura 64 Diagrama de bloques funcional PHxPTOC. Fuente. Datos tomados de Technical Manual 615 Series (2023).

La medición de las corrientes de fase del lado del devanado 1 (PHxTOC1, lado alta tensión) o devanado 2 (PHxTOC2, lado baja tensión) son comparados por fase con el ajuste *Start value*. Si el valor medido excede el ajuste *Start value* el módulo *Level detector* informa el exceso del valor al módulo *Phase selection logic*. Cuando este detecta a la fase o las fases en el cual la medición de corriente ha excedido el ajuste, procederá a activar el módulo de *Timer*.

Una vez activado el módulo *Timer*, este activa la salida START, dependiendo del valor del ajuste *Operating curve type*, la característica del tiempo puede ser en tiempo definido o tiempo inverso. Cuando el tiempo de operación ha alcanzado el valor del *Operate delay time* en tiempo definido o ha alcanzado el máximo valor en tiempo inverso, la salida OPERATE será activado.

A continuación, se detalla la descripción de las señales de entradas y salidas del bloque PHxPTOC.

Cuadro 74 Descripción de señales de entrada bloque PHxPTOC

Name	Type	Default	Description
I_A	SIGNAL	0	Phase A current
I_B	SIGNAL	0	Phase B current
I_C	SIGNAL	0	Phase C current
BLOCK	BOOLEAN	0=False	Block signal for activating the blocking mode
ENA_MULT	BOOLEAN	0=False	Enable signal for current multiplier

Fuente. Datos tomados de Technical Manual 615 Series (2023).

Cuadro 75 Descripción de señales de salida bloque PHxPTOC

Name	Type	Description
OPERATE	BOOLEAN	Operate
START	BOOLEAN	Start

Fuente. Datos tomados de Technical Manual 615 Series (2023).

D.2.6 Bloque Lógico de Protección de Sobretensión 59

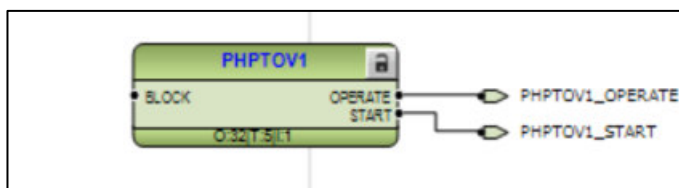


Figura 65 Bloque lógico de configuración PHPTOV. Fuente. Datos tomados de software de configuración PCM600.

La función puede ser habilitado y deshabilitado dentro del ajuste *Operation*. El parámetro correspondiente es “On” y “Off”.

La operación del bloque PHPTOV puede ser descrito usando un diagrama de bloques como se muestra a continuación.

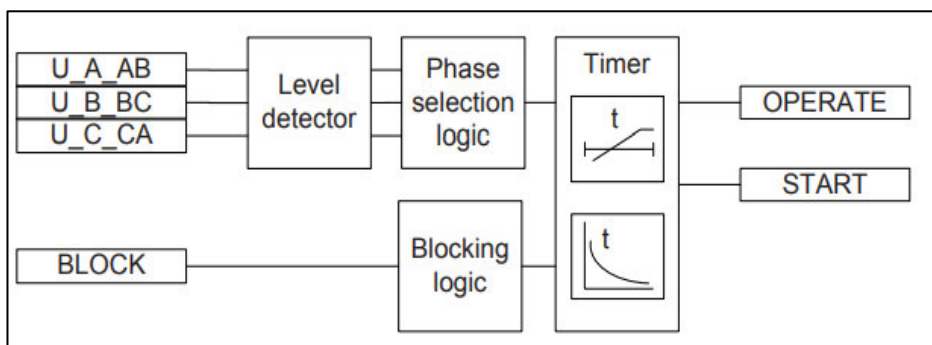


Figura 66 Diagrama de bloques funcional PHPTOV. Fuente. Datos tomados de Technical Manual 615 Series (2023).

La componente a la frecuencia fundamental de la medida de las tensiones trifásicas (U_A_AB, U_B_BC, U_C_CA) es comparado por fases con el valor seteado en *Start value*. Si el valor medido es más grande que el valor ajustado en *Start value*, el módulo *Level detector* habilita el módulo *Phase selection logic*.

Si se cumplen los criterios de falla en el módulo *Level detector*, el módulo *Phase selection logic* detecta la fase o fases en las que se detecta el nivel de falla. Si el número de fases falladas coincide con el ajuste de *Num of start phases*, el módulo *Phase selection logic* activará el módulo de *Timer*.

Una vez activado el módulo *Timer*, este activa la salida START, dependiendo del valor del ajuste *Operating curve type*, la característica del tiempo puede ser en tiempo definido o tiempo inverso. Cuando el tiempo de operación ha alcanzado el valor del *Operate delay time* en tiempo definido o ha alcanzado el máximo valor en tiempo inverso, la salida OPERATE será activado.

A continuación, se detalla la descripción de las señales de entradas y salidas del bloque PHPTOV.

Cuadro 76 Descripción de señales de entrada bloque PHPTOV

Name	Type	Default	Description
U_A_AB	SIGNAL	0	Phase to earth voltage A or phase to phase voltage AB
U_B_BC	SIGNAL	0	Phase to earth voltage B or phase to phase voltage BC
U_C_CA	SIGNAL	0	Phase to earth voltage C or phase to phase voltage CA
BLOCK	BOOLEAN	0=False	Block signal for activating the blocking mode

Fuente. Datos tomados de Technical Manual 615 Series (2023).

Cuadro 77 Descripción de señales de salida bloque PHPTOV

Name	Type	Description
OPERATE	BOOLEAN	Operate
START	BOOLEAN	Start

Fuente. Datos tomados de Technical Manual 615 Series (2023).

D.2.7 Bloque Lógico de Protección de Subtensión 27

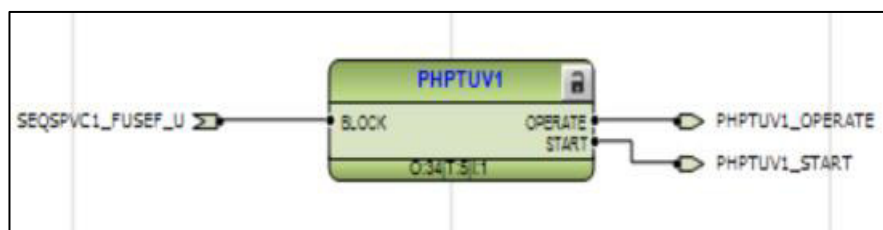


Figura 67 Bloque lógico de configuración PHPTUV. Fuente. Datos tomados de software de configuración PCM600.

La función puede ser habilitado y deshabilitado dentro del ajuste *Operation*. El parámetro correspondiente es “On” y “Off”.

La operación del bloque PHPTUV puede ser descrito usando un diagrama de bloques como se muestra a continuación.

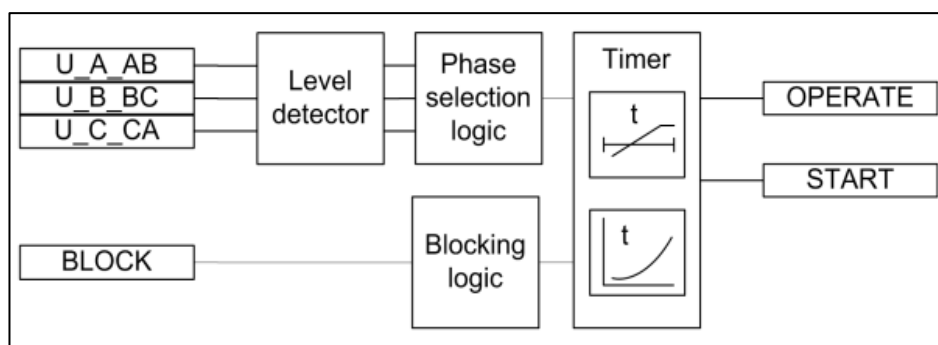


Figura 68 Diagrama de bloques funcional PHPTUV. Fuente. Datos tomados de Technical Manual 615 Series (2023).

La componente a la frecuencia fundamental de la medida de las tensiones trifásicas (U_A_AB, U-B_BC, U_C_CA) es comparado por fases con el valor seteado en *Start value*. Si el valor medido es más bajo que el valor ajustado en *Start value*, el módulo *Level detector* habilita el módulo *Phase selection logic*.

Si se cumplen los criterios de falla en el módulo *Level detector*, el módulo *Phase selection logic* detecta la fase o fases en las que se detecta el nivel de falla. Si el número de fases falladas coincide con el ajuste de *Num of start phases*, el módulo *Phase selection logic* activará el módulo de *Timer*.

Una vez activado el módulo *Timer*, este activa la salida START, dependiendo del valor del ajuste *Operating curve type*, la característica del tiempo puede ser en tiempo definido o tiempo inverso. Cuando el tiempo de operación ha alcanzado el valor del *Operate delay time* en tiempo definido o ha alcanzado el máximo valor en tiempo inverso, la salida OPERATE será activado.

A continuación, se detalla la descripción de las señales de entradas y salidas del bloque PHPTUV.

Cuadro 78 Descripción de señales de entrada bloque PHPTOV

Name	Type	Default	Description
U_A_AB	SIGNAL	0	Phase to earth voltage A or phase to phase voltage AB
U_B_BC	SIGNAL	0	Phase to earth voltage B or phase to phase voltage BC
U_C_CA	SIGNAL	0	Phase to earth voltage C or phase to phase voltage CA
BLOCK	BOOLEAN	0=False	Block signal for activating the blocking mode

Fuente. Datos tomados de Technical Manual 615 Series (2023).

Cuadro 79 Descripción de señales de salida bloque PHPTOV

Name	Type	Description
OPERATE	BOOLEAN	Operate
START	BOOLEAN	Start

Fuente. Datos tomados de Technical Manual 615 Series (2023).

D.2.8 Bloque Lógico de Protección Sobrecarga Térmica 49

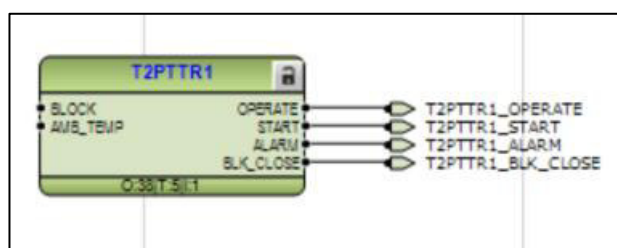


Figura 69 Bloque lógico de configuración T2PTTR. Fuente. Datos tomados de software de configuración PCM600.

La función puede ser habilitado y deshabilitado dentro del ajuste *Operation*. El parámetro correspondiente es “On” y “Off”.

La operación del bloque T2PTTR puede ser descrito usando un diagrama de bloques como se muestra a continuación.

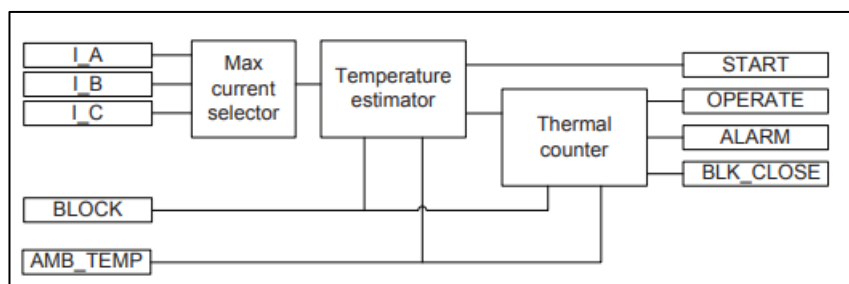


Figura 70 Diagrama de bloques funcional T2PTTR. Fuente. Datos tomados de Technical Manual 615 Series (2023).

El módulo *Max current selector*, comprueba continuamente el valor de corriente medido de fase más alto RMS, este módulo reporta el valor más alto al módulo *Temperature estimator*.

La temperatura final es calculada a partir del mayor de las corrientes trifásicas, esto de acuerdo a $\theta_{final} = (I/I_{ref})^2 \times T_{ref}$, donde “I” es el valor de la corriente más alta medida, “I_{ref}” es el ajuste de *Current reference* y “T_{ref}” es el valor de ajuste de *Temperature rise*. Si el valor total de de la temperatura (incluido la temperatura ambiente) es mas alto que el ajuste *Operate temperature*, la salida START será activado.

TR2PTTR aplica el modelo térmico de las dos constantes para la medición de la temperatura. Cuando la temperatura del transformador alcanza el nivel de disparo con el ajuste *Operate temperatura*, la salida OPERATE será activado. Esta salida será desactivada cuando el valor de la corriente medida cae debajo del 10% del ajuste de *Current reference* o el valor de la temperatura calculada cae debajo del ajuste de *Operate temperature*.

A continuación, se detalla la descripción de las señales de entradas y salidas del bloque PHxPTOC.

Cuadro 80 Descripción de señales de entrada bloque TR2PTTR

Name	Type	Default	Description
I_A	SIGNAL	0	Phase A current
I_B	SIGNAL	0	Phase B current
I_C	SIGNAL	0	Phase C current
BLOCK	BOOLEAN	0=False	Block signal for activating the blocking mode
AMB_TEMP	FLOAT32	0	The ambient temperature used in the calculation

Fuente. Datos tomados de Technical Manual 615 Series (2023).

Cuadro 81 Descripción de señales de salida bloque TR2PTTR

Name	Type	Description
OPERATE	BOOLEAN	Operate
START	BOOLEAN	Start
ALARM	BOOLEAN	Thermal Alarm
BLK_CLOSE	BOOLEAN	Thermal overload indicator. To inhibit reclose.

Fuente. Datos tomados de Technical Manual 615 Series (2023).

Anexo E: Parametrización de Relés de Protección

E.1 Parametrización de Relé ABB REX640

La parametrización se llevó a cabo de acuerdo al Estudio de Coordinación de Protecciones de la Minicentral Térmica. A continuación, un resumen de las funciones implementadas en el relé de protección de cada uno de los generadores

Cuadro 82 Funciones a habilitarse en el relé REX640

Función	IEC 61850	ANSI
Diferencial de generador	MPDIF	87G
Secuencia negativa	MNSPTOC	46
Potencia inversa	DOPDPDR	32
Pérdida de campo	UEXPDIS	40
Sobrecorriente de fases	PHxPTOC	50/51
Sobrefrecuencia	FRPFRQ	81O
Bajafrecuencia	FRPFRQ	81U
Sobretensión	PHPTOV	59
Subtensión	PHPTUV	27
Sincronismo	SECRSYN	25

Fuente. Elaboración propia (2024).

E.1.1 Parámetros del Sistema (Control). En esta pestaña tenemos que ingresar la frecuencia del sistema, la secuencia de fases, así como el nombre de la bahía. La configuración quedó como se muestra a continuación.

✓ Control: 0		
✓ Control		
✓ Rated frequency		60Hz
✓ Phase rotation		ABC
✓ Blocking mode		Freeze timer
✓ Bay name		+K01

Figura 71 Datos del sistema de potencia en PCM600, REX640. Fuente. Datos tomados de software de configuración PCM600.

E.1.2 Transformadores de Corriente (Current 3IB, 3I). Se configuró la polaridad y las corrientes nominales de los devanados de los TC's (3IB lado bornes del generador, 3I lado neutro de la máquina), así como el TC de aterramiento (Io); para esta configuración tenemos que referirnos al Estudio de Coordinación de Protecciones de la Minicentral, en los cuales se indican las relaciones de transformación de todos los transformadores.

✓ 3I_SWG; Current (3IB): 2			
✓ Current (3IB)			
✓ Current input type		Current trafo	
✓ Primary current		300.0	A
✓ Secondary current		5A	
✓ Rated secondary Val		3.000	mV/Hz
✓ Reverse polarity		False	

Figura 72 Datos de transformador de corriente 3IB en PCM600. Fuente. Datos tomados de software de configuración PCM600.

✓ 3I_GEN; Current (3I): 1			
✓ Current (3I)			
✓ Current input type		Current trafo	
✓ Primary current		200.0	A
✓ Secondary current		5A	
✓ Rated secondary Val		3.000	mV/Hz
✓ Reverse polarity		False	

Figura 73 Datos de transformador de corriente 3I en PCM600. Fuente. Datos tomados de software de configuración PCM600.

✓ I4_GEN; Current (Io): 1			
✓ Current (Io)			
✓ Primary current		200.0	A
✓ Secondary current		5A	
✓ Amplitude Corr		1.0000	
✓ Reverse polarity		False	
✓ Angle correction		0.0000	deg

Figura 74 Datos de transformador de corriente Io en PCM600. Fuente. Datos tomados de software de configuración PCM600.

E.1.3 Transformadores de Potencial (Voltage 3UB). En esta pestaña se configuró las tensiones nominales de los transformadores de potencial, el tipo de conexionado tanto para fases como para la tensión residual. Los valores ajustados son tomados como línea a línea tanto en el primario como en el secundario.

✓ 3U_SWG; Voltage (3UB): 2			
✓ Voltage (3UB)			
✓ Voltage input type		Voltage trafo	
✓ Primary voltage		4.160	kV
✓ Secondary voltage		120	V
✓ Division ratio		10000	
✓ VT connection		Wye	

Figura 75 Datos de transformador de potencial 3UB, PCM600. Fuente. Datos tomados de software de configuración PCM600.

✓ 3U_SWG; Voltage (UoB): 2			
✓ Voltage (UoB)			
✓ Primary voltage		4.160	kV
✓ Secondary voltage		120	V
✓ Amplitude Corr		1.0000	
✓ Angle correction		0.0000	deg

Figura 76 Datos de transformador de potencial UoB, PCM600. Fuente. Datos tomados de software de configuración PCM600.

E.1.4 Disparo Maestro (Master Trip). En esta pestaña tenemos que indicar el mínimo tiempo de duración del pulso de salida del disparo general luego de la actuación de las funciones de protección. Esto quedó como se muestra.

✓ 86_SWG_INT; TRPPTRC1: 1			
✓ Master Trip(1)			
✓ Operation		on	
✓ Trip pulse time		250	ms
✓ Trip output mode		Non-latched	

Figura 77 Datos del Master trip en PCM600. Fuente. Datos tomados de software de configuración PCM600.

E.1.5 Horario del Sistema (System Time). Para el ajuste de tiempo “System Time” tenemos que indicar el formato de fecha y hora para luego ajustar los parámetros solicitados, se toma en cuenta que el UTC en Perú es -5 horas. La parametrización quedó como se muestra.

System time			
Time format		24H:MM:SS:MS	
Date format		DD.MM.YYYY	
Date		2021-10-09	
Time		01:39:14	
Local time offset		-300	min

Figura 78 Datos del System time en PCM600. Fuente. Datos tomados de software de configuración PCM600.

E.1.6 Función de Protección Diferencial 87G. La función de protección diferencial del generador tiene la capacidad de reproducir cualquier característica de actuación diferencial, para esto el relé necesita que ingresemos el tipo de conexionado de los TC's, el punto de arranque mínimo, las pendientes de las características de actuación y los puntos de intersección, los ajustes ingresados se muestran a continuación.

87G; MPDIF1: 1			
3dI>M/G(1)			
Operation		on	
CT connection type		Type 2	
CT ratio Cor Line		1.57	
CT ratio Cor Neut		1.05	
Setting Group 1			
Low operate value		25	%Ir
High operate value		1000	%Ir
Slope section 2		30	%
Slope section 3		60	%
End section 1		50	%Ir
End section 2		300	%Ir
DC restrain enable		False	

Figura 79 Ajustes de la función diferencial 87G. Fuente. Datos tomados de software de configuración PCM600.

E.1.7 Función de Protección de Secuencia Negativa 46. La función de protección contra cargas desequilibradas necesita los datos como tiempo de enfriamiento, el ajuste de arranque en porcentaje, tipo de curva y el tiempo de actuación, los ajustes ingresados se muestran a continuación.

46M; MNSPTOC1: 1			
I2>M(1)			
Operation		on	
Cooling time		50	s
Reset delay time		20	ms
Setting Group 1			
Start value		0.08	xIn
Operating curve type		IEC Def. Time	
Operate delay time		5000	ms

Figura 80 Ajustes de la función de secuencia negativa 46. Fuente. Datos tomados de software de configuración PCM600.

E.1.8 Función de Protección de Potencia Inversa 32. Calcula la potencia con las componentes de secuencia positiva y se ajustan los parámetros como: porcentaje de la potencia nominal, el tiempo de operación y la dirección, en

este caso se considera modo reverso, se implementan dos etapas para esta protección, los ajustes ingresados se muestran en la figura.

32P; DOPDPDR1: 1			
P>/Q>(1)			
Operation		on	
Measurement mode		Pos Seq	
Reset delay time		20	ms
Pol reversal		False	
Setting Group 1			
Start value		0.02	xSn
Operate delay time		5000	ms
Directional mode		Reverse	
Power angle		0	deg

Figura 81 Ajustes de la función potencia inversa Etapa1 32. Fuente. Datos tomados de software de configuración PCM600.

32O; DOPDPDR2: 2			
P>/Q>(2)			
Operation		on	
Measurement mode		Pos Seq	
Reset delay time		20	ms
Pol reversal		False	
Setting Group 1			
Start value		0.03	xSn
Operate delay time		1000	ms
Directional mode		Reverse	
Power angle		0	deg

Figura 82 Ajustes de la función potencia inversa Etapa2 32. Fuente. Datos tomados de software de configuración PCM600.

E.1.9 Función de Protección de Pérdida de Campo 40. Calcula la impedancia con las componentes de secuencia positiva y se ajustan los parámetros como: diámetro de la impedancia nominal, offset, desplazamiento de la impedancia y el tiempo de operación, los ajustes ingresados se muestran a continuación.

40; UEXPDIS1: 1			
X<(1)			
Operation		on	
Reset delay time		3000	ms
External Los Det Ena		Disable	
Voltage reversal		No	
Impedance Meas mode		Pos sequence	
Phase Sel for Z Clc		A or AB	
Setting Group 1			
Diameter		194	%Zn
Offset		-19	%Zn
Displacement		0	%Zn
Operate delay time		500	ms

Figura 83 Ajustes de la función pérdida de campo 40. Fuente. Datos tomados de software de configuración PCM600.

E.1.10 Función de Protección de Sobrecorriente de Fases 50/51. Tiene una característica de disparo de tiempo inverso y otra de tiempo definido, se ajustan los parámetros como: número de arranque de fases, arranque de corriente, tipo de curva y el dial o tiempo de operación, los ajustes ingresados se muestran a continuación.

51P; PHLPTOC1: 1			
3I>(1)			
Operation		on	
Num of start phases		2 out of 3	
Minimum operate time		20	ms
Reset delay time		20	ms
Measurement mode		DFT	
Setting Group 1			
Start value		0.83	xIn
Start value Mult		1.0	
Time multiplier		0.170	
Operating curve type		IEC Very inv.	
Type of reset curve		Immediate	

Figura 84 Ajustes de la función sobrecorriente de fases 51P. Fuente. Datos tomados de software de configuración PCM600.

50P; PHIPTOC1: 1			
3I>>>(1)			
Operation		on	
Num of start phases		2 out of 3	
Reset delay time		20	ms
Setting Group 1			
Start value		4.70	xIn
Start value Mult		1.0	
Operate delay time		40	ms

Figura 85 Ajustes de la función sobrecorriente de fases 50P. Fuente. Datos tomados de software de configuración PCM600.

E.1.11 Función de Protección de Sobre frecuencia 81O. Monitorea el aumento de la frecuencia, a través de la medición de la tensión, cuenta con dos etapas y se ajustan los parámetros como: modo de operación “Freq>”, valor de arranque de la frecuencia en función de la frecuencia nominal y el tiempo de operación, los ajustes ingresados se muestran a continuación.

81-1; FRPFRQ1: 1			
f>/f<,df/dt(1)			
Operation		on	
Reset delay Tm Freq		0	ms
Setting Group 1			
Operation mode		Freq>	
Start value Freq>		1.0330	xFn
Operate Tm Freq		5000	ms

Figura 86 Ajustes de la función sobre frecuencia F> 81º. Fuente. Datos tomados de software de configuración PCM600.

81-2; FRPFRQ2: 2			
f>/f<,df/dt(2)			
Operation		on	
Reset delay Tm Freq		0	ms
Setting Group 1			
Operation mode		Freq>	
Start value Freq>		1.0830	xFn
Operate Tm Freq		2000	ms

Figura 87 Ajustes de la función sobre frecuencia F>> 81º. Fuente. Datos tomados de software de configuración PCM600.

E.1.12 Función de Protección de Subfrecuencia 81U. Monitorea la disminución de la frecuencia, a través de la medición de la tensión, cuenta con dos etapas y se ajustan los parámetros como: modo de operación “Freq<”, valor de arranque de la frecuencia en función de la frecuencia nominal y el tiempo de operación, los ajustes ingresados se muestran a continuación.

81-3; FRPFRQ3: 3			
f>/f<,df/dt(3)			
Operation		on	
Reset delay Tm Freq		0	ms
Setting Group 1			
Operation mode		Freq<	
Start value Freq<		0.9500	xFn
Operate Tm Freq		5000	ms

Figura 88 Ajustes de la función subfrecuencia F< 81U. Fuente. Datos tomados de software de configuración PCM600.

81-4; FRPFRQ4: 4			
f>/f<,df/dt(4)			
Operation		on	
Reset delay Tm Freq		0	ms
Setting Group 1			
Operation mode		Freq<	
Start value Freq<		0.9170	xFn
Operate Tm Freq		2000	ms

Figura 89 Ajustes de la función subfrecuencia F<< 81U. Fuente. Datos tomados de software de configuración PCM600.

E.1.13 Función de Protección de Sobretensión 59. Monitorea el aumento de la tensión, se ajustan los parámetros como: número de fases de arranque, arranque en función de la tensión nominal, tipo de curva y el dial o tiempo de operación, los ajustes ingresados se muestran a continuación.

59; PHPTOV1: 1			
3U>(1)			
Operation		on	
Num of start phases		2 out of 3	
Reset delay time		20	ms
Voltage selection		phase-to-phase	
Relative hysteresis		4.0	%
Setting Group 1			
Start value		1.20	xUn
Operate delay time		3000	ms
Operating curve type		IEC Def. Time	

Figura 90 Ajustes de la función sobretensión 59. Fuente. Datos tomados de software de configuración PCM600.

E.1.14 Función de Protección de Subtensión 27. Monitorea la caída de tensión, se ajustan los parámetros como: número de fases de arranque, arranque en función de la tensión nominal, tipo de curva y el dial o tiempo de operación, los ajustes ingresados se muestran a continuación.

27; PHPTUV1: 1			
3U<(1)			
Operation		on	
Num of start phases		2 out of 3	
Reset delay time		20	ms
Voltage block value		0.20	xUn
Enable block value		True	
Voltage selection		phase-to-phase	
Relative hysteresis		4.0	%
Setting Group 1			
Start value		0.85	xUn
Operate delay time		5000	ms
Operating curve type		IEC Def. Time	

Figura 91 Ajustes de la función subtensión 27. Fuente. Datos tomados de software de configuración PCM600.

E.1.15 Función de Control de Sincronismo 25. Monitorea constantemente los parámetros de diferencia de tensión, diferencia de frecuencia y diferencia de ángulo. Al cumplirse los parámetros este se activa y da un permiso para habilitar el cierre del interruptor, los ajustes ingresados se muestran a continuación.

25; SECRSYN1: 1			
SYNC(1)			
Operation		on	
Synchro check mode		Asynchronous	
Control mode		Continuous	
Dead line value		0.2	xUn
Live line value		0.8	xUn
Dead bus value		0.2	xUn
Live bus value		0.8	xUn
Max energizing V		1.10	xUn
Phase shift		0	deg
Minimum Syn time		0	ms
Energizing time		100	ms
Closing time of CB		60	ms
Voltage source switch		False	
Setting Group 1			
Live dead mode		Both Dead	
Difference voltage		0.05	xUn
Difference frequency		0.0012	xFn
Difference angle		5	deg

Figura 92 Ajustes de control de sincronismo 25. Fuente. Datos tomados de software de configuración PCM600.

E.2 Parametrización de Relé ABB RET615

La parametrización se llevó a cabo de acuerdo al Estudio de Coordinación de Protecciones de la Minicentral Térmica. A continuación, un resumen de las funciones implementadas.

Cuadro 83 Funciones a habilitarse en el relé RET615

Función	IEC 61850	ANSI
Diferencial de transformador	TR2PTDF	87T
Sobrecorriente de fases	PHxPTOC	50/51P
Sobretensión	PHPTOV	59
Subtensión	PHPTUV	27
Sobrecarga térmica	T2PTTR	49
Sincronismo	SECRSYN	25
Sobrecorriente de tierra	EFxPTOC	50/51G

Fuente. Elaboración propia (2024).

Las funciones de protección contra sobrecorriente de tierra (51/50G) y sincronismo (25) no se habilitaron, debido a que el relé multifunción ABB RET615 no posee dichas funciones de protección dentro de su order code.

E.2.1 Parámetros del Sistema (Control). En esta pestaña tenemos que ingresar la frecuencia del sistema, la secuencia de fases, así como el nombre de la bahía. La configuración quedó como se muestra a continuación en la figura.

Control: 0		
Control		
Rated frequency		60Hz
Phase rotation		ABC
Blocking mode		Freeze timer
Bay name		RET615

Figura 93 Datos del sistema de potencia en PCM600, RET615. Fuente. Datos tomados de software de configuración PCM600.

E.2.2 Transformadores de Corriente (Current 3I, 3IB). Se configuró la polaridad y las corrientes nominales de los devanados de los TC's (3I lado de alta tensión, 3IB lado de baja tensión), así como el TC de aterramiento (IoB); para esta configuración tenemos que referirnos al Estudio de Coordinación de Protecciones de la Minicentral, en los cuales se indican las relaciones de transformación de todos los transformadores.

Current (3I,CT): 1			
Current (3I,CT)			
Primary current		300.0	A
Secondary current		5A	
Amplitude Corr A		1.0000	
Amplitude Corr B		1.0000	
Amplitude Corr C		1.0000	
Reverse polarity		False	

Figura 94 Datos de transformador de corriente 3I en PCM600. Fuente. Datos tomados de software de configuración PCM600.

Current (3IB,CT): 2			
Current (3IB,CT)			
Primary current		600.0	A
Secondary current		5A	
Amplitude Corr A		1.0000	
Amplitude Corr B		1.0000	
Amplitude Corr C		1.0000	
Reverse polarity		False	

Figura 95 Datos de transformador de corriente 3IB en PCM600. Fuente. Datos tomados de software de configuración PCM600.

Current (IoB,CT): 2			
Current (IoB,CT)			
Primary current		100.0	A
Secondary current		5A	
Amplitude Corr		1.0000	
Reverse polarity		False	
Angle correction		0.0000	deg

Figura 96 Datos de transformador de corriente Io en PCM600. Fuente. Datos tomados de software de configuración PCM600.

E.2.3 Transformadores de Potencial (Voltage 3U). En esta pestaña se configuró las tensiones nominales de los transformadores de potencial, el tipo de conexionado tanto para fases como para la tensión residual. Los valores ajustados son tomados como línea a línea tanto en el primario como en el secundario.

Voltage (3U,VT): 1			
Voltage (3U,VT)			
Primary voltage		4.160	kV
Secondary voltage		120	V
VT connection		Wye	
Amplitude Corr A		1.0000	
Amplitude Corr B		1.0000	
Amplitude Corr C		1.0000	
Voltage input type		Voltage trafo	

Figura 97 Datos de transformador de potencial 3U, PCM600. Fuente. Datos tomados de software de configuración PCM600.

Voltage (Uo,VT): 1			
Voltage (Uo,VT)			
Primary voltage		4.160	kV
Secondary voltage		120	V
Amplitude Corr		1.0000	
Angle correction		0.0000	deg

Figura 98 Datos de transformador de potencial Uo en PCM600. Fuente. Datos tomados de software de configuración PCM600.

E.2.4 Disparo Maestro (Master Trip). En esta pestaña tenemos que indicar el mínimo tiempo de duración del pulso de salida del disparo general luego de la actuación de las funciones de protección, se considera dos disparos maestros, uno para interruptor de lado alta tensión y otro para interruptor de baja tensión. Este quedó como se muestra.

TRPPTRC1: 1			
Master Trip(1)			
Operation		on	
Trip pulse time		250	ms
Trip output mode		Non-latched	

Figura 99 Datos del Master trip lado alta tensión en PCM600. Fuente. Datos tomados de software de configuración PCM600.

TRPPTRC2: 2			
Master Trip(2)			
Operation		on	
Trip pulse time		250	ms
Trip output mode		Non-latched	

Figura 100 Datos del Master trip lado baja tensión en PCM600. Fuente. Datos tomados de software de configuración PCM600.

E.2.5 Horario del Sistema (System Time). Para el ajuste de tiempo “System Time” tenemos que indicar el formato de fecha y hora para luego ajustar los parámetros solicitados, se toma en cuenta que el UTC en Perú es -5 horas. La configuración quedó como se muestra a continuación.

System time			
Time format		24H:MM:SS:MS	
Date format		DD.MM.YYYY	
Date		2021.10.09	
Time		23:56:42	
Local time offset		-300	min

Figura 101 Datos del System time en PCM600. Fuente. Datos tomados de software de configuración PCM600.

E.2.6 Función De Protección Diferencial 87T. La función de protección diferencial del transformador tiene la capacidad de reproducir cualquier característica de actuación diferencial, para esto el relé necesita que ingresemos el tipo de conexionado de los TC's (según manual técnico 615), grupo de conexionado, eliminación de secuencia cero, factores de compensación, punto de arranque mínimo, las pendientes de las características de actuación, puntos de intersección y porcentaje de restricción de armónicos, los ajustes ingresados en el relé se muestran a continuación.

TR2PTDF1: 1			
3dl>T(1)			
Operation		on	
CT connection type		Type 2	
Winding 1 type		YN	
Winding 2 type		d	
Clock number		Clk Num 5	
Zro A elimination		Not eliminated	
Tapped winding		Not in use	
CT ratio Cor Wnd 1		2.60	
CT ratio Cor Wnd 2		1.08	
Setting Group 1			
High operate value		1000	%Ir
Enable high set		True	
Low operate value		25	%Ir
Slope section 2		25	%
End section 2		500	%Ir
Slope section 3		50	%
Restraint mode		2.h + 5.h + wav	
Harmonic deblock 2.		True	
Start value 2.H		15	%
Start value 5.H		30	%
Stop value 5.H		30	%
Harmonic deblock 5.		True	

Figura 102 Ajustes de la función diferencial 87T. Fuente. Datos tomados de software de configuración PCM600.

E.2.7 Función de Protección de Sobrecorriente de Fases 50/51. Tiene una característica de disparo de tiempo inverso y otra de tiempo definido, se ajustan los parámetros como: número de arranque de fases, arranque de corriente, tipo de curva y el dial o tiempo de operación, esto para lado de alta tensión (20kV), así como para lado de baja tensión (4.16kV), los ajustes ingresados se muestran a continuación.

PHLPTOC1: 1			
3I>(1)			
Operation		on	
Num of start phases		1 out of 3	
Minimum operate time		20	ms
Reset delay time		20	ms
Measurement mode		DFT	
Setting Group 1			
Start value		0.50	xIn
Start value Mult		1.0	
Time multiplier		0.07	
Operating curve type		IEC Very inv.	
Type of reset curve		Immediate	

Figura 103 Ajustes de función sobrecorriente de fases 51 en 20kV.
Fuente. Datos tomados de software de configuración PCM600.

PHHPTOC1: 1			
3I>>(1)			
Operation		on	
Num of start phases		1 out of 3	
Reset delay time		20	ms
Measurement mode		DFT	
Setting Group 1			
Start value		4.10	xIn
Start value Mult		1.0	
Operate delay time		40	ms
Operating curve type		IEC Def. Time	

Figura 104 Ajustes de función sobrecorriente de fases 50 en 20kV.
Fuente. Datos tomados de software de configuración PCM600.

PHLPTOC2: 2			
3I>(2)			
Operation		on	
Num of start phases		2 out of 3	
Minimum operate time		20	ms
Reset delay time		20	ms
Measurement mode		DFT	
Setting Group 1			
Start value		1.20	xIn
Start value Mult		1.0	
Time multiplier		0.07	
Operating curve type		IEC Very inv.	
Type of reset curve		Immediate	

Figura 105 Ajustes función sobrecorriente de fases 51 en 4.16kV. Fuente.
Datos tomados de software de configuración PCM600.

PHHPTOC2: 2			
3I>>(2)			
Operation		on	
Num of start phases		2 out of 3	
Reset delay time		20	ms
Measurement mode		DFT	
Setting Group 1			
Start value		9.87	xIn
Start value Mult		1.0	
Operate delay time		40	ms
Operating curve type		IEC Def. Time	

Figura 106 Ajustes función sobrecorriente de fases 50 en 4.16kV. Fuente. Datos tomados de software de configuración PCM600.

E.2.8 Función de Protección de Sobretensión 59. Monitorea el aumento de la tensión, se ajustan los parámetros como: número de fases de arranque, arranque en función de la tensión nominal, tipo de curva y el dial o tiempo de operación, los ajustes ingresados se muestran a continuación.

PHPTOV1: 1			
3U>(1)			
Operation		on	
Num of start phases		2 out of 3	
Reset delay time		20	ms
Voltage selection		phase-to-phase	
Relative hysteresis		4.0	%
Setting Group 1			
Start value		1.20	xUn
Operate delay time		3000	ms
Operating curve type		IEC Def. Time	

Figura 107 Ajustes de la función sobretensión 59. Fuente. Datos tomados de software de configuración PCM600.

E.2.9 Función de Protección de Subtensión 27. Monitorea la caída de tensión, se ajustan los parámetros como: número de fases de arranque, arranque en función de la tensión nominal, tipo de curva y el dial o tiempo de operación, los ajustes ingresados se muestran a continuación.

PHPTUV1: 1			
3U<(1)			
Operation		on	
Num of start phases		2 out of 3	
Reset delay time		20	ms
Voltage block value		0.20	xUn
Enable block value		True	
Voltage selection		phase-to-phase	
Relative hysteresis		4.0	%
Setting Group 1			
Start value		0.85	xUn
Operate delay time		5000	ms
Operating curve type		IEC Def. Time	

Figura 108 Ajustes de la función subtensión 27. Fuente. Datos tomados de software de configuración PCM600.

E.2.10 Función de Protección de Sobrecarga Térmica 49. Reproduce una imagen térmica de las corrientes medidas, se ajustan los parámetros como: temperatura ambiente, corriente de carga de referencia, aumento de temperatura final por encima del ambiente, máxima temperatura del transformador, temperatura de operación en porcentaje, temperatura de alarma en porcentaje, constante corta de tiempo, constante larga de tiempo y factor de ponderación, los ajustes ingresados se muestran a continuación.

T2PTTR1: 1			
3lth>T/G/C(1)			
Operation		on	
Initial temperature		80.0	%
Setting Group 1			
Env temperature Set		40	°C
Current reference		1.00	xIn
Temperature rise		75.0	°C
Max temperature		110.0	°C
Operate temperature		102.0	%
Alarm temperature		90.0	%
Reclose temperature		60.0	%
Short time constant		306	s
Long time constant		492	s
Weighting factor p		0.40	

Figura 109 Ajustes de la función sobrecarga térmica 49. Fuente. Datos tomados de software de configuración PCM600.

Anexo F: Pruebas de Operatividad de Relés de Protección

La prueba de inyección de señales es la más importante que se realiza a los relés de protección, esta consiste en utilizar un equipo probador de relés CMC356 OMICRON, el cual se conecta a las entradas de corrientes y tensión del relé con el objetivo de simular la función de los transformadores de instrumento.

El equipo cuenta con: 4 canales de salidas de tensión, así como 2 salidas de tensión adicional, 6 canales de salidas de corriente, estos son ajustables de manera continua e independiente en amplitud, fase y frecuencia.

Cuenta con una salida de tensión continua, 10 entradas multifuncionales binario (seco/húmedo), 4 salidas binarias y 2 entradas de medida de corriente continua, en la siguiente figura podemos observar una imagen del equipo de prueba.



Figura 110 Equipo de pruebas OMICRON CMC356. Fuente. Datos tomados de Brochure CMC 356 OMICRON (2024).

El equipo cuenta con un software llamado TEST UNIVERSE 4.30, tiene como finalidad ayudar al usuario a controlar el equipo mediante la PC, además éste posee varias herramientas que ayudan al usuario a realizar las pruebas de relés de una manera fácil y rápida, cuenta con módulos de prueba como: QuickCMC, Ramping, Pulse Ramping, State Sequencer, Overcurrent, Distance, Diff Configuration, a continuación, se muestra una imagen de la iniciación del software.

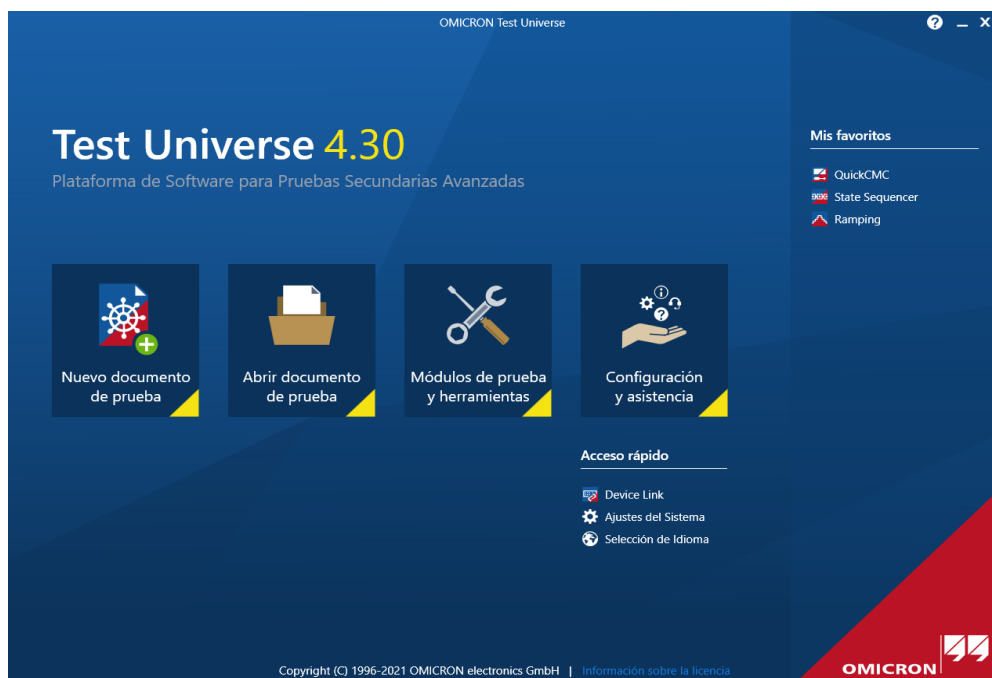


Figura 111 Software Test Universe 4.30. Fuente. Datos tomados de software Test Universe 4.30 (2021).

F.1 Pruebas de Operatividad de Relé ABB REX640.

Se realizaron las pruebas al relé de protección mediante inyecciones secundarias de corriente y tensión, esto luego de la implementación del Estudio de Coordinación de Protecciones de la Minicentral Térmica. A continuación, se muestra el diagrama de conexionado de las pruebas respectivas, según plano funcional de la celda.

En el diagrama de conexionado se muestran como las salidas de fuentes de corriente y fuentes de voltaje del equipo de prueba CMC356 se conecta a las borneras de prueba de los transformadores de corriente, así como a las borneras de prueba de los transformadores de tensión respectivamente. Las salidas binarias del relé de protección ABB RX640 se conectan a las entradas binarias del equipo de prueba, esto para la realización de las pruebas de inyecciones de corriente y tensión y la validación de los disparos mediante el monitoreo de cambio de estado de las señales recibidas por el equipo de prueba.

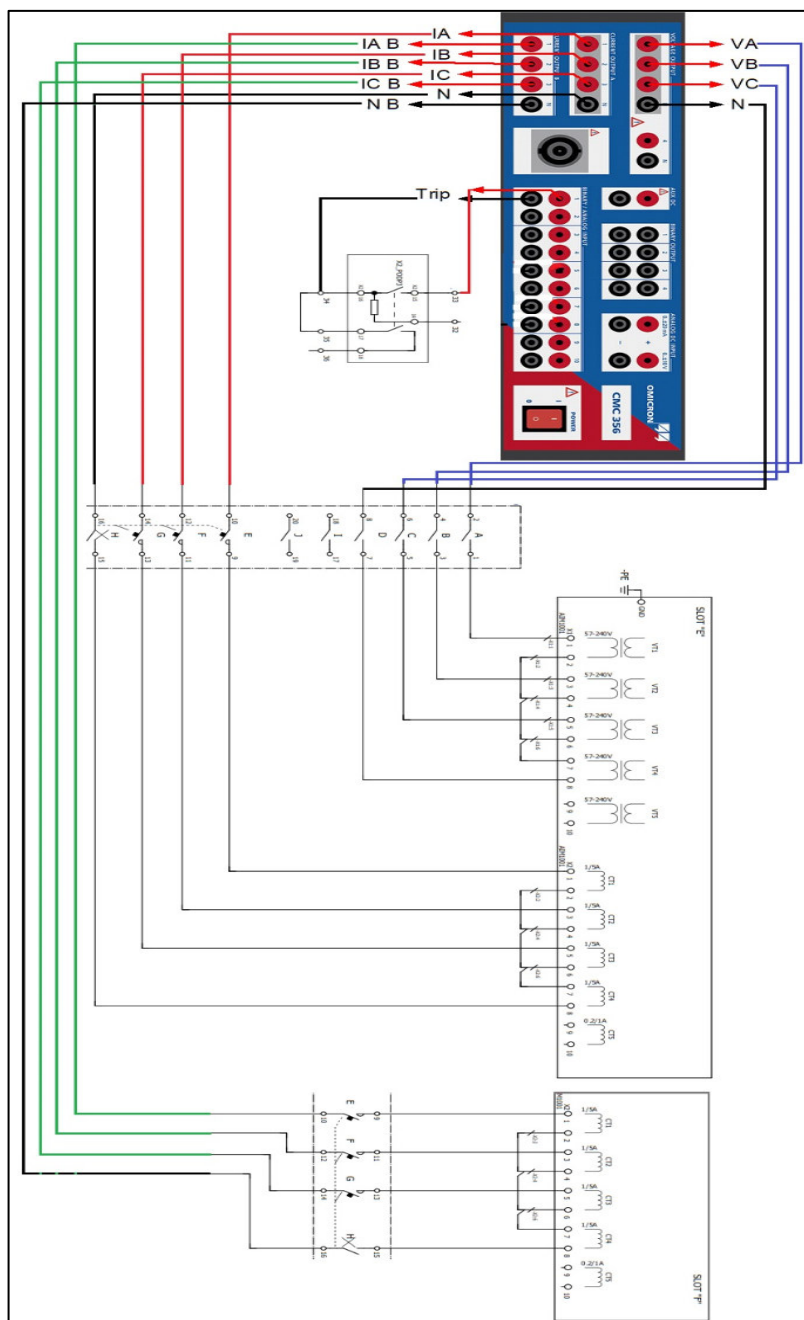


Figura 112 Conexión de prueba para relé ABB REX640. Fuente. Elaboración propia (2024)

A continuación, se muestran las funciones de protección probadas en el relé REX640.

Cuadro 84 Funciones de protección probadas en el relé REX640

Función	IEC 61850	ANSI
Diferencial de generador	MPDIF	87G
Secuencia negativa	MNSPTOC	46
Potencia inversa	DOPDPDR	32

Pérdida de campo	UEXPDIS	40
Sobrecorriente de fases	PHxPTOC	50/51
Sobrefrecuencia	FRPFRQ	81O
Bajafrecuencia	FRPFRQ	81U
Sobretensión	PHPTOV	59
Subtensión	PHPTUV	27
Sincronismo	SECRSYN	25

Fuente. Elaboración propia (2024).

F.1.1 Función de Protección de Sobrecorriente de Fases 50/51. Se procedió a probar el arranque de la función (módulo Ramping), para ello se inyectó distintas corrientes de prueba para lograr que la función se active. Se elaboró la plantilla de pruebas para sobrecorriente de fases (módulo de Overcurrent) en base a los ajustes seteados en el relé de protección ABB REX640 (tiene ajustes de curva de tiempo inverso y tiempo definido). Se realizó las pruebas en varios puntos (diferentes niveles de corriente) a lo largo de la curva de operación tanto en tiempo inverso como tiempo definido, esto se muestran en la gráfica siguiente.

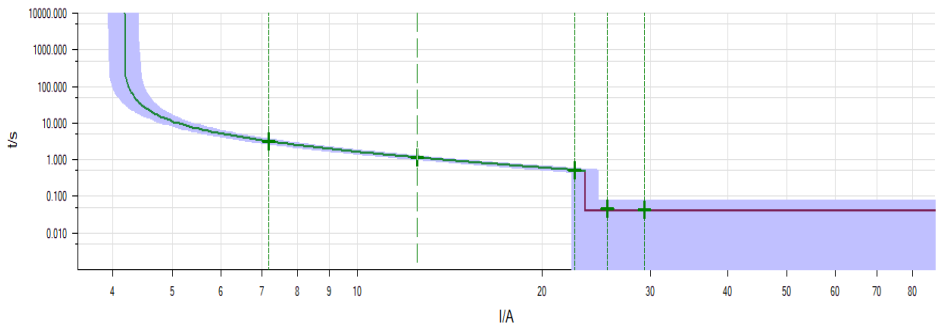


Figura 113 Curva de actuación función 50/51. Fuente. Datos tomados de software Test Universe 4.30 (2021).

A continuación, se muestran los resultados obtenidos luego de la inyección de corriente al relé, se hace un comparativo entre: corriente teórica y corriente de operación, así como tiempo teórico y tiempo real de operación.

Cuadro 85 Resultados de prueba de arranque función 51

Nombre	Inicio	Condición	Nom.	Real	Result.
Arranque 51	Rampa	Pickup 0>1	4.150 A	4.160 A	Correct

Fuente. Elaboración propia (2024).

Cuadro 86 Resultados de prueba de operación función 50/51

Tipo	Relativo	Magnitud	Tnom.	Treal.	Result.
L1-L2-L3	PHLPTOC1	7.169 A	3.155 s	3.168 s	Correct
L1-L2-L3	PHLPTOC1	12.51 A	1.140 s	1.145 s	Correct
L1-L2-L3	PHLPTOC1	22.56 A	517.4 ms	521.5 ms	Correct
L1-L2-L3	PHIPTOC1	25.52 A	40.00 ms	44.50 ms	Correct
L1-L2-L3	PHIPTOC1	29.30 A	40.00 ms	41.80 ms	Correct

Fuente. Elaboración propia (2024).

F.1.2 Función de Protección Secuencia Negativa 46. Se procedió a probar el arranque de la función (módulo Ramping), para ello se inyectó distintas corrientes de prueba con condiciones de secuencia negativa, para lograr que la función de protección se active.

Se elaboró la plantilla de pruebas para secuencia negativa (módulo de Overcurrent) en base a los ajustes seteados en el relé de protección ABB REX640 (cuenta con curva definida).

Se realizó las pruebas en varios puntos (diferentes niveles de corriente) a lo largo de la curva de operación de tiempo definido, esto se muestran en la gráfica siguiente.

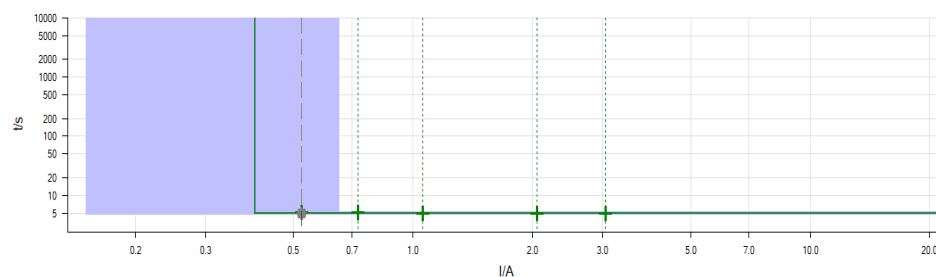


Figura 114 Curva de actuación función 46. Fuente. Datos tomados de software Test Universe 4.30 (2021).

A continuación, se muestran los resultados obtenidos luego de la inyección de corriente al relé, se hace un comparativo entre: corriente teórica y corriente de operación, así como tiempo teórico y tiempo real de operación.

Cuadro 87 Resultados de prueba de arranque función 46

Nombre	Inicio	Condición	Nom.	Real	Result.
Arranque 46	Rampa	Pickup 0>1	400.0 mA	410.0 mA	Correct

Fuente. Elaboración propia (2024).

Cuadro 88 Resultados de prueba de operación función 46

Tipo	Relativo	Magnitud	Tnom.	Treal.	Result.
I2	MNSPTOC	524.9 mA	5.000 s	5.018 s	Correct
I2	MNSPTOC	726.5 mA	5.000 s	5.017 s	Correct
I2	MNSPTOC	1.058 A	5.000 s	5.013 s	Correct
I2	MNSPTOC	2.054 A	5.000 s	5.010 s	Correct
I2	MNSPTOC	3.049 A	5.000 s	5.008 s	Correct

Fuente. Elaboración propia (2024).

F.1.3 Función de Protección Sobretensión 59. Se procedió a probar el arranque de la función (módulo Ramping), para ello se inyectó distintas tensiones de prueba, para lograr que la función de protección se active.

Se elaboró la plantilla de pruebas (módulo State Sequencer) en base a los ajustes seteados en el relé de protección ABB REX640 (cuenta con curva definida de operación).

Se simularon una secuencia de estados, donde un estado representa la sobretensión (estado con inyección de tensión superior al ajuste del relé), con la finalidad de ver la actuación antes estos eventos, esta secuencia se muestra en la gráfica siguiente.

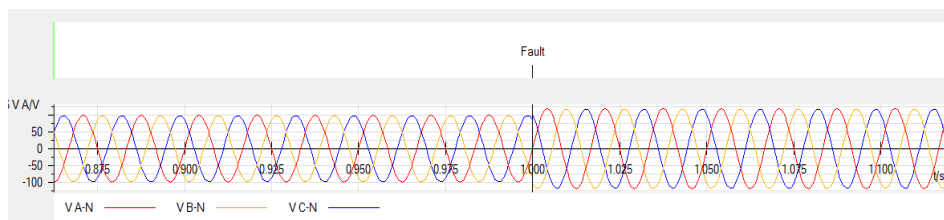


Figura 115 Secuencia de estados función 59. Fuente. Datos tomados de software Test Universe 4.30 (2021).

A continuación, se muestran los resultados obtenidos luego de la simulación de sobretensión en el relé, se hace un comparativo entre: tensión teórica y tensión de operación, así como tiempo teórico y tiempo real de operación.

Cuadro 89 Resultados de prueba de arranque función 59

Nombre	Inicio	Condición	Nom.	Real	Result.
Arranque 59	Rampa	Pickup 0>1	83.14 V	83.18 V	Correct

Fuente. Elaboración propia (2024).

Cuadro 90 Resultados de prueba de operación función 59

Nombre	Inicio	Fin	Tnom.	Treal.	Result.
Overvoltage	Fault	Trip 0>1	3.000 s	3.023 s	Correct

Fuente. Elaboración propia (2024).

F.1.4 Función de Protección Subtensión 27. Se procedió a probar el arranque de la función (módulo Ramping), para ello se inyectó distintas tensiones de prueba, para lograr que la función de protección se active.

Se elaboró la plantilla de pruebas (módulo State Sequencer) en base a los ajustes seteados en el relé de protección ABB REX640 (cuenta con curva definida de operación).

Se simularon una secuencia de estados, donde un estado representa la subtensión (estado con inyección de tensión inferior al ajuste del relé), con la finalidad de ver la actuación antes estos eventos, esta secuencia se muestra en la gráfica siguiente.

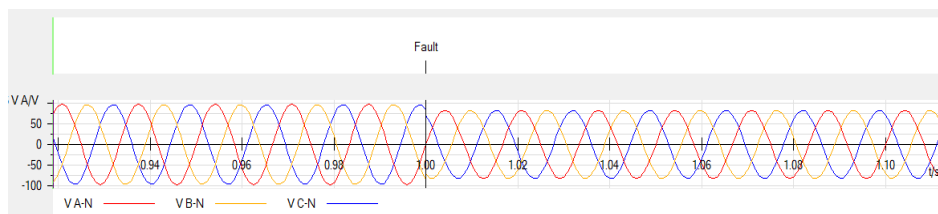


Figura 116 Secuencia de estados función 27. Fuente. Datos tomados de software Test Universe 4.30 (2021).

A continuación, se muestran los resultados obtenidos luego de la simulación de subtensión en el relé, se hace un comparativo entre: tensión teórica y tensión de operación, así como tiempo teórico y tiempo real de operación.

Cuadro 91 Resultados de prueba de arranque función 27

Nombre	Inicio	Condición	Nom.	Real	Result.
Arranque 27	Rampa	Pickup 0>1	58.89 V	58.88 V	Correct

Fuente. Elaboración propia (2024).

Cuadro 92 Resultados de prueba de operación función 27

Nombre	Inicio	Fin	Tnom.	Treal.	Result.
Undervoltage	Fault	Trip 0>1	5.000 s	5.019 s	Correct

Fuente. Elaboración propia (2024).

F.1.5 Función de Protección Sobrefrecuencia 81O. Se procedió a probar el arranque de la función (módulo Ramping), para ello se inyectó distintas frecuencias de prueba, para lograr que la función de protección se active.

Se elaboró la plantilla de pruebas (módulo State Sequencer) en base a los ajustes seteados en el relé de protección ABB REX640.

Se simularon una secuencia de estados, donde un estado representa la sobrefrecuencia (estado con inyección de frecuencia superior al ajuste del relé para las dos etapas), con la finalidad de ver la actuación antes estos eventos, esta secuencia se muestra en la gráfica siguiente.



Figura 117 Secuencia de estados función 81O Etapa 1. Fuente. Datos tomados de software Test Universe 4.30 (2021).



Figura 118 Secuencia de estados función 81O Etapa 2. Fuente. Datos tomados de software Test Universe 4.30 (2021).

A continuación, se muestran los resultados obtenidos luego de la simulación de sobrefrecuencia en el relé (dos etapas), se hace un comparativo entre: frecuencia teórica y frecuencia de operación, así como tiempo teórico y tiempo real de operación.

Cuadro 93 Resultados de prueba de arranque función 81O

Nombre	Inicio	Condición	Nom.	Real	Result.
Arranque 81O	Rampa	Pickup 0>1	62.000 Hz	62.040 Hz	Correct

Fuente. Elaboración propia (2024).

Cuadro 94 Resultados de prueba de operación función 81O

Nombre	Inicio	Fin	Tnom.	Treal.	Result.
Overfrequency Step 1	Fault	Trip 0>1	5.000 s	5.063 s	Correct
Overfrequency Step 2	Fault	Trip 0>1	2.000 s	2.066 s	Correct

Fuente. Elaboración propia (2024).

F.1.6 Función de Protección Subfrecuencia 81U. Se procedió a probar el arranque de la función (módulo Ramping), para ello se inyectó distintas frecuencias de prueba, para lograr que la función de protección se active.

Se elaboró la plantilla de pruebas (módulo State Sequencer) en base a los ajustes seteados en el relé de protección ABB REX640.

Se simularon una secuencia de estados, donde un estado representa la subfrecuencia (estado con inyección de frecuencia inferior al ajuste del relé para las dos etapas), con la finalidad de ver la actuación antes estos eventos, esta secuencia se muestra en la gráfica siguiente.

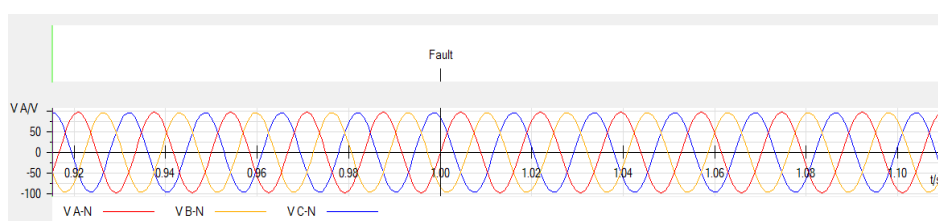


Figura 119 Secuencia de estados función 81U Etapa 1. Fuente. Datos tomados de software Test Universe 4.30 (2021).

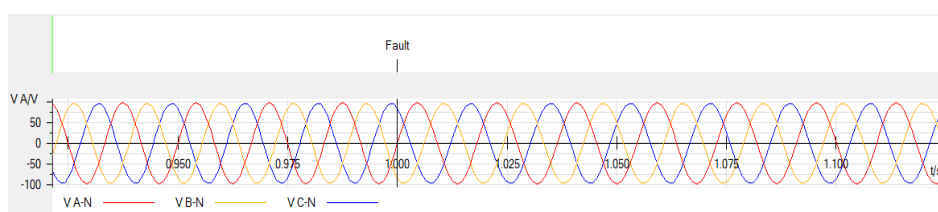


Figura 120 Secuencia de estados función 81U Etapa 2. Fuente. Datos tomados de software Test Universe 4.30 (2021).

A continuación, se muestran los resultados obtenidos luego de la simulación de subfrecuencia en el relé (dos etapas), se hace un comparativo entre: frecuencia teórica y frecuencia de operación, así como tiempo teórico y tiempo real de operación.

Cuadro 95 Resultados de prueba de arranque función 81U

Nombre	Inicio	Condición	Nom.	Real	Result.
Arranque 81U	Rampa	Pickup 0>1	57.000 Hz	56.940 Hz	Correct

Fuente. Elaboración propia (2024).

Cuadro 96 Resultados de prueba de operación función 81U

Nombre	Inicio	Fin	Tnom.	Treal.	Result.
Underfrequency Step 1	Fault	Trip 0>1	5.000 s	5.065 s	Correct
Underfrequency Step 2	Fault	Trip 0>1	2.000 s	2.067 s	Correct

Fuente. Elaboración propia (2024).

F.1.7 Función de Protección Potencia Inversa 32. Se procedió a probar el arranque de la función (módulo Ramping), para ello se mantuvo constante la tensión y se inyectó distintas corrientes de prueba, para lograr que la función de protección se active.

Se elaboró la plantilla de pruebas (módulo State Sequencer) en base a los ajustes seteados en el relé de protección ABB REX640. Se simuló una secuencia de estados, donde un estado representa la potencia inversa (estado con inyección de tensión fija y corriente superior al ajuste del relé para las dos etapas), con la finalidad de ver la actuación antes estos eventos, esta secuencia se muestra en la gráfica siguiente.

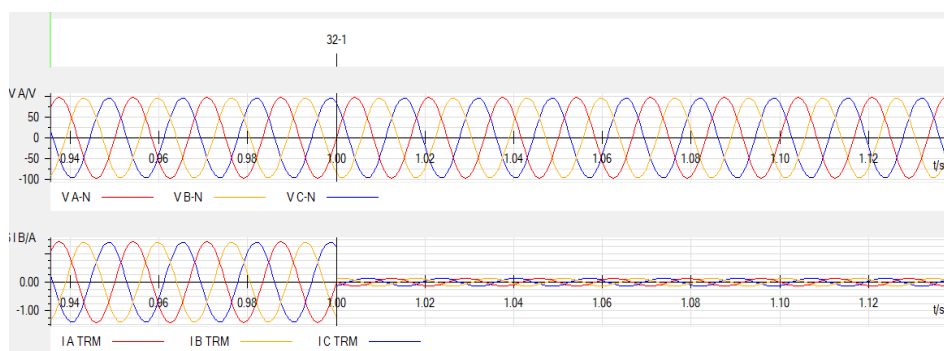


Figura 121 Secuencia de estados función 32 Etapa 1. Fuente. Datos tomados de software Test Universe 4.30 (2021).

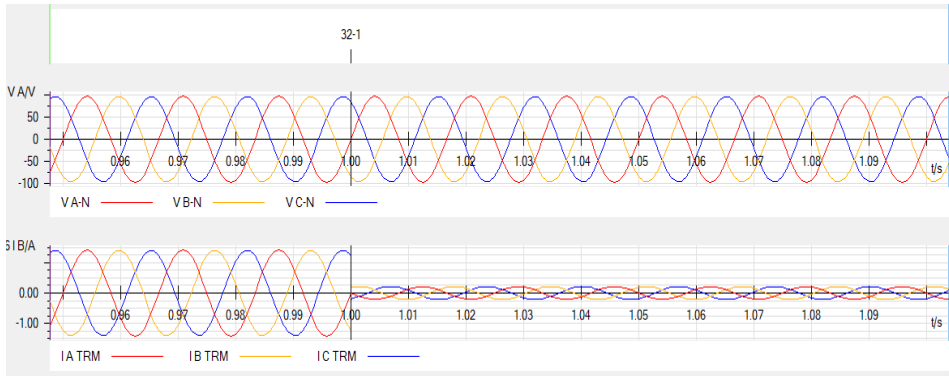


Figura 122 Secuencia de estados función 32 Etapa 2. Fuente. Datos tomados de software Test Universe 4.30 (2021).

A continuación, se muestran los resultados obtenidos luego de la simulación de potencia en el relé (dos etapas), se hace un comparativo entre: corriente teórica y corriente de operación, así como tiempo teórico y tiempo real de operación.

Cuadro 97 Resultados de prueba de arranque función 32

Nombre	Inicio	Condición	Nom.	Real	Result.
Arranque 32R	Rampa	Pickup 0>1	100.0 mA	99.00 mA	Correct

Fuente. Elaboración propia (2024).

Cuadro 98 Resultados de prueba de operación función 32

Nombre	Inicio	Fin	Tnom.	Treal.	Result.
Underpower 32-1	Fault	Trip 0>1	5.000 s	5.014 s	Correct
Underpower 32-2	Fault	Trip 0>1	1.000 s	1.016 s	Correct

Fuente. Elaboración propia (2024).

F.1.8 Función de Protección Diferencial de Generador 87G. Se procedió a probar el arranque de la función (módulo Ramping), para ello se inyectó distintas corrientes de prueba para lograr que la función de protección se active.

Se elaboró la plantilla de pruebas para diferencial de generador (módulos: Diff Configuration, Diff Operating Characteristic, Diff Trip Time Characteristic) en base a los ajustes seteados en el relé de protección ABB REX640.

Se realizaron las pruebas en varios puntos (diferentes niveles de corriente) a lo largo de la curva diferencial de operación, esto se muestran en la gráfica siguiente.

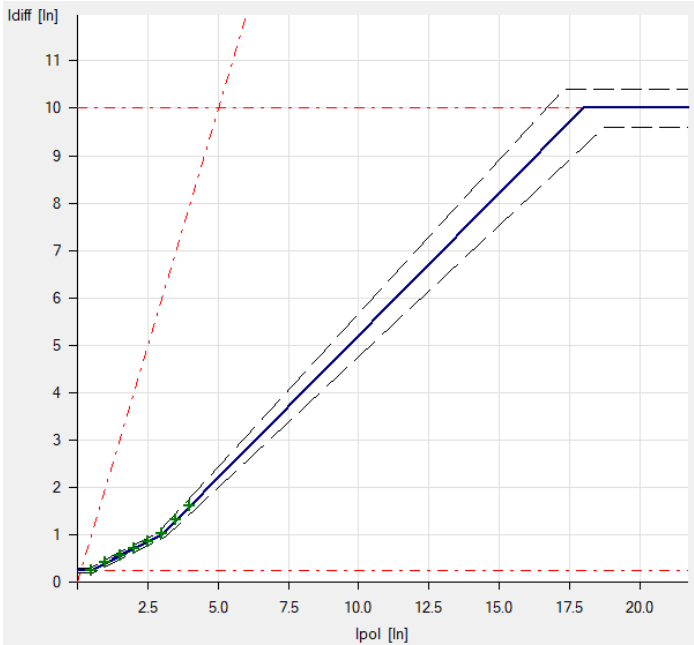


Figura 123 Curva característica de operación función 87G. Fuente. Datos tomados de software Test Universe 4.30 (2021).

A continuación, se muestran los resultados obtenidos luego de las inyecciones de corrientes al relé, se hace un comparativo entre: corriente teórica y corriente de operación, así como tiempo teórico y tiempo real de operación.

Cuadro 99 Resultados de prueba de arranque función 87G

Nombre	Inicio	Condición	Nom.	Real	Result.
Arranque 87G-Línea	Rampa	Pickup 0>1	795.1 mA	800.0 mA	Correct
Arranque 87G-Neutro	Rampa	Pickup 0>1	1.193 A	1.194 A	Correct

Fuente. Elaboración propia (2024).

Cuadro 100 Resultados de prueba curva de operación función 87G

Tipo	Relativo	Ipol	Idiff Nom.	Idiff Real	Result.
87G	MPDIF	0.50In	0.250In	0.254In	Correct
87G	MPDIF	1.00In	0.400In	0.404In	Correct

87G	MPDIF	1.50In	0.550In	0.554In	Correct
87G	MPDIF	2.00In	0.700In	0.705In	Correct
87G	MPDIF	2.50In	0.850In	0.858In	Correct
87G	MPDIF	3.00In	1.000In	1.012In	Correct
87G	MPDIF	3.50In	1.300In	1.314In	Correct
87G	MPDIF	4.00In	1.600In	1.614In	Correct

Fuente. Elaboración propia (2024).

Cuadro 101 Resultados de prueba tiempo de operación función 87G

Tipo	Idiff	Ipol	T disparo nom.	T disparo real	Result.
87G	0.50In	0.50In	0.0300 s	0.0345 s	Correct
87G	1.00In	1.00In	0.0300 s	0.0285 s	Correct
87G	1.50In	1.50In	0.0300 s	0.0289 s	Correct
87G	2.00In	2.00In	0.0300 s	0.0272 s	Correct
87G	2.50In	2.50In	0.0300 s	0.0285 s	Correct
87G	3.00In	3.00In	0.0300 s	0.0271 s	Correct
87G	3.50In	3.50In	0.0300 s	0.0287 s	Correct
87G	4.00In	4.00In	0.0300 s	0.0276 s	Correct

Fuente. Elaboración propia (2024).

F.1.9 Función de Control de Sincronismo 25. Se procedió a elaborar la plantilla de pruebas (módulo State Sequencer) en base a los ajustes seteados en el relé de protección ABB REX640.

Se simularon una secuencia de estados, donde un estado representa las condiciones de sincronismo (estado con inyección de una tensión fija y otra tensión variable), con la finalidad de verificar el permissivo de esta función, esta secuencia se muestra en la gráfica siguiente.

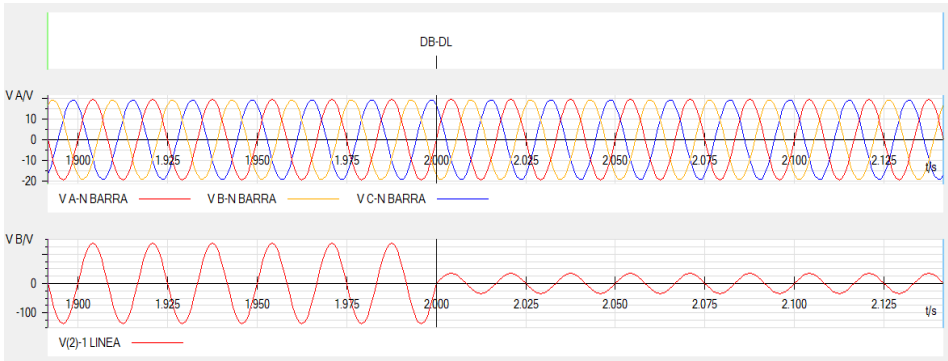


Figura 124 Secuencia de estados función 25. Fuente. Datos tomados de software Test Universe 4.30 (2021).

A continuación, se muestran los resultados obtenidos luego de la simulación de sincronismo en el relé, se hace un comparativo entre tiempo teórico y tiempo real de operación.

Cuadro 102 Resultados de prueba de operación función 25

Nombre	Inicio	Fin	Tnom.	Treal.	Result.
Syncrocheck	25	Trip 0>1	100.0 ms	137.7 ms	Correct

Fuente. Elaboración propia (2024).

F.1.10 Función de Protección Pérdida de Campo 40. Se procedió a probar el arranque de la función (módulo Ramping), para ello se mantuvo constante la corriente y se inyectó distintas tensiones de prueba, para lograr que la función de protección se active.

Se elaboró la plantilla de pruebas (módulo Advanced Distance) en base a los ajustes seteados en el relé de protección ABB REX640.

Se realizaron las pruebas en varios puntos (diferentes niveles de tensión y corriente constante) a lo largo de la curva de impedancia de operación, esto se muestran en la gráfica siguiente.

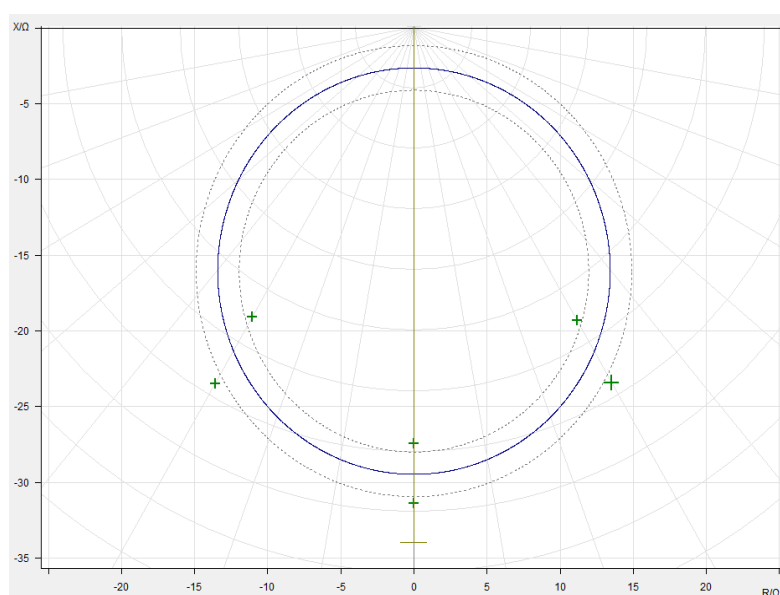


Figura 125 Curva característica de operación función 40. Fuente. Datos tomados de software Test Universe 4.30 (2021).

A continuación, se muestran los resultados obtenidos luego de la simulación de pérdida de campo, se hace un comparativo entre: tensión teórica y tensión de operación, así como tiempo teórico y tiempo real de operación.

Cuadro 103 Resultados de prueba de arranque función 40

Nombre	Inicio	Condición	Nom.	Real	Result.
Arranque 40	Rampa	Pickup 0>1	29.48 V	29.81 V	Correct

Fuente. Elaboración propia (2024).

Cuadro 104 Resultados de prueba de operación función 40

Tipo	Impedancia Z	Phi	T disparo nom.	T disparo real	Result.
40	22.06 Ω	-120.00	500.0 ms	509.0 ms	Correct
40	27.12 Ω	-120.00	No disparo	No disparo	Correct
40	27.45 Ω	-90.00	500.0 ms	533.1 ms	Correct
40	31.40 Ω	-90.00	No disparo	No disparo	Correct
40	22.31 Ω	-60.00	500.0 ms	523.2 ms	Correct
40	27.06 Ω	-60.00	No disparo	No disparo	Correct

Fuente. Elaboración propia (2024).

F.2 Pruebas de Operatividad de Relé ABB RET615.

Se realizaron las pruebas al relé de protección del transformador elevador, mediante inyecciones secundarias de corriente y tensión, esto luego de la implementación del Estudio de Coordinación de Protecciones de la Minicentral Térmica.

A continuación, se muestra el diagrama de conexionado de las pruebas respectivas, según plano funcional de la celda.

En el diagrama de conexionado se muestran como el equipo de prueba CMC356 se conecta a las borneras de prueba de los transformadores de corriente, así como a las borneras de prueba de los transformadores de

tensión y a las bornas del disparo del relé de protección ABB RET615, esto para la realización de las pruebas de inyecciones de corriente y tensión.

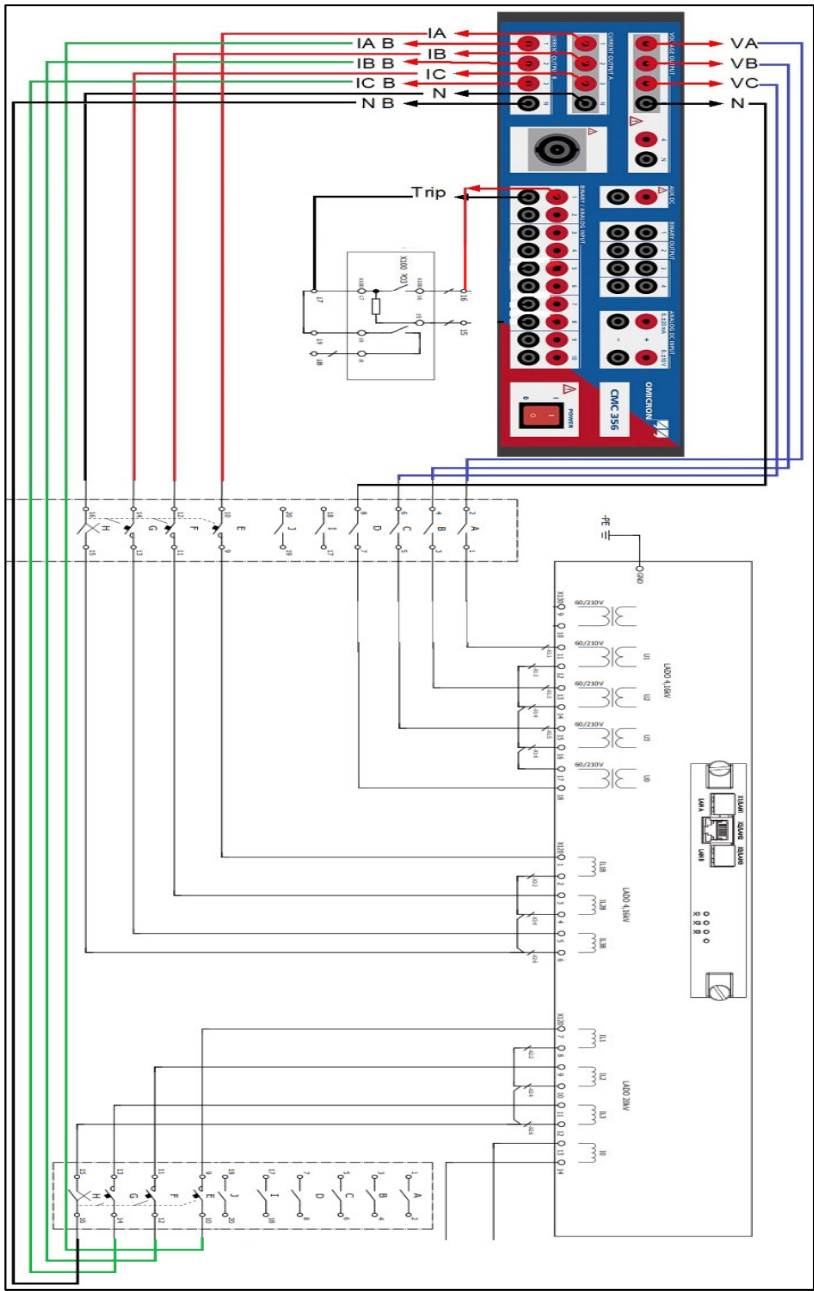


Figura 126 Conexionado de prueba para relé ABB RET615. Fuente. Elaboración propia (2024).

A continuación, se muestran las funciones de protección probadas en el relé RET615.

Cuadro 105 Funciones de protección probadas en el relé RET615

Función	IEC 61850	ANSI
Diferencial de transformador	TR2PTDF	87T

Sobrecorriente de fases	PHxPTOC	50/51P
Sobretensión	PHPTOV	59
Subtensión	PHPTUV	27
Sobrecarga térmica	T2PTTR	49

Fuente. Elaboración propia (2024).

F.2.1 Función de Protección de Sobrecorriente de Fases 50/51. Se procedió a probar el arranque de la función (módulo Ramping), para ello se inyectó distintas corrientes de prueba para lograr que la función de protección se active, esto en cada uno de los devanados.

Se elaboró la plantilla de pruebas para sobrecorriente de fases (módulo de Overcurrent) en base a los ajustes seteados en el relé de protección ABB RET615 (tiene ajustes de curva de tiempo inverso y tiempo definido), se realiza para cada uno de los devanados.

Se realizaron las pruebas en varios puntos (diferentes niveles de corriente) a lo largo de la curva de operación tanto en tiempo inverso como tiempo definido, para cada uno de los devanados; esto se muestran en la gráfica siguiente.

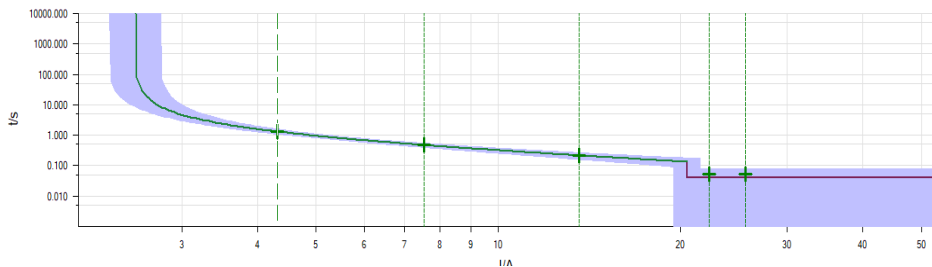


Figura 127 Curva de actuación función 50/51 en 20.0kV. Fuente. Datos tomados de software Test Universe 4.30 (2021).

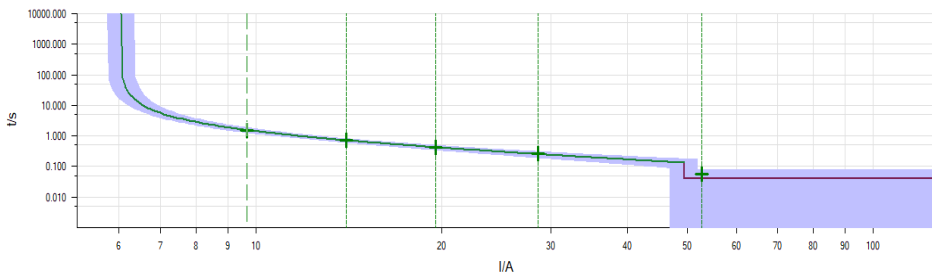


Figura 128 Curva de actuación función 50/51 en 4.16kV. Fuente. Datos tomados de software Test Universe 4.30 (2021).

A continuación, se muestran los resultados obtenidos luego de la inyección de corriente al relé, se hace un comparativo entre: corriente teórica y corriente de

operación, así como tiempo teórico y tiempo real de operación, esto para cada uno de los devanados.

Cuadro 106 Resultados de prueba de arranque función 51 en 20.0kV

Nombre	Inicio	Condición	Nom.	Real	Result.
Arranque 51	Rampa	Pickup 0>1	2.500 A	2.510 A	Correct

Fuente. Elaboración propia (2024).

Cuadro 107 Resultados de prueba de arranque función 50/51 en 4.16kV

Nombre	Inicio	Condición	Nom.	Real	Result.
Arranque 51	Rampa	Pickup 0>1	6.000 A	6.000 A	Correct

Fuente. Elaboración propia (2024).

Cuadro 108 Resultados de prueba de operación función 50/51 en 20.0kV

Tipo	Relativo	Magnitud	Tnom.	Treal.	Result.
L1-L2-L3	PHLPTOC1	4.318 A	1.299 s	1.299 s	Correct
L1-L2-L3	PHLPTOC1	7.534 A	469.3 ms	472.9 ms	Correct
L1-L2-L3	PHLPTOC1	13.59 A	213.0 ms	221.2 ms	Correct
L1-L2-L3	PHHPTOC1	22.27 A	40.00 ms	53.90 ms	Correct
L1-L2-L3	PHHPTOC1	25.56 A	40.00 ms	53.60 ms	Correct

Fuente. Elaboración propia (2024).

Cuadro 109 Resultados de prueba de operación función 50/51 en 4.16kV

Tipo	Relativo	Magnitud	Tnom.	Treal.	Result.
L1-L2-L3	PHLPTOC2	9.667 A	1.546 s	1.545 s	Correct
L1-L2-L3	PHLPTOC2	14.00 A	708.7 ms	711.3 ms	Correct
L1-L2-L3	PHLPTOC2	19.54 A	418.8 ms	426.9 ms	Correct
L1-L2-L3	PHLPTOC2	28.65 A	250.4 ms	258.5 ms	Correct
L1-L2-L3	PHHPTOC2	52.67 A	40.00 ms	57.00 ms	Correct

Fuente. Elaboración propia (2024).

F.2.2 Función de Protección de Sobretensión 59. Se procedió a probar el arranque de la función (módulo Ramping), para ello se inyectó distintas tensiones de prueba, para lograr que la función de protección se active.

Se elaboró la plantilla de pruebas (módulo State Sequencer) en base a los ajustes seteados en el relé de protección ABB RET615 (cuenta con curva definida de operación).

Se simularon una secuencia de estados, donde un estado representa la sobretensión (estado con inyección de tensión superior al ajuste del relé), con la finalidad de ver la actuación antes estos eventos, esta secuencia se muestra en la gráfica siguiente.

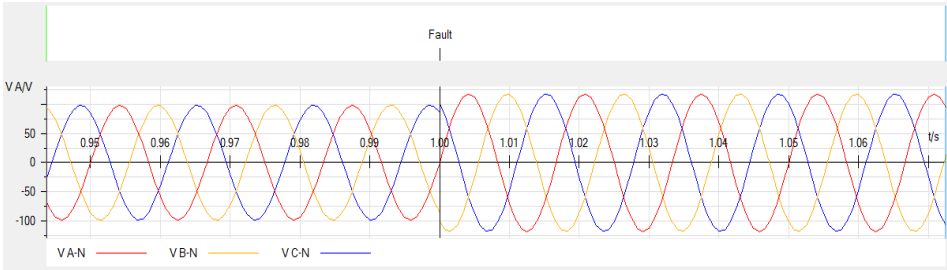


Figura 129 Secuencia de estados función 59. Fuente. Datos tomados de software Test Universe 4.30 (2021).

A continuación, se muestran los resultados obtenidos luego de la simulación de sobretensión en el relé, se hace un comparativo entre: tensión teórica y tensión de operación, así como tiempo teórico y tiempo real de operación.

Cuadro 110 Resultados de prueba de arranque función 59

Nombre	Inicio	Condición	Nom.	Real	Result.
Arranque 59	Rampa	Pickup 0>1	83.14 V	83.28 V	Correct

Fuente. Elaboración propia (2024).

Cuadro 111 Resultados de prueba de operación función 59

Nombre	Inicio	Fin	Tnom.	Treal.	Result.
Overvoltage	Fault	Trip 0>1	3.000 s	3.020 s	Correct

Fuente. Elaboración propia (2024).

F.2.3 Función de Protección Subtensión 27. Se procedió a probar el arranque de la función (módulo Ramping), para ello se inyectó distintas tensiones de prueba, para lograr que la función de protección se active.

Se elaboraron la plantilla de pruebas (módulo State Sequencer) en base a los ajustes seteados en el relé de protección ABB RET615 (cuenta con curva definida de operación).

Se simularon una secuencia de estados, donde un estado representa la subtensión (estado con inyección de tensión inferior al ajuste del relé), con la finalidad de ver la actuación antes estos eventos, esta secuencia se muestra en la gráfica siguiente.

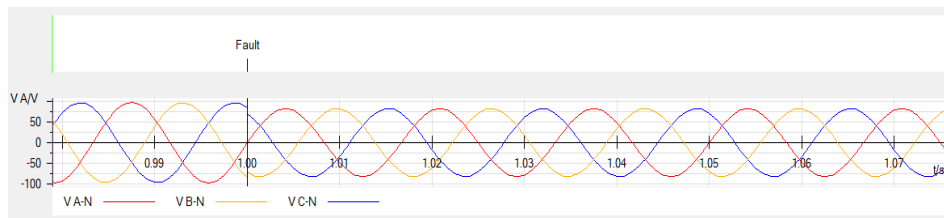


Figura 130 Secuencia de estados función 27. Fuente. Datos tomados de software Test Universe 4.30 (2021).

A continuación, se muestran los resultados obtenidos luego de la simulación de subtensión en el relé, se hace un comparativo entre: tensión teórica y tensión de operación, así como tiempo teórico y tiempo real de operación.

Cuadro 112 Resultados de prueba de arranque función 27

Nombre	Inicio	Condición	Nom.	Real	Result.
Arranque 27	Rampa	Pickup 0>1	58.89 V	58.93 V	Correct

Fuente. Elaboración propia (2024).

Cuadro 113 Resultados de prueba de operación función 27

Nombre	Inicio	Fin	Tnom.	Treal.	Result.
Undervoltage	Fault	Trip 0>1	5.000 s	5.021 s	Correct

Fuente. Elaboración propia (2024).

F.2.4 Función de Protección Diferencial de Transformador 87T. Se procedió a probar el arranque de la función (módulo Ramping), para ello se

inyectó distintas corrientes de prueba para lograr que la función de protección se active, esto se realiza en cada uno de los devanados.

Se elaboró la plantilla de pruebas para diferencial de generador (módulos: Diff Configuration, Diff Operating Characteristic, Diff Trip Time Characteristic) en base a los ajustes seteados en el relé de protección ABB RET615.

Se realizaron las pruebas en varios puntos (diferentes niveles de corriente) a lo largo de la curva diferencial de operación, esto se muestran en la gráfica siguiente.

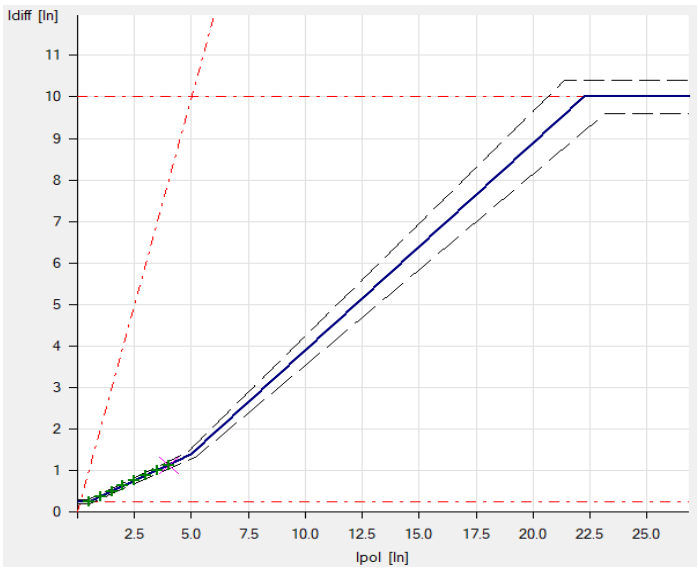


Figura 131 Curva característica de operación función 87T. Fuente. Datos tomados de software Test Universe 4.30 (2021).

A continuación, se muestran los resultados obtenidos luego de las inyecciones de corrientes al relé, se hace un comparativo entre: corriente teórica y corriente de operación, así como tiempo teórico y tiempo real de operación.

Cuadro 114 Resultados de prueba de arranque función 87T en 20.0kV

Nombre	Inicio	Condición	Nom.	Real	Result.
Arranque 87T	Rampa	Pickup 0>1	481.0 mA	487.5 mA	Correct

Fuente. Elaboración propia (2024).

Cuadro 115 Resultados de prueba de arranque función 87T en 4.16kV

Nombre	Inicio	Condición	Nom.	Real	Result.
Arranque 87T	Rampa	Pickup 0>1	1.157 A	1.160 A	Correct

Fuente. Elaboración propia (2024).

Cuadro 116 Resultados de prueba curva de operación función 87T

Tipo	Relativo	Ipol	Idiff Nom.	Idiff Real	Result.
87T	TR2PTDF	0.50In	0.250In	0.247In	Correct
87T	TR2PTDF	1.00In	0.376In	0.372In	Correct
87T	TR2PTDF	1.50In	0.501In	0.497In	Correct
87T	TR2PTDF	2.00In	0.627In	0.622In	Correct
87T	TR2PTDF	2.50In	0.752In	0.747In	Correct
87T	TR2PTDF	3.00In	0.878In	0.870In	Correct
87T	TR2PTDF	3.50In	1.003In	0.990In	Correct
87T	TR2PTDF	4.00In	1.129In	1.114In	Correct

Fuente. Elaboración propia (2024).

Cuadro 117 Resultados de prueba tiempo de operación función 87T

Tipo	Idiff	Ipol	T disparo nom.	T disparo real	Result.
87T	0.50In	0.50In	0.030 s	0.036 s	Correct
87T	1.00In	1.00In	0.030 s	0.033 s	Correct
87T	1.50In	1.50In	0.030 s	0.031 s	Correct
87T	2.00In	2.00In	0.030 s	0.031 s	Correct
87T	2.50In	2.50In	0.030 s	0.032 s	Correct
87T	3.00In	3.00In	0.030 s	0.031 s	Correct
87T	3.50In	3.50In	0.030 s	0.031 s	Correct
87T	4.00In	4.00In	0.030 s	0.029 s	Correct

Fuente. Elaboración propia (2024).

A continuación, se muestran los resultados de las pruebas de restricción de 2do y 5to armónico.

Cuadro 118 Resultados de prueba de restricción de 2th

Nombre	Idiff/In	Ixf/In	Ixf/Idiff nom. %	Ixf/Idiff real %	Result.
2th	1.50	0.225	15.00	14.32	Correct

Fuente. Elaboración propia (2024).

Cuadro 119 Resultados de prueba de restricción de 5th

Nombre	Idiff/In	Ixf/In	Ixf/Idiff nom. %	Ixf/Idiff real %	Result.
5th	2.00	0.600	30.00	31.39	Correct

Fuente. Elaboración propia (2024).

F.2.5 Función de Protección de Sobrecarga Térmica 49. Se procedió a probar el arranque de la función (módulo Ramping), para ello se inyectó distintas corrientes de prueba para lograr que la función de protección se active.

Se elaboró la plantilla de pruebas para sobrecarga térmica (módulo de Overcurrent) en base a los ajustes seteados en el relé de protección ABB RET615.

Se realizó las pruebas en varios puntos (diferentes niveles de corriente) a lo largo de la curva de operación de tiempo inverso; esto se muestran en la gráfica siguiente.

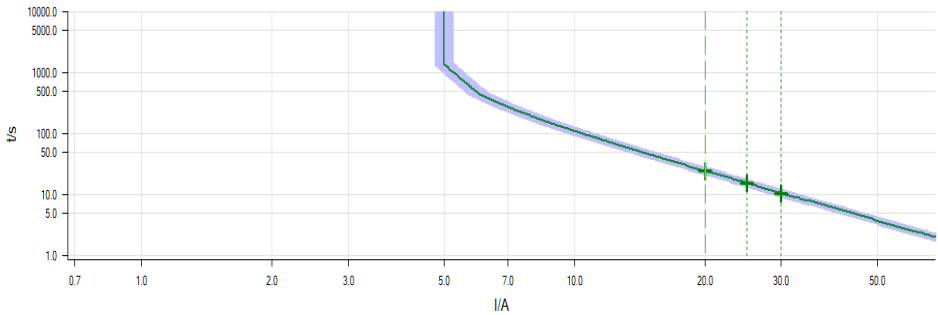


Figura 132 Curva de actuación función 49. Fuente. Datos tomados de software Test Universe 4.30 (2021).

A continuación, se muestran los resultados obtenidos luego de la inyección de corriente al relé, se hace un comparativo entre: corriente teórica y corriente de operación, así como tiempo teórico y tiempo real de operación.

Cuadro 120 Resultados de prueba de arranque función 49

Nombre	Inicio	Condición	Nom.	Real	Result.
Arranque 49	Rampa	Pickup 0>1	5.000 A	5.410 A	Correct

Fuente. Elaboración propia (2024).

Cuadro 121 Resultados de prueba de operación función 49

Tipo	Relativo	Magnitud	Tnom.	Treal.	Result.
L1-L2-L3	T2PTTR1	20.00 A	24.82 s	24.54 s	Correct
L1-L2-L3	T2PTTR1	25.00 A	15.64 s	15.53 s	Correct
L1-L2-L3	T2PTTR1	30.00 A	10.79 s	10.72 s	Correct

Fuente. Elaboración propia (2024).

Anexo G: Estudio de Coordinación de Protecciones de Planta Eléctrica de 2.2MW

8.2 PROTECCIÓN PRINCIPAL DE GENERADOR TERMoeLECTRICO – RELE REX640 ABB (CÓDIGO RELÉ: R1/2/3-REX640-G1/2/3)

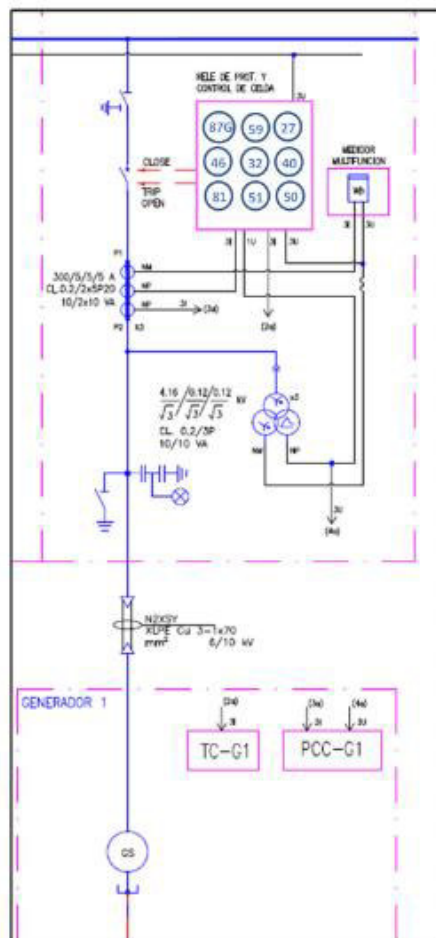


Figura 8.2-1: Esquema de protección del grupo generador – Relé REX640

La protección de cada grupo generador se realizará mediante el relé diferencial de corriente REX640 ABB.

En cada celda de 4,16 kV para conexión de grupo generador, se cuenta con un (01) relé digital de control numérico, multifunción, modelo IED REX640 de ABB, en el cual se activarán las siguientes funciones de protección:

- Protección diferencial de generador (87G);
- Protección de sobretensión (59).
- Protección de subtenensión (27).
- Protección de corriente de secuencia negativa (46).
- Protección de inversión de potencia (32).
- Protección de subexcitación (o potencia reactiva inversa) (40).
- Protección de subfrecuencia (81U).
- Protección de sobrecorriente de fases (50/51).

Los parámetros de referencia que serán de utilidad para el ajuste de los umbrales de corriente de las funciones de protección del relé REX640, son los siguientes:

Corriente nominal de referencia (xI_n) : 300 A

Tensión nominal de referencia (xU_n) : 4,16 kV

Potencia nominal de referencia (xS_n) : 1,10 MW

Frecuencia nominal de referencia (xF_n) : 60,0 Hz

8.2.1 Protección diferencial de generador (87G) – REX640

Datos del Generador:

Potencia Nominal (S_g) = 1,375 MVA

Tensión Nominal (V_g) = 4,16 kV

Corriente Nominal (I_g) = 191 A

Para el caso particular de la protección diferencial, la corriente nominal de referencia está dado por la corriente nominal del grupo generador. Es decir, $I_r = 191$ A

Datos de los transformadores de medida:

Transformador de corriente en celda 4,16 kV : 300 / 5 A

Transformador de corriente en el neutro : 200 / 5 A

Transformador de tensión en celda 4,16 kV : $(4,16/\sqrt{3}) / (0,12/\sqrt{3})$ kV

La protección diferencial, por ser un dispositivo de protección de una zona específica, no interviene en el presente estudio de coordinación. Los criterios de ajustes para la protección se describen a continuación:

- I Dif. Mínimo: 25% I_r (48 A), 0.0 s. / ($I_r = 191$ A)
- Sección 1: Hasta 0.50 I_N (96 A), pendiente de 30%.
- Sección 2: Hasta 6.00 I_N (1145 A), pendiente de 60%.
- I alta etapa sin restricción: 10,00 I_r (1910 A). / ($I_r = 191$ A)

La curva de operación de la protección diferencial del relé REX640 se presenta a continuación:

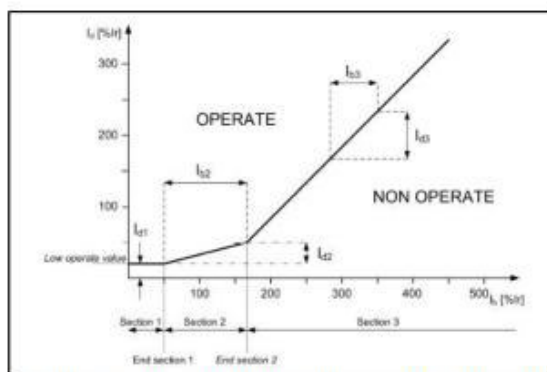


Figura 8.2.1-1: Curva de operación de la protección diferencial del relé REX640

Los parámetros indicados en la figura anterior forman parte de los ajustes detallados de la protección para definir su correspondiente curva de operación.

Los ajustes detallados del bloque de protección diferencial se muestran en el Anexo 2.

8.2.2 Protección de sobretensión (59) – REX640

La protección de sobretensión considera la curva de operación de "Tiempo Definido". Se utilizará 1 umbral de protección, cuyos criterios de ajustes se describen a continuación:

- Umbral de tensión : 120% U_N . ($U_N = 4,16$ kV)
- Temporización : 3,0 s.

8.2.3 Protección de subtensión (27) – REX640

La protección de subtensión considera la curva de operación de “Tiempo Definido”. Se utilizará 1 umbral de protección, cuyos criterios de ajustes se describen a continuación:

- Umbral de tensión : 85% U_N . ($U_N = 4,16$ kV)
- Temporización : 5,0 s.

Los ajustes detallados del bloque de protección de sobretensión en el relé REX640 se muestran en el Anexo 2.

8.2.4 Protección de corriente de secuencia negativa (46) – REX640

La protección de corriente de secuencia negativa considera la curva de operación de “Tiempo Definido”. Se utilizará 1 umbral de protección, cuyos criterios de ajustes se describen a continuación:

- Umbral de corriente : 8% I_N . ($I_N = 191$ A)
- Temporización : 5,0 s.

Los ajustes detallados del bloque de protección de sobretensión en el relé REX640 se muestran en el Anexo 2.

8.2.5 Protección de inversión de potencia (32) – REX640

La protección de inversión de potencia considera la función de “Tiempo Definido”. Se utilizará 2 umbrales de protección, cuyos criterios de ajustes se describen a continuación:

Primer Umbral

- Umbral de potencia activa : 3% S_N . ($S_N = 1,10$ MW)
- Temporización : 5,0 s.

Segundo Umbral

- Umbral de potencia activa : 5% S_N . ($S_N = 1,10$ MW)
- Temporización : 1,0 s.

Los ajustes detallados del bloque de protección de sobretensión en el relé REX640 se muestran en el Anexo 2.

8.2.6 Protección de subexcitación (potencia kVAr inverso) (40) – REX640

La protección de subexcitación presenta una región de operación del tipo círculo-mho, el cual se ubica en el plano negativo reactancia (ver figura 8.2.6-1). Cuando se produzca la pérdida o falla del sistema de excitación, la protección calculará el valor de impedancia y lo superpondrá sobre la característica tipo círculo-mho. Si la impedancia calculada logra entrar al círculo la protección mandará señal de disparo.

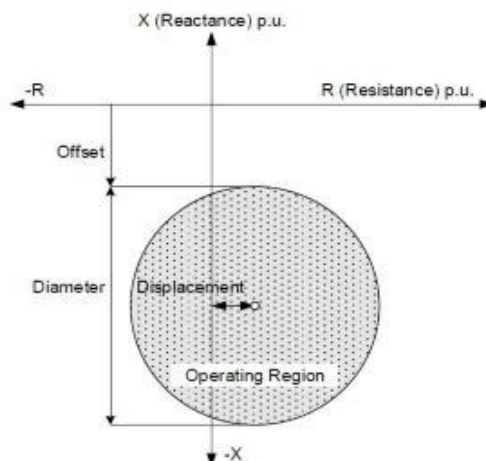


Figura 8.2.6-1: Curva de operación de la protección de subexcitación

- *Diameter* : X_d (Valor de reactancia síncrona del generador en %Zn).
- *Offset* : $-X_d'/2$ (Valor de reactancia transitoria del generador en %Zn)
- *Displacement* : 0 (en %Zn)

Donde:

$X_d = 1,236 \text{ p.u.}$ ($U_b = 4,16 \text{ kV}$, $S_b = 1,375 \text{ MVA}$).

$X_d' = 0,242 \text{ p.u.}$ ($U_b = 4,16 \text{ kV}$, $S_b = 1,375 \text{ MVA}$)

$U_N = 4160 \text{ V}$ (Voltaje nominal en el lado primario del transformador de tensión)

$I_N = 300 \text{ A}$ (Corriente nominal en el lado primario del transformador de corriente)

$Z_N = U_N/(\sqrt{3}I_N) = (4160)/(\sqrt{3}300) = 8,0 \text{ ohm}$

Los ajustes detallados del bloque de protección de subexcitación en el relé REX640 se muestran en el Anexo 2.

8.2.7 Protección de frecuencia (81) – REX640

La protección de frecuencia considera la función de "Tiempo Definido". Se utilizará 2 umbrales de protección para definir la función de sobrefrecuencia y 2 umbrales de protección para definir la función de subfrecuencia, cuyos criterios de ajustes se describen a continuación:

Protección de sobrefrecuencia

Primer Umbral

- *Umbral de frecuencia* : 62 Hz. ($F_N = 60,0 \text{ Hz}$)
- *Temporización* : 5,0 s.

Segundo Umbral

- *Umbral de frecuencia* : 65 Hz. ($F_N = 60,0 \text{ Hz}$)
- *Temporización* : 2,0 s.

Protección de subfrecuencia

Primer Umbral

- *Umbral de frecuencia* : 57 Hz. ($F_N = 60,0 \text{ Hz}$)
- *Temporización* : 5,0 s.

Segundo Umbral

- *Umbral de frecuencia* : 55 Hz. ($F_N = 60,0 \text{ Hz}$)
- *Temporización* : 2,0 s.

Los ajustes detallados del bloque de protección de sobretensión en el relé REX640 se muestran en el Anexo 2.

Se debe verificar en campo la posibilidad de implementar la protección de sobrefrecuencia y subfrecuencia. En caso que el relé te permite implementar una de ellas, se debe priorizar la protección de sobrefrecuencia.

8.2.8 Función de sincronismo (25) – REX640

La función de sincronismo realizará la conexión de dos elementos, tomando en cuenta los criterios de ajustes se describen a continuación:

Tensión nominal del generador (U_N) = 4,16 kV

Frecuencia nominal del sistema eléctrico (F_N) = 60,0 Hz

- *Máxima diferencia de tensión* : $5\%U_N$. ($U_N = 4,16 \text{ kV}$)
- *Máxima diferencia de frecuencia* : 0,07 Hz ($F_N = 60 \text{ Hz}$)
- *Máxima diferencia angular* : 10° .

Los ajustes detallados del bloque de protección de sobretensión en el relé REX640 se muestran en el Anexo 2.

8.2.9 Protección de sobrecorriente no-direccional de fases (51/50) – REX640

Datos del Generador:

Potencia Nominal (S_n) = 1,375 MVA
 Tensión Nominal (V_n) = 4,16 kV
 Corriente Nominal (I_n) = 191 A

Datos de los transformadores de medida:

Transformador de corriente en celda 4,16 kV : 300 / 5 A
 Transformador de corriente en el neutro : 200 / 5 A
 Transformador de tensión en celda 4,16 kV : $(4,16/\sqrt{3}) / (0,12/\sqrt{3})$ kV

- Se activó la etapa instantánea (50). La corriente de arranque se define en el valor del 100% de la corriente de cortocircuito vista ante la ocurrencia de falla trifásica franca en la celda de 4,16 kV (1410 A). La temporización debe ser ajustado en 40 milisegundos, el cual representa el mínimo valor de ajuste permitido por el relé.
- Se activó la etapa de tiempo inverso (51) se ajusta la curva característica "IEC Very Inverse". La corriente de arranque se define en el valor de 130% de la corriente nominal del grupo generador. La constante de tiempo de operación (dial) es de 0,17, con el cual presenta un tiempo de operación de 500 milisegundos ante la ocurrencia de falla trifásica franca en la celda de 4,16 kV.

En el Anexo 4 se presenta las curvas de coordinación que forman parte del análisis para la definición de los ajustes de las funciones de sobrecorriente.

Los ajustes detallados del bloque de protección de sobrecorriente de fases en el relé REX640 se muestran en el Anexo 2.

8.2.10 Protección de sobrecorriente no-direccional de tierra (51N/50N) – REX640

La protección de sobrecorriente de tierra debe ser desactivada debido a la configuración delta en el lado 4,16 kV.

8.3 PROTECCIÓN PRINCIPAL DEL TRANSFORMADOR DE POTENCIA DE 4 MVA – RELE RET615 ABB (CÓDIGO RELÉ: R4-RET615-TR01_20KV/4,16KV)

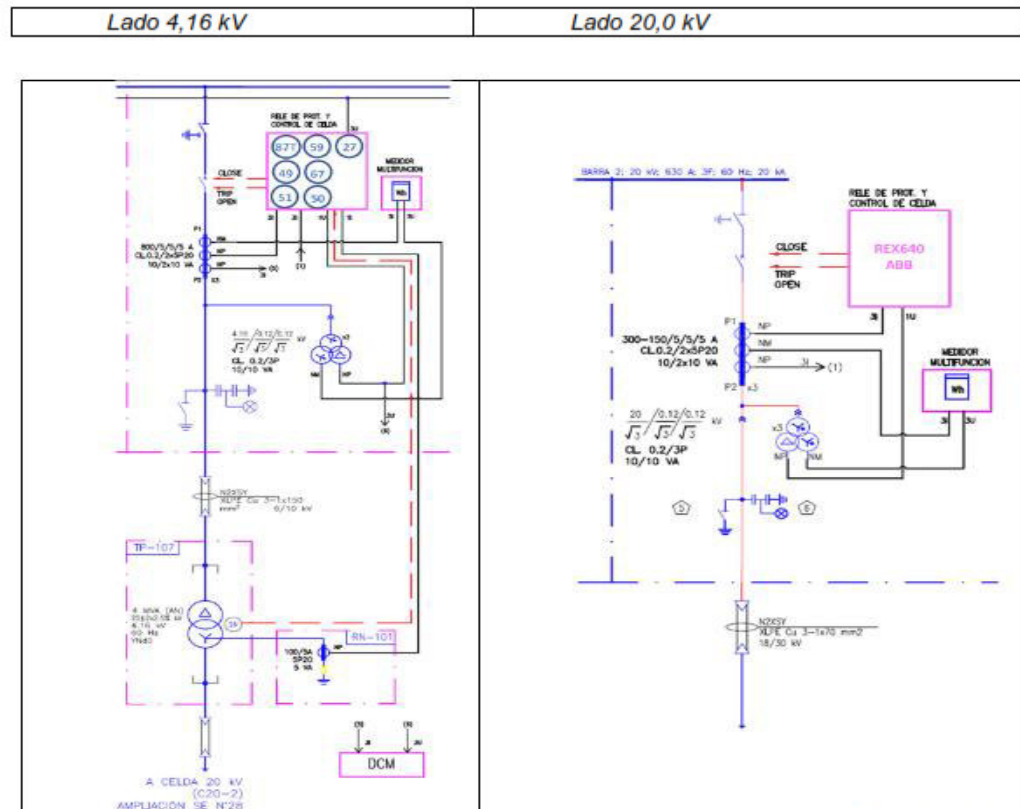


Figura 8.3-1: Esquema de protección del transformador de potencia – Relé RET615

Para la protección del transformador de dos (02) devanados, 20/4,16 kV, se cuenta con un (01) relé digital de control numérico, multifunción, modelo IED RET 615 de ABB, en el cual se activarán las siguientes funciones de protección:

- Protección diferencial del transformador (87T);
- Protección de sobrecarga (49).
- Protección de sobretensión (59).
- Protección de subtensión (27).
- Protección de sobrecorriente no-direccional de fases (50/51).
- Protección de sobrecorriente no-direccional a tierra(50N/51N).

Los parámetros de referencia que serán de utilidad para el ajuste de los umbrales de corriente de las funciones de protección del relé RET615, son los siguientes:

Corriente nominal de referencia (xI_n) : 300 A

Tensión nominal de referencia (xU_n) : 4,16 kV

8.3.1 Protección diferencial de transformador (87T) – RET615

La protección diferencial, por ser un dispositivo de protección de una zona específica, no interviene en el presente estudio de coordinación. Los criterios de ajustes para la protección se describen a continuación:

Datos del transformador de potencia:

- $V_{n1} = 20 \text{ kV}$
- $V_{n2} = 4,16 \text{ kV}$
- $S_n = 4,0 \text{ MVA}$
- $I_{n1} = 115,5 \text{ A}$ (lado de 20 kV)
- $I_{n2} = 555,2 \text{ A}$ (lado de 4,16 kV)
- Grupo de conexión = YNd5

Datos de los transformadores de medida:

Transformador de corriente en lado 20,0 kV : 300 / 5 A
 Transformador de corriente en lado 4,16 kV : 800 / 5 A
 Transformador de corriente en el neutro : 100 / 5 A
 Transformador de tensión en celda 4,16 kV : $(4,16/\sqrt{3}) / (0,12/\sqrt{3}) \text{ kV}$

Ajustes de la protección diferencial:

- $I \text{ Dif. Mínimo}$: 25% I_N (75 A), 0.0 s. / ($I_N = 300 \text{ A}$)
- Sección 1 : Hasta 0.50 $I_N^{(1)}$ (150 A), pendiente de 25%.
- Sección 2 : Hasta 6.00 I_N (1800 A), pendiente de 50%.
- I_{alta} etapa sin restricción : 10,00 I_N (3000 A). / ($I_N = 300 \text{ A}$)
- Bloqueo 2da armónica : 15%.
- Bloqueo 5ta armónica : 30%.

(*) Parámetro fijo en el relé RET615.

La curva de operación de la protección diferencial del relé RET615 se presenta a continuación:

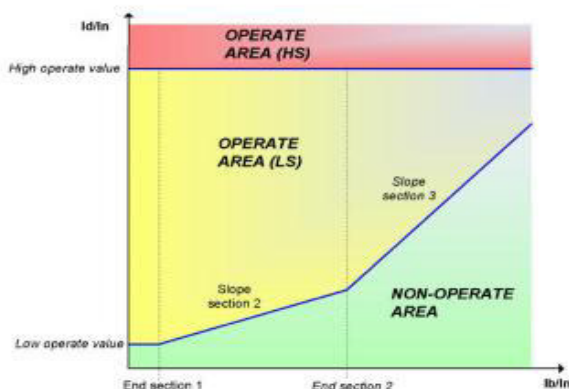


Figura 8.3.1-1: Curva de operación de la protección diferencial del relé RET615

Los parámetros indicados en la figura anterior forman parte de los ajustes detallados de la protección para definir su correspondiente curva de operación.

Los ajustes detallados del bloque de protección diferencial se muestran en el Anexo 2.

8.3.2 Protección de sobrecarga (49) – RET615

La protección de sobrecarga considera la función de imagen térmica, cuyos criterios de ajustes se describen a continuación:

- Máxima temperatura del transformador : 110°C
- Temperatura de alarma : 99°C (90% de la máxima temp.)
- Temperatura de operación : 112°C (102% de la máxima temp.)
- Constante de tiempo T-1 : 5.10 minutos (306 segundos)
- Constante de tiempo T-2 : 8.20 minutos (492 segundos)

Los ajustes detallados del bloque de protección de sobrecarga en el relé RET615 se muestran en el Anexo 2.

8.3.3 Protección de sobretensión (59) – RET615

La protección de sobretensión considera la función de "Tiempo Definido". Se utilizará 1 umbral de protección, cuyos criterios de ajustes se describen a continuación:

Tensión nominal del lado de baja tensión del transformador (U_N) = 4,16 kV

- Umbral de tensión : 120% U_N , (U_N) = 4,16 kV
- Temporización : 3,0 s.

Los ajustes detallados del bloque de protección de sobretensión en el relé RET615 se muestran en el Anexo 2.

8.3.4 Protección de subtensión (27) – RET615

La protección de subtensión considera la función de "Tiempo Definido". Se utilizará 1 umbral de protección, cuyos criterios de ajustes se describen a continuación:

Tensión nominal del lado de baja tensión del transformador (U_N) = 4,16 kV

- Umbral de tensión : 85% U_N , (U_N) = 4,16 kV
- Temporización : 5,0 s.

Los ajustes detallados del bloque de protección de sobretensión en el relé RET615 se muestran en el Anexo 2.

8.3.5 Función de sincronismo (25) – RET615

La función de sincronismo realizará la conexión de dos elementos, tomando en cuenta los criterios de ajustes se describen a continuación:

Tensión nominal lado de baja tensión del transformador (U_N) = 4,16 kV

Frecuencia nominal del sistema eléctrico (F_N) = 60,0 Hz

- Máxima diferencia de tensión : 5% U_N , (U_N) = 4,16 kV
- Máxima diferencia de frecuencia : 0,07 Hz, (F_N) = 60,0 Hz
- Máxima diferencia angular : 10°.

Los ajustes detallados del bloque de protección de sobretensión en el relé REX640 se muestran en el Anexo 2.

8.3.6 Protección de sobrecorriente no-direccional de fases (51/50) – RET615

Datos del transformador:

Potencia Nominal (S_n) = 4,0 MVA

Tensión Nominal = 20,0 / 4,16 kV (Primario / secundario)

Corriente Nominal (I_n) = 115,5 / 555 A (Primario / secundario)

Datos de los transformadores de medida:

Transformador de corriente en lado 20,0 kV : 300 / 5 A

Transformador de corriente en lado 4,16 kV : 800 / 5 A

Transformador de corriente en el neutro : 100 / 5 A

Transformador de tensión en celda 4,16 kV : $(4,16/\sqrt{3}) / (0,12/\sqrt{3})$ kV

A. Lado 4,16 kV en el relé RET615

- Se activó la etapa de tiempo definido de la protección de sobrecorriente de fases, cuya corriente de arranque se define en el valor del 100% de la corriente de cortocircuito vista ante la ocurrencia de falla trifásica franca en la celda de 4,16 kV ($I > 5920$ A). La temporización debe ser ajustado en 40 milisegundos, el cual representa el mínimo valor de ajuste permitido por el relé.
- Se activó la etapa de tiempo inverso de la protección de sobrecorriente de fases. Se define la curva característica "IEC Very Inverse". La corriente de arranque se define en el valor de 130% de la corriente nominal del transformador ($I > 720$ A). El dial se ajusta en el valor de 0,07, con el cual presenta un tiempo de operación de 131 milisegundos ante la ocurrencia de falla trifásica franca en la celda de 4,16 kV.

B. Lado 20 kV en el relé RET615

- Se activó una etapa de tiempo definido en la protección de sobrecorriente de fases, cuya corriente de arranque se define en el valor del 100% de la corriente de cortocircuito vista ante la ocurrencia de falla trifásica franca en la celda de 4,16 kV ($I > 1230$ A). La temporización debe ser ajustado en 40 milisegundos, el cual representa el mínimo valor de ajuste permitido por el relé.
- Se activó una etapa de tiempo inverso en la protección de sobrecorriente de fases, en la cual se propone ajustar la curva característica "IEC Very Inverse". La corriente de arranque se define en el valor de 130% de la corriente nominal del transformador de potencia ($I > 150$ A). El dial se ajusta en el valor de 0,07, con el cual presenta un tiempo de operación de 131 milisegundos ante la ocurrencia de falla trifásica franca en la celda de 4,16 kV.

Además, esta protección logra proteger correctamente al nuevo transformador de potencia de 4,0 MVA:

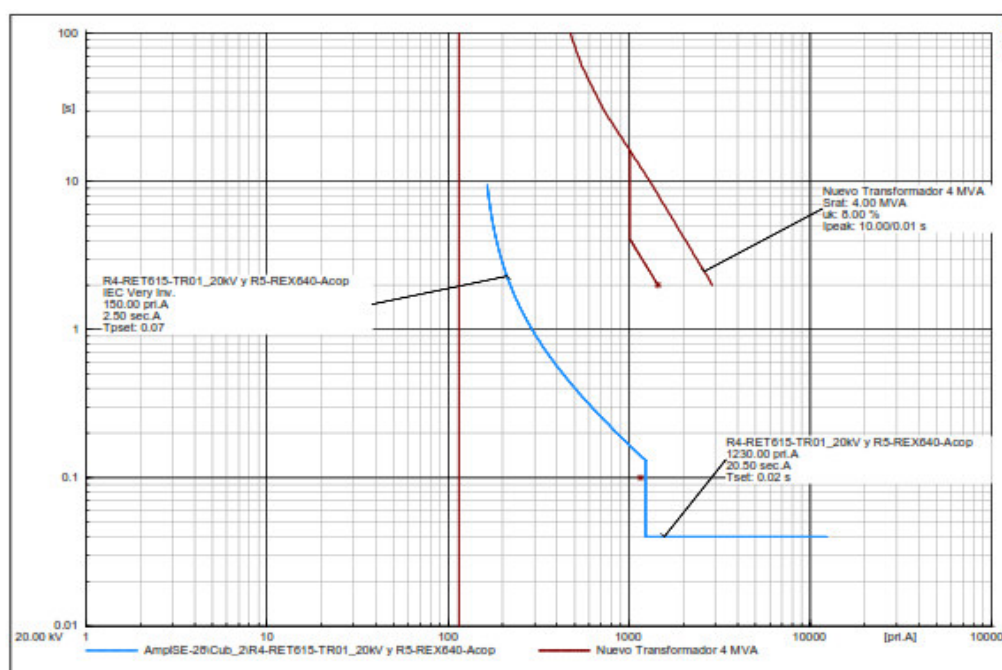


Figura 8.3.6-1: Curva de daño del nuevo transformador de 4,0 MVA

En el Anexo 4 se presenta las curvas de coordinación que formen parte del análisis para la definición de los ajustes de las funciones de sobrecorriente.

Los ajustes detallados del bloque de protección de sobrecorriente de fases en el relé RET615 se muestran en el Anexo 2.

8.3.7 Protección de sobrecorriente no-direccional de tierra (51N/50N) – RET615

Datos del transformador:

Potencia Nominal (S_n) = 4,0 MVA
Tensión Nominal = 20,0 / 4,16 kV (Primario / secundario)
Corriente Nominal (I_n) = 115,5 / 555 A (Primario / secundario)

Datos de los transformadores de medida:

Transformador de corriente en lado 20,0 kV : 300 / 5 A
Transformador de corriente en lado 4,16 kV : 800 / 5 A
Transformador de corriente en el neutro : 100 / 5 A
Transformador de tensión en celda 4,16 kV : $(4,16/\sqrt{3}) / (0,12/\sqrt{3})$ kV

A. Lado 4,16 kV

- La protección de sobrecorriente de tierra debe ser desactivada debido a la configuración delta en el lado 4,16 kV

B. Lado 20 kV

- Se propone activar dos etapas de tiempo definido. En la primera etapa, la corriente de arranque se define en el valor 225 A, de modo que solo pueda actuar cuando se sucedan fallas francas entre el interruptor y bornes del transformador de 20 kV, y su temporización debe ser ajustado en 40 milisegundos, el cual representa el mínimo valor de ajuste en el relé. En la segunda etapa, la corriente de arranque se define en el valor de 20% de la corriente nominal del transformador de corriente asociado ($I_0 > 60$ A), y su temporización debe ser ajustado en 500 milisegundos.
- Para esta protección no se activará la etapa de tiempo inverso (51).

En el Anexo 4 se presenta las curvas de coordinación que formen parte del análisis para la definición de los ajustes de las funciones de sobrecorriente.

Los ajustes detallados del bloque de protección de sobrecorriente de tierra en el relé RET615 se muestran en el Anexo 2.

11. ANEXO 2. RESUMEN DE AJUSTES DETALLADOS DE LOS NUEVOS RELÉS DE PROTECCIÓN ASOCIADOS AL PROYECTO

11.1 PROTECCION DE TRANSFORMADOR – RELE RET615

A. PARÁMETROS GENERALES

Analog Input settings, phase currents

LADO 20 KV

Primary current : 300 A

Secondary current : 5 A

LADO 4,16 KV

Primary current : 800 A

Secondary current : 5 A

Nominal current (In) : 300 A

Parámetro utilizado para los umbrales de corriente de las funciones de protección.

Nominal Voltage (Un) : 4,16 kV

Parámetro utilizado para los umbrales de corriente de las funciones de protección.

Analog input settings, residual current

Primary current : 100 A

Secondary current : 5 A

Analog input settings, phase voltages

Primary voltage : 4.160 kV

Secondary voltage : 120 V

B. PROTECCIÓN DIFERENCIAL DE TRANSFORMADOR (87T)

Stabilized and instantaneous differential protection for two-winding transformers – TR2PTDF

- NON GROUP SETTINGS

Operation : 1=ON

CT connection type : 2=Type 2

Este ajuste de ser validado de acuerdo a lo instalado en campo.

Winding 1 type : 2=YN

Winding 2 type : 3=d

Clock number : 5=Cik Num 5

Zro A elimination : 1=Not eliminated

CT ratio Cor. Wind 1 : 2,60

CT ratio Cor. Wind 2 : 1,08

- GROUP SETTINGS

High operate value : 1000%Ir

Low operate value : 25%Ir

Slope section 2 : 25%

End section 2 : 600%Ir

Restraint mode : 9=2.h+5.h+wav

Start value 2.H : 15%

Start value 5.H : 30%

Enable high set : 1=True

Slope section 3 : 50%

Harmonic deblock 2. : 1=True

Stop value 5.H : 30%

Harmonic deblock 5. : 1=True

C. PROTECCIÓN DE SOBRECARGA (49)*Three-phase thermal overload protection, two time constants – T2PTTR*

- NON GROUP SETTINGS

Operation: On

Initial temperatura: 80%

- GROUP SETTINGS

Env temperatura Set : 40°

Temperature rise : 75°

Max temperatura : 110°

Operate temperatura : 102%

Alarm temperatura : 90%

Reclose temperatura : 60%

Short time constant : 306 seg.

Long time constant : 492 seg.

Weighting factor p : 0,40

Current reference : 1xIn

D. PROTECCIÓN DE SOBRETENSIÓN (59)*Three-phase overvoltage protection PHPTOV*

- NON GROUP SETTINGS

Operation : On

Num of start phases : 2 out of 3 phase

Voltage selection : 1 = phase-to-earth

Minimum Operate time : 40 ms

Reset delay time : 20 ms

Curve Sat Relative : 0

Relative hysteresis : 4,0

- GROUP SETTINGS

Start value : 1,20xUn

Time multiplier : 1,00 (No aplica)

Operate delay time : 3000 ms

Operating curve type : 15 =IEC Def.Time

Type of reset curve : 1=Immediate

Type of time reset : 1=Freeze Op timer

E. PROTECCIÓN DE SUBTENSIÓN (27)

Three-phase overvoltage protection PHPTUV

- NON GROUP SETTINGS

Operation : On

Num of start phases : 2 out of phase

Voltage selection : 1 = phase-to-earth

Minimum Operate time : 60 ms

Reset delay time : 20 ms

Curve Sat Relative : 0,0

Voltage block value : 0,20

Enable block value : t=True

Relative hysteresis : 4,0

- GROUP SETTINGS

Start value : 0,85xUn

Time multiplier : 1,00 (No aplica)

Operate delay time : 5000 ms

Operating curve type : 15 =IEC Def.Time

Type of reset curve : 1=Immediate

Type of time reset : 1=Freeze Op timer

F. FUNCIÓN DE SINCRONISMO (25)

Synchronism and energizing check – SECRSYN

- NON GROUP SETTINGS

Operation : On

Synchro check mode : 3=Asynchronous

Dead line value : 0,2xUn

Live line value : 0,8xUn

Dead bus value : 0,2xUn

Live bus value : 0,8xUn

Max energizing V : 1,10xUn

Control mode : 1=Continuous

Close pulse : 200 ms

Phase shift : 0 deg.

Minimum Syn time : 0 ms

Maximum Syn time : 2000 ms

Energizing time : 100 ms

Closing time of CB : 60 ms

Voltage source switch : 0=False

- GROUP SETTINGS

Live dead mode : 1=Both Dead

Difference voltage : 0,05xUn

Difference frequency : 0,0012xFn (0,07 Hz)

Difference angle : 10 deg.

G. PROTECCIÓN DE SOBRECORRIENTE NO-DIRECCIONAL DE FASES (51/50)

LADO 20 KV

Three-phase directional overcurrent protection – PHxPTOC

Protección de tiempo definido (50) – PHHPTOC

- NON GROUP SETTINGS

Operation : On

Num. of start phases : 1=2 out of 3

Reset delay time : 20 ms

Minimum Operate time : 20 ms

Measurement mode : 2=DFT

- GROUP SETTINGS

Start value : 4,10xIn (1230 A) / (In=300 A)

Start value Mult. : 1,0

Time multiplier : 1,00

Operating curve type : 15=IEC Def. Time

Operate delay time : 40 ms.

Type of reset curve : 1=Immediate

Protección de tiempo inverso (51) – PHLPTOC

- NON GROUP SETTINGS

Operation : 1=On

Num. of start phases : 2=2 out of 3

Minimum operate time : 20 ms

Reset delay time : 20 ms.

Measurement mode : 2=DFT

- GROUP SETTINGS

Start value : $0,50 \times I_n$ (150 A) / ($I_n=300$ A)

Start value Mult : 1,0

Time multiplier : 0,07

Operate delay time : 40 ms

Operating curve type : 10=IEC Very. Inv.

Type of reset curve : 1=Immediate

LADO 4,16 KV

Three-phase directional overcurrent protection – PHxPTOC

Protección de tiempo definido (50) – PHHPTOC

- NON GROUP SETTINGS

Operation : On

Num. of start phases : 1=2 out of 3

Reset delay time : 20 ms

Minimum operate time : 20 ms

Measurement mode : 2=DFT

- GROUP SETTINGS

Start value : $19,73 \times I_n$ (5920 A) / ($I_n=300$ A)

Start value Mult. : 1,0

Time multiplier : 0,10

Operating curve type : 15=IEC Def. Time.

Operate delay time : 40 ms.

Type of reset curve : 1=Immediate

Protección de tiempo inverso (51) - PHLPTOC

- NON GROUP SETTINGS

Operation : 1=On

Num. of start phases : 2=2 out of 3

Minimum operate time : 20 ms

Reset delay time : 20 ms.

Measurement mode : 2=DFT

- GROUP SETTINGS

Start value : $2,40 \times I_n$ (720 A) / ($I_n=300$ A)

Start value Mult : 1,0

Time multiplier : 0,07

Operate delay time : 40 ms

Operating curve type : 10=IEC Very Inv.

Type of reset curve : 1=Immediate

H. PROTECCIÓN DE SOBRECORRIENTE DE TIERRA (51N/50N)

LADO 20 KV

Non-directional earth-fault protection – EFXPTOC

Protección de tiempo definido (50N) – EFHPTOC

- NON GROUP SETTINGS

Operation : On

Minimum operate time : 20 ms

Reset delay time : 20 ms

Measurement mode : 2=DFT

I_o signal Set : 2= Calculated I_o

- GROUP SETTINGS

Start value : $0,75 \times I_n$ (225 A) / ($I_n=300$ A)

Start value Mult. : 1,0

Time multiplier : 1,00

Operate delay time : 40 ms.

Operating curve type : 15=IEC Def. Time

Type of reset curve : 1=Immediate

Protección de tiempo inverso (51N) – EFLPTOC

- NON GROUP SETTINGS

Operation : 1=On

Minimum operate time : 20 ms

Reset delay time : 20 ms.

Measurement mode : 2=DFT

Io signal Set : 2=Calculated Io

- GROUP SETTINGS

Start value : $0,2 \times I_n$ (60 A) / ($I_n=300$ A)

Start value Mult : 1,0

Time multiplier : 1,00

Operate delay time : 500 ms

Operating curve type : 15=IEC Def. Time

Type of reset curve : 1=Immediate

LADO 4,16 KV

La protección de sobrecorriente de tierra debe ser desactivada debido a la configuración delta en el lado 4,16 Kv.

11.3 RELE REX640 – CELDA DE GENERADOR

A. PROTECCIÓN DIFERENCIAL DE GENERADOR (87G)

Stabilized and instantaneous differential protection for machines – MPDIF

- NON GROUP SETTINGS

Operation : 1=ON

CT connection type : 1=Type 1

CT ratio Cor. Line : 1,57

CT ratio Cor. Neut : 1,57

- GROUP SETTINGS

Low operate value : 25%Ir

High operate value : 1000%Ir

Slope section 2 : 30%

End section 1 : 50%Ir

End section 2 : 600%Ir

Slope section 3 : 60%

DC restrain enable : 0=False

B. PROTECCIÓN DE SOBRETENSIÓN (59)

Three-phase overvoltage protection PHPTOV

- NON GROUP SETTINGS

Operation : On

Num. of start phases : 2 out of phase

Voltage selection : 1 = phase-to-earth

Minimum operate time : 40 ms

Reset delay time : 20 ms

Curve Sat Relative : 0

Relative hysteresis : 4,0

- GROUP SETTINGS

Start value : 1,20xUn

Time multiplier : 1,00 (No aplica)

Operate delay time : 3000 ms

Operating curve type : 15 =IEC Def.Time

Type of reset curve : 1=Immediate

Type of time reset : 1=Freeze Op timer

C. PROTECCIÓN DE SUBTENSIÓN (27)

Three-phase overvoltage protection – PHPTUV

- NON GROUP SETTINGS

Operation : On

Num. of start phases : 2 out of phase

Voltage selection : 1 = phase-to-earth

Minimum operate time : 60 ms

Reset delay time : 20 ms

Curve Sat Relative : 0,0

Voltage block value : 0,20

Enable block value : t=True

Relative hysteresis : 4,0

- GROUP SETTINGS

Start value : 0,85xUn

Time multiplier : 1,00 (No aplica)

Operate delay time : 5000 ms

Operating curve type : 15 =IEC Def.Time

Type of reset curve : 1=Immediate

Type of time reset : 1=Freeze Op timer

D. PROTECCIÓN DE CORRIENTE DE SECUENCIA NEGATIVA (46)**Negative-sequence overcurrent protection for machines – MNSPTOC**

- NON GROUP SETTINGS

Operation : On**Maximum operate time :** 1000000 ms**Minimum operate time :** 100 ms**Cooling time :** 50 seg.**Current reference :** 1,00xIn.**Reset delay time :** 20 ms.

- GROUP SETTINGS

Start value : 0,08xIn**Operating curve type :** 15=IEC Def. Time**Machine time Mult :** 5,0**Operate delay time :** 5000 ms.**E. PROTECCIÓN DE INVERSIÓN DE POTENCIA (32)****Underpower protection – DUPDPR**

- NON GROUP SETTINGS

Operation : On**Measurement mode:** 3=Pos Seq**Reset delay time :** 20 ms.**Pol Reversal :** 0=False**Disable time :** 0 ms

- GROUP SETTINGS

Primer Umbral**Start value :** 0,03xSn**Operate delay time :** 5000 ms.Segundo Umbral**Start value :** 0,05xSn**Operate delay time :** 1000 ms.**F. PROTECCION DE SUBEXCITACION (40)****Three-phase underexcitation protection – UEXPDIS**

- NON GROUP SETTINGS

Operation : 1=On**External Los Det Ena.:** 0=Disable

(En caso esta señal sea configurada en campo para monitorear el estado del sistema de excitación, se debe cambiar el ajuste a "1=Enable")

Voltaje reversal : 0=No

Impedance Meas. Mode : 6=Pos. Sequence

Phase Sel. For Z Clc : 1=A or AB

- GROUP SETTINGS

Diameter : 194%Zn

Offset : -19%Zn

Displacement : 0%Zn

Operate delay time : 500 ms.

G. PROTECCIÓN DE FRECUENCIA (81)

Se propone activar la protección de sobrefrecuencia y subfrecuencia. Se debe confirmar en campo la viabilidad de activar ambas protecciones. En caso se confirme que solo se puede activar uno de ellos, se debe priorizar la protección de sobrefrecuencia.

Frequency protection – FRPFRQ

- NON GROUP SETTINGS

Operation : On

Reset delay Tm Freq : 0 ms.

Reset delay Tm df/dt : 0 ms.

- GROUP SETTINGS

Protección de sobrefrecuencia (81O)

Primer Umbral

Operate mode : 1=Freq>

Start value Freq> : 1,033xFn (62 Hz)

Start value df/dt : 0,01xFn/s (No Aplica)

Operate Tm Freq : 5000 ms.

Operate Tm df/dt : 10000 ms. (No Aplica)

Segundo Umbral

Operate mode : 1=Freq>

Start value Freq> : 1,083xFn (65 Hz)

Start value Freq< : 0,90xFn (No Aplica)

Start value df/dt : 0,01xFn/s (No Aplica)

Operate Tm Freq : 2000 ms.

Operate Tm df/dt : 10000 ms. (No Aplica)

Protección de subfrecuencia (81U)

Primer Umbral

Operate mode : 1=Freq<

Start value Freq> : 1,10xFn (No Aplica)

Start value Freq< : 0,95xFn (57 Hz)

Start value df/dt : 0,01xFn/s (No Aplica)

Operate Tm Freq : 5000 ms.

Operate Tm df/dt : 10000 ms.

Segundo Umbral

Operate mode : 1=Freq<

Start value Freq> : 1,10xFn (No Aplica)

Start value Freq< : 0,917xFn (55 Hz)

Start value df/dt : 0,01xFn/s (No Aplica)

Operate Tm Freq : 2000 ms.

Operate Tm df/dt : 10000 ms.

H. FUNCIÓN DE SINCRONISMO (25)

Synchronism and energizing check – SECRSYN

- NON GROUP SETTINGS

Operation : On

Synchro check mode : 3=Asynchronous

Dead line value : 0,2xUn

Live line value : 0,8xUn

Dead bus value : 0,2xUn

Live bus value : 0,8xUn

Max energizing V : 1,10xUn

Control mode : 1=Continuos

Close pulse : 200 ms

Phase shift : 0 deg.

Minimum Syn time : 0 ms

Maximum Syn time : 2000 ms

Energizing time : 100 ms

Closing time of CB : 60 ms

Voltage source switch : 0=False

- GROUP SETTINGS

Live dead mode : 1=Both Dead

Difference voltage : $0,05 \times U_n$

Difference frequency : $0,0012 \times F_n$ (0,07 Hz)

Difference angle : 5 deg.

I. PROTECCIÓN DE SOBRECORRIENTE DE FASES (51/50)

Three-phase non-directional overcurrent protection - PHxPTOC

Protección de tiempo definido (50) - PHHPTOC

- NON GROUP SETTINGS

Operation : On

Num of start phases : 1=2 out of 3

Minimum operate time : 20 ms

Minimum operate time : 20 ms

Measurement mode : 2=DFT

- GROUP SETTINGS

Start value : $4,70 \times I_n$ (1410 A) / ($I_n=300$ A)

Start value Mult. : 1,0

Time multiplier : 1,00

Operate delay time : 40 ms.

Operating curve type : 15=IEC Def. Time

Type of reset curve : 1=Immediate

Protección de tiempo inverso (51) - PHLPTOC

- NON GROUP SETTINGS

Operation : 1=On

Num of start phases : 2=2 out of 3

Minimum operate time : 20 ms

Reset delay time : 20 ms.

Measurement mode : 2=DFT

- GROUP SETTINGS

Start value : $0,83 \times I_n$ (249 A) / ($I_n=300$ A)

Start value Mult : 1,0

Time multiplier : 0,17

Operate delay time : 40 ms

Operating curve type : 10=IEC Very Inv.

Type of reset curve : 1=Immediate

J. PROTECCIÓN DE SOBRECORRIENTE DE TIERRA (51N/50N)

La protección de sobrecorriente de tierra debe ser desactivada debido a la configuración delta en el lado 4,16 kV.

Anexo H: Reporte de Pruebas del Relé de Protecciones ABB REX640 de la Unidad #1

1. Inyecciones en Transformadores de Corriente:

1.1) [CT_W1] Inyeccion Corriente CT_TRM:

Resultados de la prueba

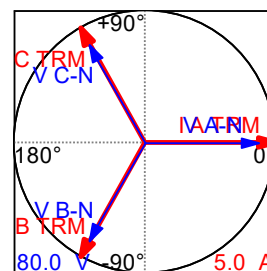
Título: Medicion TC TRM_300/5A

Cálculo de falta:

Modo de entrada en tabla	Parámetros (Todos los valores son secundarios)				
Directo	V A-N	69.28 V	0.00 °	60.000 Hz	
	V B-N	69.28 V	-120.00 °	60.000 Hz	
	V C-N	69.28 V	120.00 °	60.000 Hz	
	I A SP	0.00 A	0.00 °	60.000 Hz	
	I B SP	0.00 A	-120.00 °	60.000 Hz	
	I C SP	0.00 A	120.00 °	60.000 Hz	

Ajustes del generador

V A-N	69.280V	0.00°
V B-N	69.280V	-120.00°
V C-N	69.280V	120.00°
I A SP	0.000A	0.00°
I B SP	0.000A	-120.00°
I C SP	0.000A	120.00°
I A TRM	5.000A	0.00°
I B TRM	5.000A	-120.00°
I C TRM	5.000A	120.00°



Resumen

1 pruebas correctas, 0 pruebas incorrectas, 0 pruebas no evaluadas 100.00% correcto

Prueba correcta

1.2) [CT_W2] Inyeccion Corriente CT_SP:

Resultados de la prueba

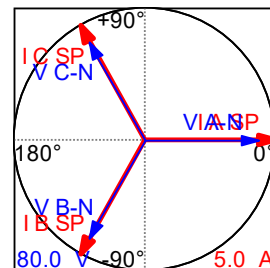
Título: Medicion TC SP-200/5A

Cálculo de falta:

Modo de entrada en tabla	Parámetros (Todos los valores son secundarios)			
Directo	V A-N	69.28 V	0.00 °	60.000 Hz
	V B-N	69.28 V	-120.00 °	60.000 Hz
	V C-N	69.28 V	120.00 °	60.000 Hz
	I A SP	5.000 A	0.00 °	60.000 Hz
	I B SP	5.000 A	-120.00 °	60.000 Hz
	I C SP	5.000 A	120.00 °	60.000 Hz

Ajustes del generador

V A-N	69.282V	0.00°
V B-N	69.282V	-120.00°
V C-N	69.282V	120.00°
I A SP	5.000A	0.00°
I B SP	5.000A	-120.00°
I C SP	5.000A	120.00°
I A TRM	0.000A	0.00°
I B TRM	0.000A	-120.00°
I C TRM	0.000A	120.00°



Resumen

1 pruebas correctas, 0 pruebas incorrectas, 0 pruebas no evaluadas 100.00% correcto

Prueba correcta

1.3) [VT_BARRA] Inyeccion Tension :

Resultados de la prueba

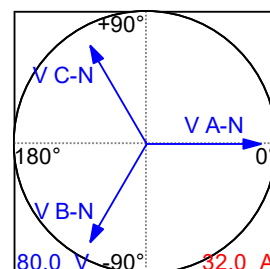
Título: Medicion de Tension VT BARRA_4.16/0.120KV

Cálculo de falta:

Modo de entrada en tabla	Parámetros (Todos los valores son secundarios)			
Directo	V A-N	69.28 V	0.00 °	60.000 Hz
	V B-N	69.28 V	-120.00 °	60.000 Hz
	V C-N	69.28 V	120.00 °	60.000 Hz
	I A SP	0.00 A	0.00 °	60.000 Hz
	I B SP	0.00 A	-120.00 °	60.000 Hz
	I C SP	0.00 A	120.00 °	60.000 Hz

Ajustes del generador

V A-N	69.282V	0.00°
V B-N	69.282V	-120.00°
V C-N	69.282V	120.00°
I A SP	0.000A	0.00°
I B SP	0.000A	-120.00°
I C SP	0.000A	120.00°
I A TRM	0.000A	0.00°
I B TRM	0.000A	-120.00°
I C TRM	0.000A	120.00°



V B-N	69.282V	-120.00°
V C-N	69.282V	120.00°
I A SP	0.000A	0.00°
I B SP	0.000A	-120.00°
I C SP	0.000A	120.00°

Resumen

1 pruebas correctas, 0 pruebas incorrectas, 0 pruebas no evaluadas 100.00% correcto

Prueba correcta

1.4) [CT_lo] Inyeccion Corriente CT_TRM:

Resultados de la prueba

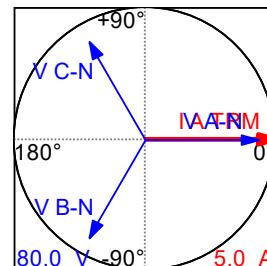
Título: Medicion TC Neutro TRM_300/5A

Cálculo de falta:

Modo de entrada en tabla	Parámetros (Todos los valores son secundarios)			
Directo	V A-N	69.28 V	0.00 °	60.000 Hz
	V B-N	69.28 V	-120.00 °	60.000 Hz
	V C-N	69.28 V	120.00 °	60.000 Hz
	I A SP	0.00 A	0.00 °	60.000 Hz
	I B SP	0.00 A	-120.00 °	60.000 Hz
	I C SP	0.00 A	120.00 °	60.000 Hz

Ajustes del generador

V A-N	69.280V	0.00°
V B-N	69.280V	-120.00°
V C-N	69.280V	120.00°
I A SP	0.000A	0.00°
I B SP	0.000A	-120.00°
I C SP	0.000A	120.00°
I A TRM	5.000A	0.00°
I B TRM	0.000A	-120.00°
I C TRM	0.000A	120.00°

**Resumen**

1 pruebas correctas, 0 pruebas incorrectas, 0 pruebas no evaluadas 100.00% correcto

Prueba correcta

1.5) [CT_lo] Inyeccion Corriente CT_SP:

Resultados de la prueba

Título: Medicion TC Neutro SP_200/5A

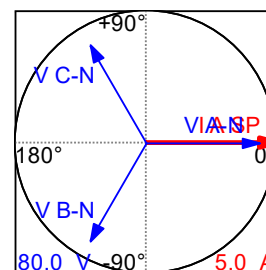
Cálculo de falta:

Modo de entrada en tabla	Parámetros (Todos los valores son secundarios)			
Directo	V A-N	69.28 V	0.00 °	60.000 Hz
	V B-N	69.28 V	-120.00 °	60.000 Hz

	V C-N	69.28 V	120.00 °	60.000 Hz
	I A SP	5.000 A	0.00 °	60.000 Hz
	I B SP	0.00 A	-120.00 °	60.000 Hz
	I C SP	0.00 A	120.00 °	60.000 Hz

Ajustes del generador

V A-N	69.280V	0.00°
V B-N	69.280V	-120.00°
V C-N	69.280V	120.00°
I A SP	5.000A	0.00°
I B SP	0.000A	-120.00°
I C SP	0.000A	120.00°
I A TRM	0.000A	0.00°
I B TRM	0.000A	-120.00°
I C TRM	0.000A	120.00°

**Resumen**

1 pruebas correctas, 0 pruebas incorrectas, 0 pruebas no evaluadas

100.00% correcto

Prueba correcta

2) [51/50P] Phases Overcurrent TRM:**2.1) [51/50P] Overcurrent pickup:****Ajustes de la prueba****Magnitudes en rampa**

I A TRM; B TRM; C TRM / Magnitud

Estados de rampa

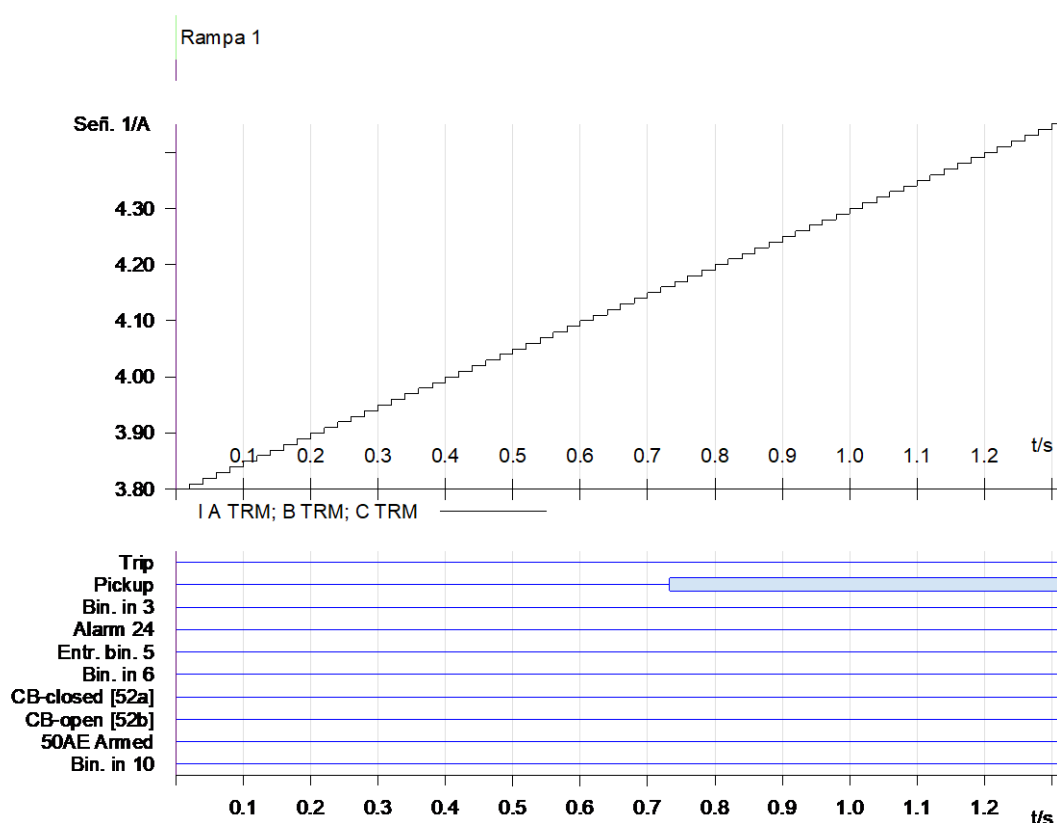
Rampa	Rampa 1
V A-N	69.28 V 0.00 ° 60.000 Hz
V B-N	69.28 V -120.00 ° 60.000 Hz
V C-N	69.28 V 120.00 ° 60.000 Hz
I A TRM	3.800 A 0.00 ° 60.000 Hz
I B TRM	3.800 A -120.00 ° 60.000 Hz
I C TRM	3.800 A 120.00 ° 60.000 Hz
Señ. 1 Desde	3.800 A
Señ. 1 Hasta	4.450 A

Señ. 1 Delta	10.00 mA
Señ. 1 d/dt	500.0 mA/s
dt por paso	20.00 ms
Pasos de rampa	66
Tiempo de rampa	1.320s
Trigger	Ninguno

Resultados de la evaluación

Nombre / ejec.	Rampa	Condición	Señ.	Nom.	Real	Tol.-	Tol.+	Desv.	Eval.	treal
Arranque 51	Rampa 1	Pickup 0->1	I A TRM; B TRM; C TRM	4.150 A	4.160 A	100.0 mA	100.0 mA	10.00 mA	+	12.20 ms

Eval.: + .. Correcto x .. Incorrecto o .. No evaluado



Estado de la prueba:
Prueba correcta

2.2) [51/50P] Overcurrent Trip times A-B-C: Equipo en prueba - Parámetros de sobrecorriente

Elementos - Fase:

Activo	Nombre	Característica de disparo	I arranque	Tiempo	Relación de restauración:	Dirección
Sí	PHLPTOC1	IEC muy Inversa	0.83 Iref	0.17	0.95	No direccional
Sí	PHIPTOC1	IEC Tiempo definido	4.70 Iref	0.04 s	0.95	No direccional

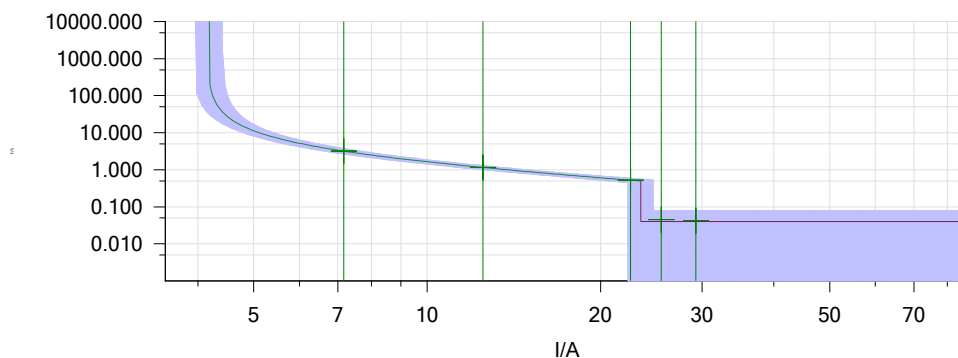
Resultados de la prueba de disparo:

Tipo	Relativa a	Factor	Magnitud	Ángulo	tnom.	treal	Desviación	Sobrecarga	Resultado
L1-L2-L3	PHLPTOC1	1.727	7.169 A	n/a	3.155 s	3.168 s	0.4161 %	No	Correcta
L1-L2-L3	PHLPTOC1	3.014	12.51 A	n/a	1.140 s	1.145 s	0.4102 %	No	Correcta

L1-L2-L3	PHLPTOC1	5.436	22.56 A	n/a	517.4 ms	521.5 ms	0.8017 %	No	Correcta
L1-L2-L3	PHIPTOC1	1.086	25.52 A	n/a	40.00 ms	44.50 ms	11.25 %	No	Correcta
L1-L2-L3	PHIPTOC1	1.247	29.30 A	n/a	40.00 ms	41.80 ms	4.500 %	No	Correcta

Gráficos para tipos de falta:

Tipo	Ángulo
L1-L2-L3	n/a



Estado de la prueba:

5 de 5 puntos probados.
5 puntos correctos.
0 puntos incorrectos.

Prueba correcta

2.3) [51/50P] Overcurrent Trip times A-B: Equipo en prueba - Parámetros de sobrecorriente

Elementos - Fase:

Activo	Nombre	Característica de disparo	I arranque	Tiempo	Relación de restauración:	Dirección
Sí	PHLPTOC1	IEC muy Inversa	0.83 Iref	0.17	0.95	No direccional
Sí	PHIPTOC1	IEC Tiempo definido	4.70 Iref	0.04 s	0.95	No direccional

Resultados de la prueba de disparo:

Tipo	Relativa a	Factor	Magnitud	Ángulo	tnom.	treal	Desviación	Sobrecarga	Resultado
L1-L2	PHLPTOC1	1.727	7.169 A	n/a	3.155 s	3.169 s	0.4351 %	No	Correcta
L1-L2	PHLPTOC1	3.014	12.51 A	n/a	1.140 s	1.148 s	0.6910 %	No	Correcta
L1-L2	PHLPTOC1	5.436	22.56 A	n/a	517.4 ms	524.1 ms	1.304 %	No	Correcta
L1-L2	PHIPTOC1	1.086	25.52 A	n/a	40.00 ms	45.10 ms	12.75 %	No	Correcta
L1-L2	PHIPTOC1	1.247	29.30 A	n/a	40.00 ms	43.80 ms	9.500 %	No	Correcta

Estado de la prueba:

5 de 5 puntos probados.
5 puntos correctos.
0 puntos incorrectos.

Prueba correcta

3) [46] Negative Sequence:

3.1) [46] Negative sequence pickup:

Ajustes de la prueba

Magnitudes en rampa

I A TRM; B TRM; C TRM / Magnitud

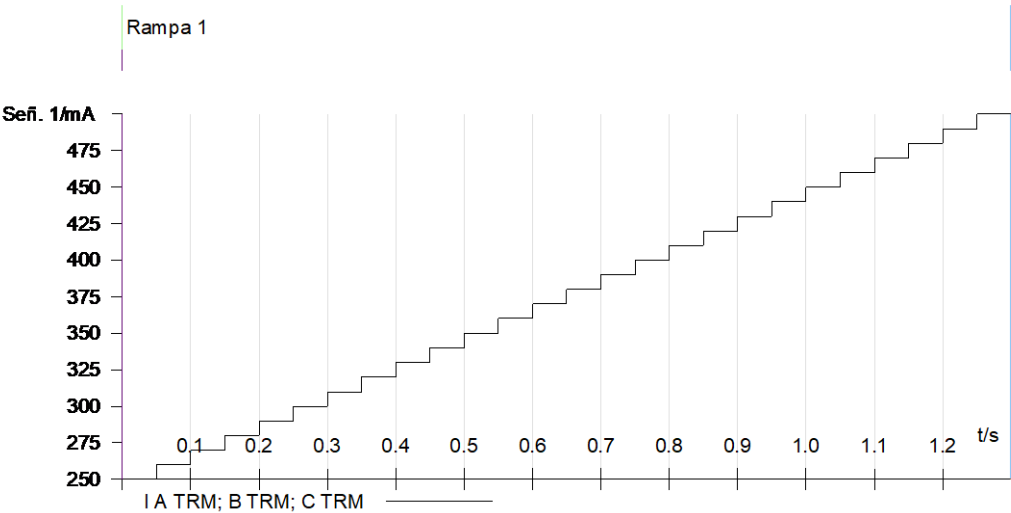
Estados de rampa

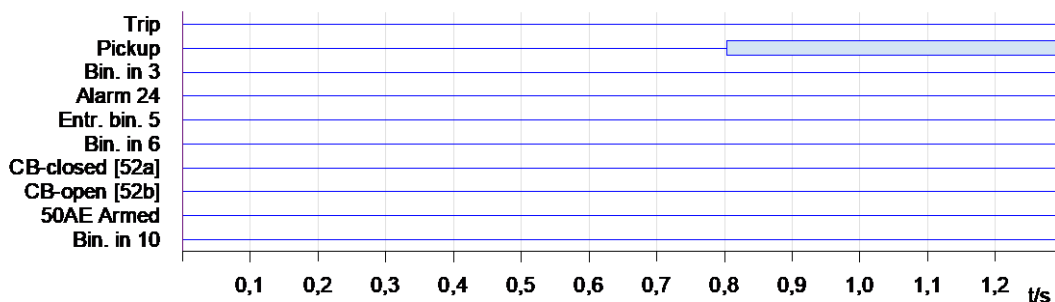
Rampa	Rampa 1
V A-N	69.28 V 0.00 ° 60.000 Hz
V B-N	69.28 V -120.00 ° 60.000 Hz
V C-N	69.28 V 120.00 ° 60.000 Hz
I A TRM	250.0 mA 0.00 ° 60.000 Hz
I B TRM	250.0 mA 120.00 ° 60.000 Hz
I C TRM	250.0 mA -120.00 ° 60.000 Hz
Forzar fases abs.	No
Señ. 1 Desde	250.0 mA
Señ. 1 Hasta	500.0 mA
Señ. 1 Delta	10.00 mA
Señ. 1 d/dt	200.0 mA/s
dt por paso	50.00 ms
Pasos de rampa	26
Tiempo de rampa	1.300s

Resultados de la evaluación

Nombre / ejec.	Rampa	Condición	Señ.	Nom.	Real	Tol.-	Tol.+	Desv.	Eval.	treal
Arranque 46	Rampa 1	Pickup 0->1	I A TRM; B TRM; C TRM	400.0 mA	410.0 mA	100.0 mA	100.0 mA	10.00 mA	+	3.200 ms

Eval.: + .. Correcto x .. Incorrecto o .. No evaluado





Estado de la prueba:
Prueba correcta

3.2) [46] Negative sequence trip times: Equipo en prueba - Parámetros de sobrecorriente

Elementos - Secuencia negativa:

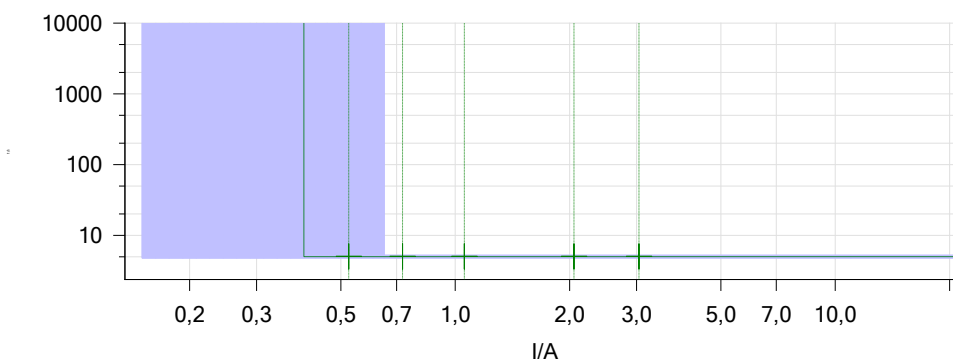
Activo	Nombre	Característica de disparo	I arranque	Tiempo	Relación de restauración:	Dirección
Sí	MNSPTOC	IEC Tiempo definido	0.08 Iref	5.00 s	0.95	No direccional

Resultados de la prueba de disparo:

Tipo	Relativa a	Factor	Magnitud	Ángulo	tnom.	treal	Desviación	Sobrecarga	Resultado
I2	MNSPTOC	1.312	524.9 mA	n/a	5.000 s	5.018 s	0.3580 %	No	Correcta
I2	MNSPTOC	1.816	726.5 mA	n/a	5.000 s	5.017 s	0.3440 %	No	Correcta
I2	MNSPTOC	2.646	1.058 A	n/a	5.000 s	5.013 s	0.2600 %	No	Correcta
I2	MNSPTOC	5.134	2.054 A	n/a	5.000 s	5.010 s	0.1960 %	No	Correcta
I2	MNSPTOC	7.623	3.049 A	n/a	5.000 s	5.008 s	0.1500 %	No	Correcta

Gráficos para tipos de falta:

Tipo	Ángulo
I2	n/a



Estado de la prueba:

5 de 5 puntos probados.
5 puntos correctos.
0 puntos incorrectos.

Prueba correcta

4) [59] Phase Overvoltage:

4.1) [59] Overvoltage pickup:

Ajustes de la prueba

Magnitudes en rampa

V A-N; B-N; C-N / Magnitud

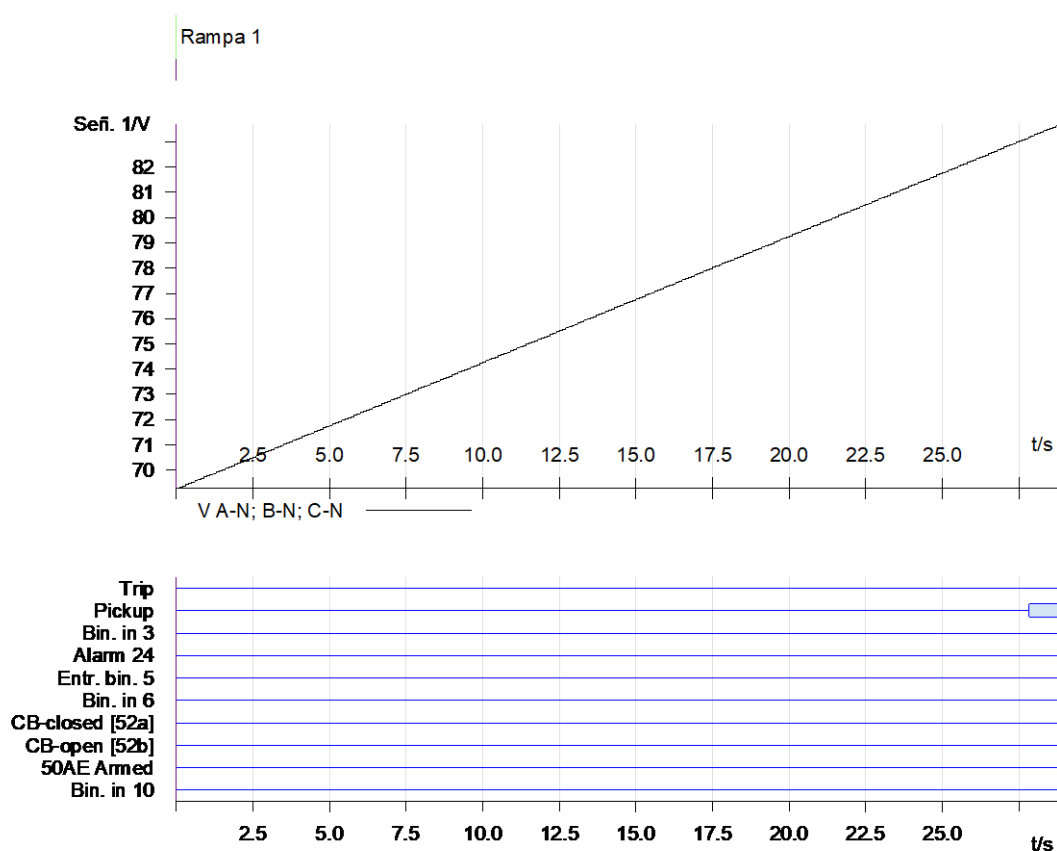
Estados de rampa

Rampa	Rampa 1
V A-N	69.28 V 0.00 ° 60.000 Hz
V B-N	69.28 V -120.00 ° 60.000 Hz
V C-N	69.28 V 120.00 ° 60.000 Hz
Señ. 1 Desde	69.28 V
Señ. 1 Hasta	83.70 V
Señ. 1 Delta	50.00 mV
Señ. 1 d/dt	500.0 mV/s
dt por paso	100.0 ms
Pasos de rampa	290
Tiempo de rampa	29.000s

Resultados de la evaluación

Nombre / ejec.	Rampa	Condición	Señ.	Nom.	Real	Tol.-	Tol.+	Desv.	Eval.	treal
Arranque 59	Rampa 1	Pickup 0->1	V A-N; B-N; C-N	83.14 V	83.18 V	200.0 mV	200.0 mV	44.00 mV	+	28.50 ms

Eval.: + .. Correcto x .. Incorrecto o .. No evaluado



Estado de la prueba:

Prueba correcta

4.2) [59] Phase Overvoltage Step 1 trip time A-B-C:

Ajustes de la prueba

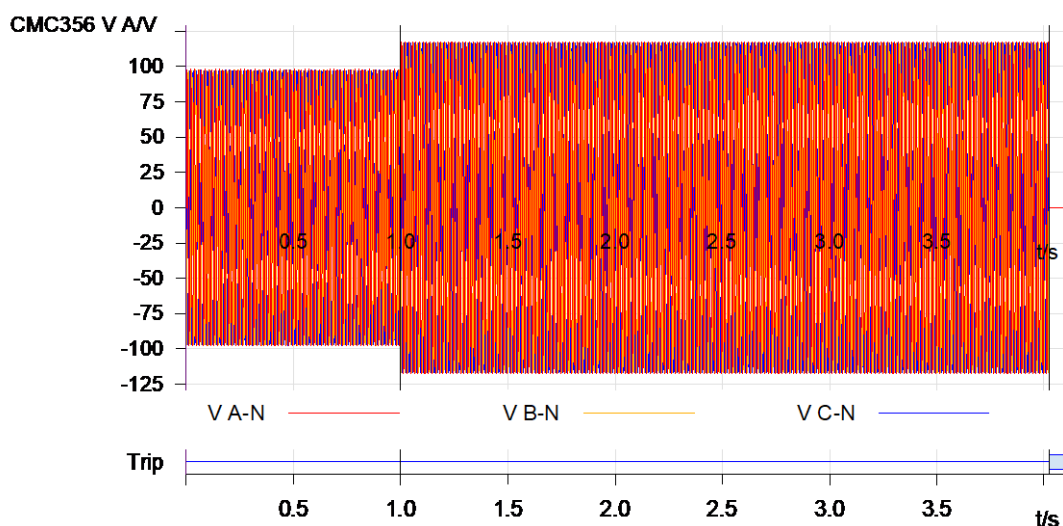
Estado	Pre-Fault	Fault	Post-Fault
V A-N	69.28 V 0.00 ° 60.000 Hz	83.18 V 0.00 ° 60.000 Hz	0.00 V 0.00 ° 60.000 Hz
V B-N	69.28 V -120.00 ° 60.000 Hz	83.18 V -120.00 ° 60.000 Hz	0.00 V -120.00 ° 60.000 Hz
V C-N	69.28 V 120.00 ° 60.000 Hz	83.18 V 120.00 ° 60.000 Hz	0.00 V 120.00 ° 60.000 Hz

Resultados de la prueba

Evaluación de tiempo

Nombre	Ignorar antes	Inicio	Fin	tnom.	tdesv-	tdesv+	treal	tdesv.	Eval.
Overvoltage Step 1 Trip Time	Fault	Fault	Trip 0>1	3.000 s	45.00 ms	45.00 ms	3.023 s	22.60 ms	+

Eval.: + .. Correcto x .. Incorrecto o .. No evaluado



Estado de la prueba:
Prueba correcta

5) [27] Phase Undervoltage:

5.1) [27] Undervoltage pickup:

Ajustes de la prueba

Magnitudes en rampa

V A-N; B-N; C-N / Magnitud

Estados de rampa

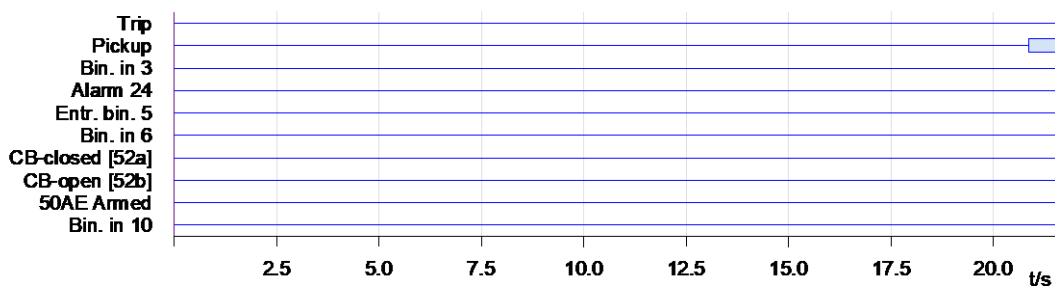
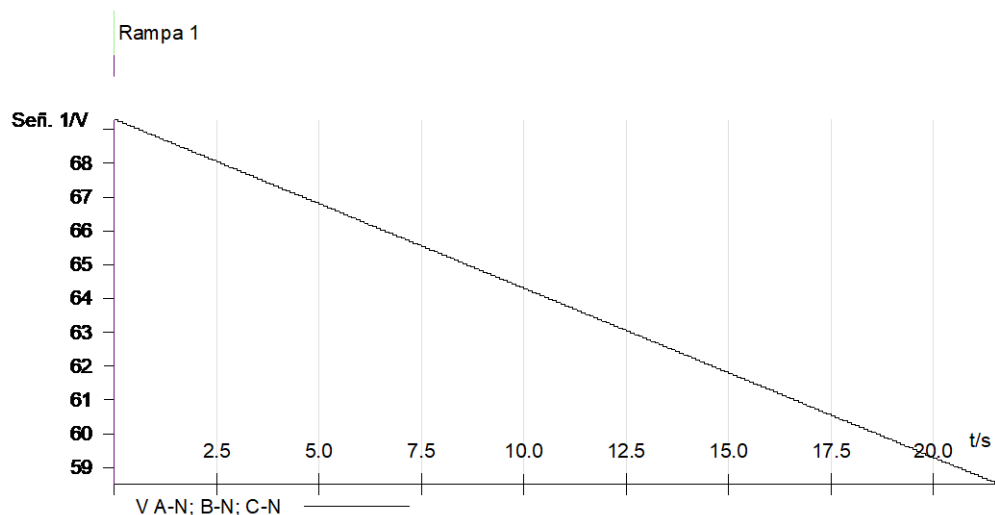
Rampa	Rampa 1
V A-N	69.28 V 0.00 °

	60.000 Hz
V B-N	69.28 V -120.00 ° 60.000 Hz
V C-N	69.28 V 120.00 ° 60.000 Hz
Señ. 1 Desde	69.28 V
Señ. 1 Hasta	58.50 V
Señ. 1 Delta	-50.00 mV
Señ. 1 d/dt	-500.0 mV/s
dt por paso	100.0 ms
Pasos de rampa	217
Tiempo de rampa	21.700s

Resultados de la evaluación

Nombre / ejec.	Rampa	Condición	Señ.	Nom.	Real	Tol.-	Tol.+	Desv.	Eval.	treal
Arranque 27	Rampa 1	Pickup 0->1	V A-N; B-N; C- N	58.89 V	58.88 V	200.0 mV	200.0 mV	-10.00 mV	+	48.40 ms

Eval.: + .. Correcto x .. Incorrecto o .. No evaluado



Estado de la
prueba:
Prueba correcta

5.2) [27] Phase Undervoltage Step 1 trip time A-B-C:

Ajustes de la prueba

Estado	Pre-Fault	Fault	Post-Fault
V A-N	69.28 V 0.00 °	58.88 V 0.00 °	0.00 V 0.00 °

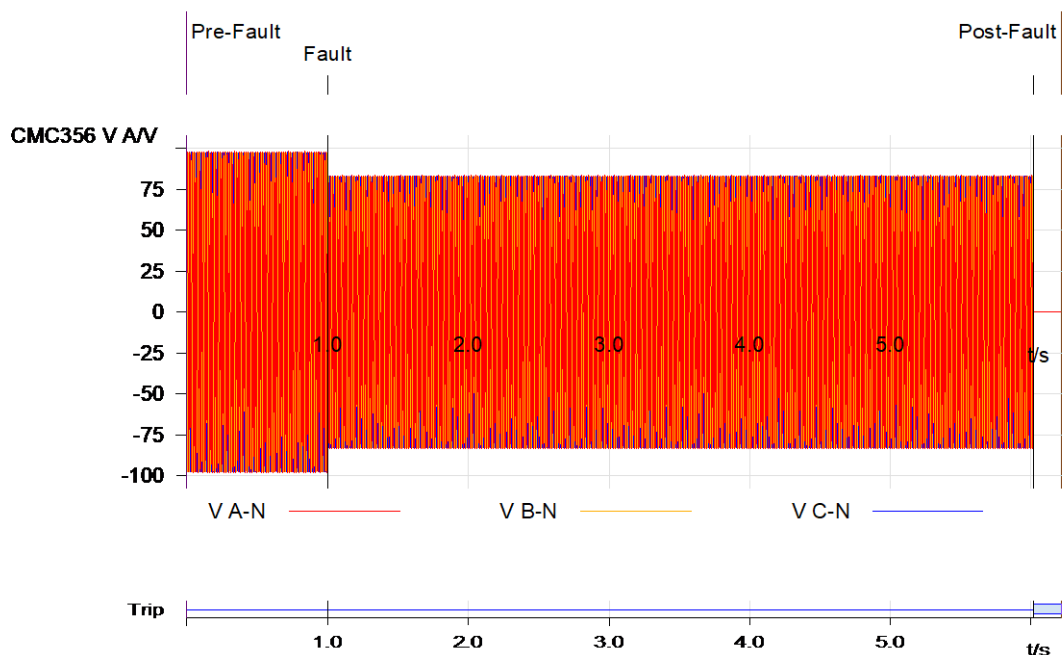
	60.000 Hz	60.000 Hz	60.000 Hz
V B-N	69.28 V -120.00 ° 60.000 Hz	58.88 V -120.00 ° 60.000 Hz	0.00 V -120.00 ° 60.000 Hz
V C-N	69.28 V 120.00 ° 60.000 Hz	58.88 V 120.00 ° 60.000 Hz	0.00 V 120.00 ° 60.000 Hz

Resultados de la prueba

Evaluación de tiempo

Nombre	Ignorar antes	Inicio	Fin	tnom.	tdevs-	tdevs+	treal	tdevs.	Eval.
Undervoltage Step 1 Trip Time	Fault	Fault	Trip 0>1	5.000 s	45.00 ms	45.00 ms	5.019 s	19.00 ms	+

Eval.: + .. Correcto x .. Incorrecto o .. No evaluado



Estado de la prueba:

Prueba correcta

6) [810] Overfrequency:

6.1) [810] Overfrequency pickup:

Ajustes de la prueba

Magnitudes en rampa

V A-N; B-N; C-N / Frecuencia

Estados de rampa

Rampa	Rampa 1
V A-N	69.28 V 0.00 ° 60.000 Hz
V B-N	69.28 V -120.00 ° 60.000 Hz
V C-N	69.28 V 120.00 °

	60.000 Hz
Señ. 1 Desde	60.000 Hz
Señ. 1 Hasta	62.500 Hz
Señ. 1 Delta	60.000 mHz
Señ. 1 d/dt	600.0 mHz/s
dt por paso	100.0 ms
Pasos de rampa	43
Tiempo de rampa	4.300s

Resultados de la evaluación

Nombre / ejec.	Rampa	Condición	Señ.	Nom.	Real	Tol.-	Tol.+	Desv.	Eval.	treal
Arranque 810	Rampa 1	Pickup 0->1	V A-N; B-N; C-N	62.000 Hz	62.040 Hz	100.00 mHz	100.00 mHz	40.000 mHz	+	28.60 ms

Eval.: + .. Correcto x .. Incorrecto o .. No evaluado

Estado de la prueba:

Prueba correcta

6.2) [810] Overfrequency trip time f>:

Ajustes de la prueba

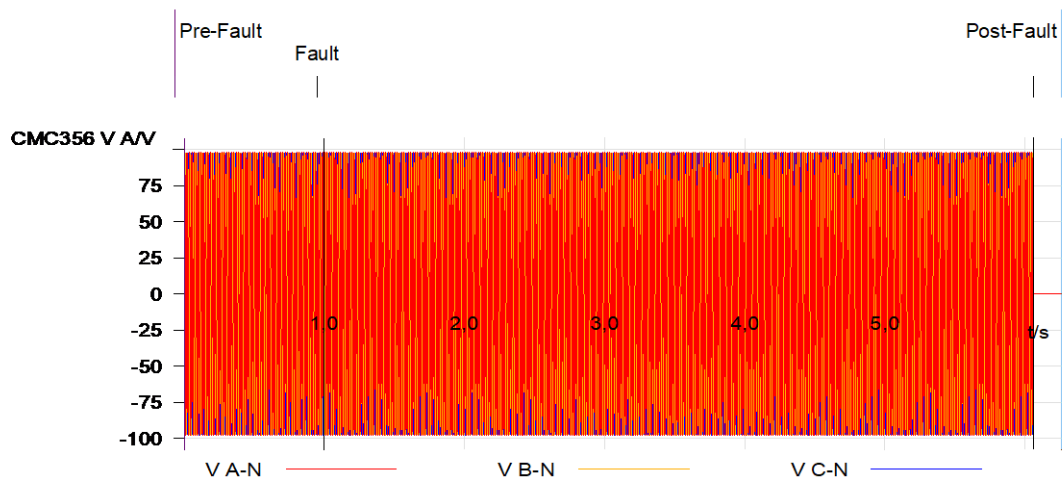
Estado	Pre-Fault	Fault	Post-Fault
V A-N	69.28 V 0.00 ° 60.000 Hz	69.28 V 0.00 ° 62.040 Hz	0.00 V 0.00 ° 60.000 Hz
V B-N	69.28 V -120.00 ° 60.000 Hz	69.28 V -120.00 ° 62.040 Hz	0.00 V -120.00 ° 60.000 Hz
V C-N	69.28 V 120.00 ° 60.000 Hz	69.28 V 120.00 ° 62.040 Hz	0.00 V 120.00 ° 60.000 Hz

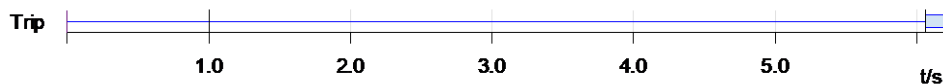
Resultados de la prueba

Evaluación de tiempo

Nombre	Ignorar antes	Inicio	Fin	tnom.	tdevs-	tdevs+	treal	tdevs.	Eval.
Overfrequency Step 1 Trip Time	Fault	Fault	Trip 0>1	5.000 s	70.00 ms	70.00 ms	5.063 s	62.60 ms	+

Eval.: + .. Correcto x .. Incorrecto o .. No evaluado





Estado de la
prueba:
Prueba correcta

6.3) [810] Overfrequency trip time $f > >$:

Ajustes de la prueba

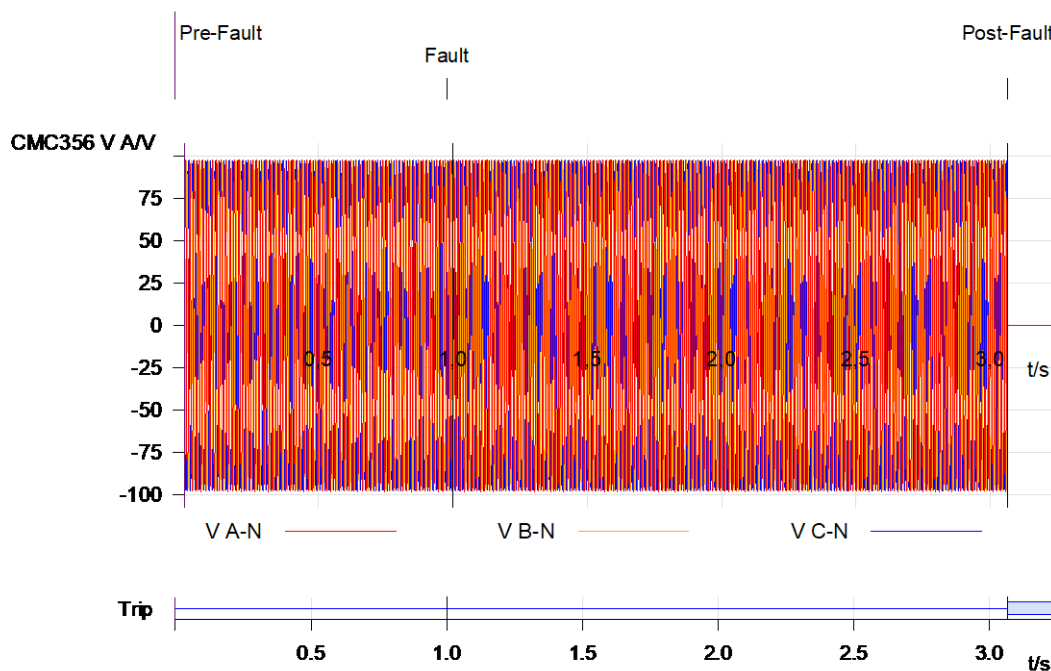
Estado	Pre-Fault	Fault	Post-Fault
V A-N	69.28 V 0.00 ° 60.000 Hz	69.28 V 0.00 ° 65.040 Hz	0.00 V 0.00 ° 60.000 Hz
V B-N	69.28 V -120.00 ° 60.000 Hz	69.28 V -120.00 ° 65.040 Hz	0.00 V -120.00 ° 60.000 Hz
V C-N	69.28 V 120.00 ° 60.000 Hz	69.28 V 120.00 ° 65.040 Hz	0.00 V 120.00 ° 60.000 Hz

Resultados de la prueba

Evaluación de tiempo

Nombre	Ignorar antes	Inicio	Fin	tnom.	tdevs-	tdevs+	treal	tdevs.	Eval.
Undervoltage Step 1 Trip Time	Fault	Fault	Trip 0>1	2.000 s	70.00 ms	70.00 ms	2.066 s	66.20 ms	+

Eval.: + .. Correcto x .. Incorrecto o .. No evaluado



Estado de la
prueba:
Prueba correcta

7) [81U] Underfrequency:

7.1) [81U] Underfrequency pickup:

Ajustes de la prueba

Magnitudes en rampa

V A-N; B-N; C-N / Frecuencia

Estados de rampa

Rampa	Rampa 1
V A-N	69.28 V 0.00 ° 60.000 Hz
V B-N	69.28 V -120.00 ° 60.000 Hz
V C-N	69.28 V 120.00 ° 60.000 Hz
Señ. 1 Desde Señ. 1 Hasta Señ. 1 Delta Señ. 1 d/dt	60.000 Hz 56.500 Hz -60.000 mHz -600.0 mHz/s
dt por paso Pasos de rampa Tiempo de rampa	100.0 ms 60 6.000s

Resultados de la evaluación

Nombre / ejec.	Rampa	Condición	Señ.	Nom.	Real	Tol.-	Tol.+	Desv.	Eval.	treal
Arranque 81U	Rampa 1	Pickup 0->1	V A-N; B-N; C-N	57.000 Hz	56.940 Hz	100.00 mHz	100.00 mHz	-60.000 mHz	+	33.30 ms

Eval.: + .. Correcto x .. Incorrecto o .. No evaluado

Estado de la prueba:

Prueba correcta

7.2) [81U] Underfrequency trip time f<:

Ajustes de la prueba

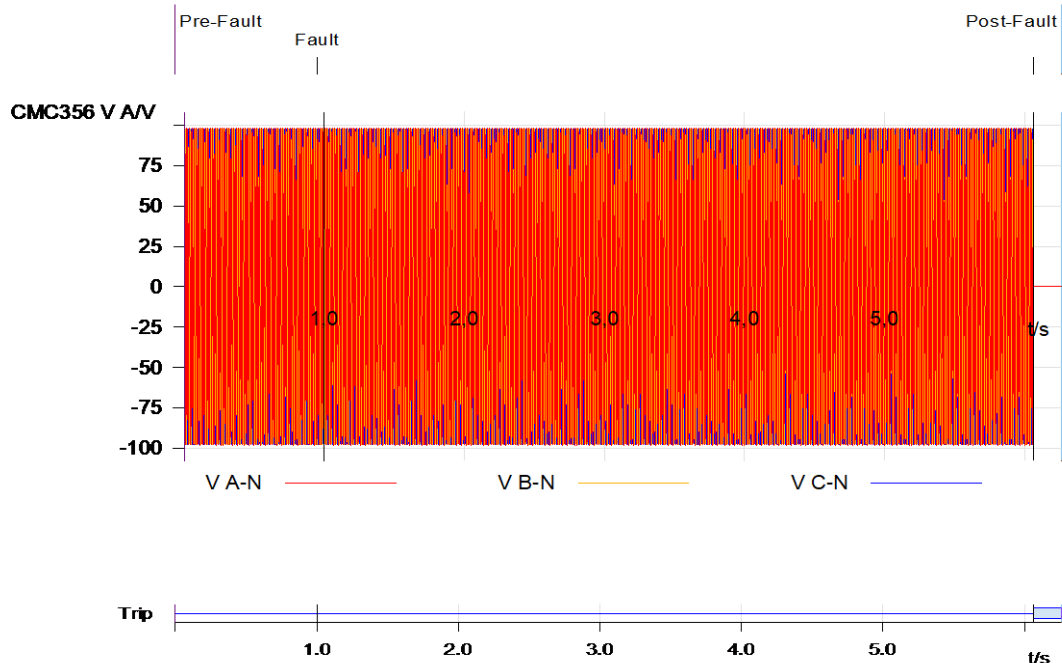
Estado	Pre-Fault	Fault	Post-Fault
V A-N	69.28 V 0.00 ° 60.000 Hz	69.28 V 0.00 ° 56.940 Hz	0.00 V 0.00 ° 60.000 Hz
V B-N	69.28 V -120.00 ° 60.000 Hz	69.28 V -120.00 ° 56.940 Hz	0.00 V -120.00 ° 60.000 Hz
V C-N	69.28 V 120.00 ° 60.000 Hz	69.28 V 120.00 ° 56.940 Hz	0.00 V 120.00 ° 60.000 Hz

Resultados de la prueba

Evaluación de tiempo

Nombre	Ignorar antes	Inicio	Fin	t _{nom.}	t _{desv-}	t _{desv+}	t _{real}	t _{desv.}	Eval.
Underfrequency Step 1 Trip Time	Fault	Fault	Trip 0>1	5.000 s	70.00 ms	70.00 ms	5.065 s	64.90 ms	+

Eval.: + .. Correcto x .. Incorrecto o .. No evaluado



Estado de la prueba:
Prueba correcta

7.3) [81U] Underfrequency trip time $f \ll$:

Ajustes de la prueba

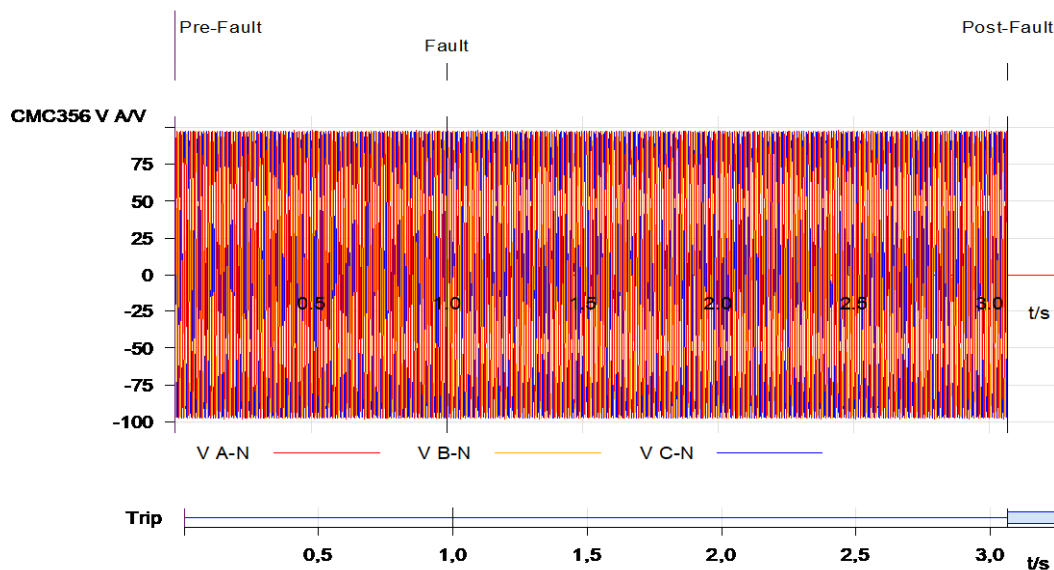
Estado	Pre-Fault	Fault	Post-Fault
V A-N	69.28 V 0.00 ° 60.000 Hz	69.28 V 0.00 ° 54.950 Hz	0.00 V 0.00 ° 60.000 Hz
V B-N	69.28 V -120.00 ° 60.000 Hz	69.28 V -120.00 ° 54.950 Hz	0.00 V -120.00 ° 60.000 Hz
V C-N	69.28 V 120.00 ° 60.000 Hz	69.28 V 120.00 ° 54.950 Hz	0.00 V 120.00 ° 60.000 Hz

Resultados de la prueba

Evaluación de tiempo

Nombre	Ignorar antes	Inicio	Fin	t _{nom.}	t _{desv-}	t _{desv+}	t _{real}	t _{desv.}	Eval.
Underfrequency Step 2 Trip Time	Fault	Fault	Trip 0>1	2.000 s	70.00 ms	70.00 ms	2.067 s	66.50 ms	+

Eval.: + .. Correcto x .. Incorrecto o .. No evaluado



Estado de la
prueba:
Prueba correcta

8) [32] Reversal power TRM:

8.1) [32] Reversal power pickup:

Ajustes de la prueba

Magnitudes en rampa

I A TRM; B TRM; C TRM / Magnitud

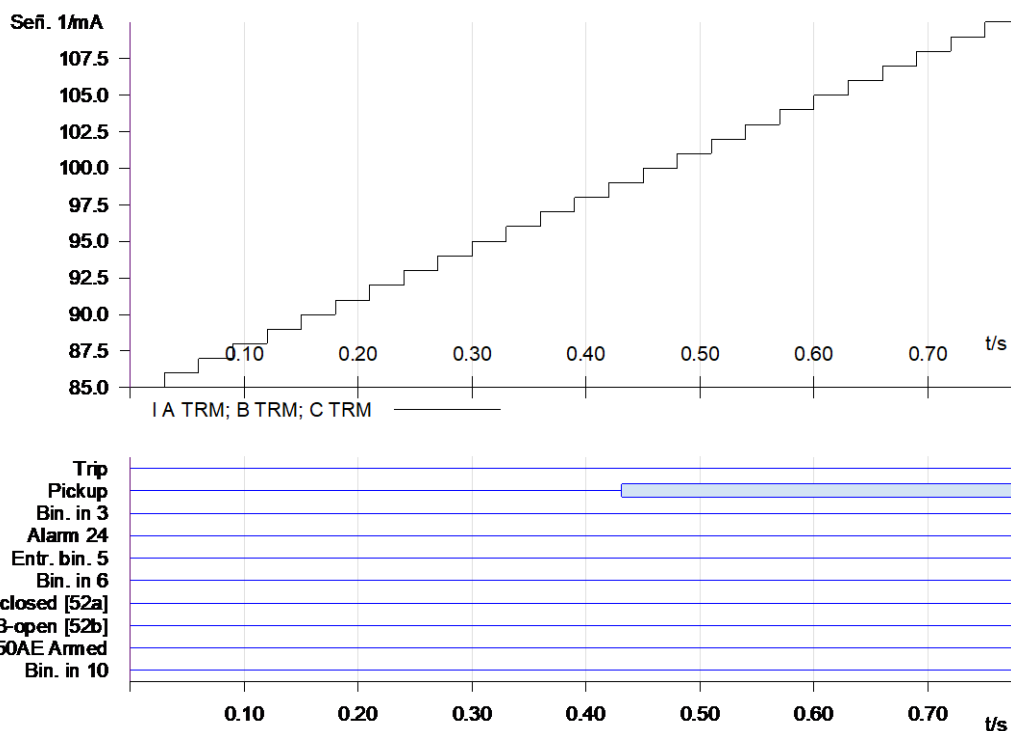
Estados de rampa

Rampa	Rampa 1
V A-N	69.28 V 0.00 ° 60.000 Hz
V B-N	69.28 V -120.00 ° 60.000 Hz
V C-N	69.28 V 120.00 ° 60.000 Hz
I A TRM	85.00 mA 180.00 ° 60.000 Hz
I B TRM	85.00 mA 60.00 ° 60.000 Hz
I C TRM	85.00 mA -60.00 ° 60.000 Hz
Forzar fases abs.	No
Señ. 1 Desde	85.00 mA
Señ. 1 Hasta	110.0 mA
Señ. 1 Delta	1.000 mA
Señ. 1 d/dt	33.33 mA/s
dt por paso	30.00 ms
Pasos de rampa	26
Tiempo de rampa	0.780s

Resultados de la evaluación

Nombre / ejec.	Rampa	Condición	Señ.	Nom.	Real	Tol.-	Tol.+	Desv.	Eval.	treal
Arranque 32	Rampa 1	Pickup 0->1	I A TRM; B TRM; C TRM	100.0 mA	99.00 mA	100.0 mA	100.0 mA	-1.000 mA	+	11.20 ms

Eval.: + .. Correcto x .. Incorrecto o .. No evaluado



Estado de la

prueba:

Prueba correcta

8.2) [32] Reversal power State 1:

Ajustes de la prueba

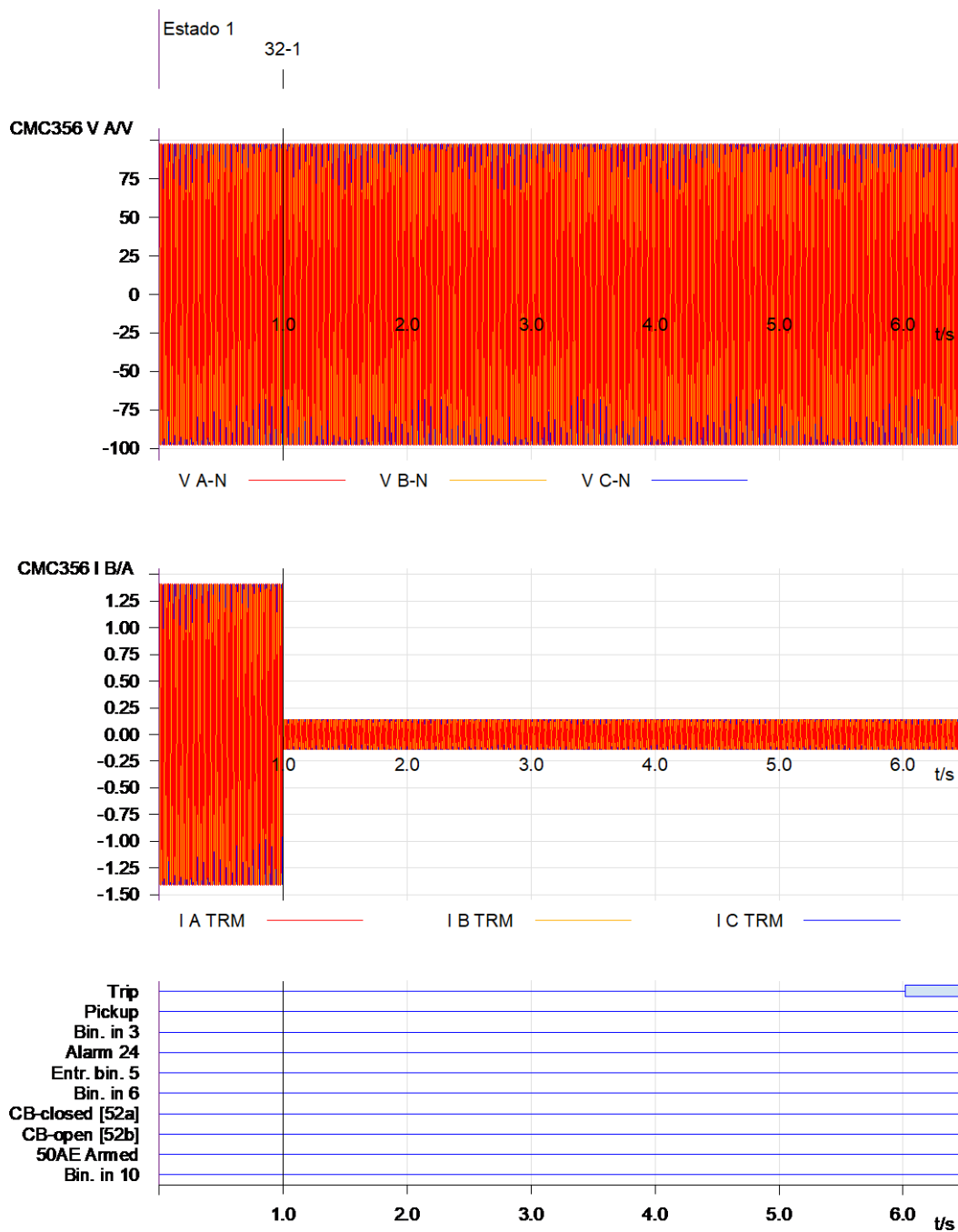
Estado	Estado 1	32-1
V A-N	69.28 V 0.00 ° 60.000 Hz	69.28 V 0.00 ° 60.000 Hz
V B-N	69.28 V -120.00 ° 60.000 Hz	69.28 V -120.00 ° 60.000 Hz
V C-N	69.28 V 120.00 ° 60.000 Hz	69.28 V 120.00 ° 60.000 Hz
I A TRM	1.000 A 0.00 ° 60.000 Hz	100.0 mA 180.00 ° 60.000 Hz
I B TRM	1.000 A -120.00 ° 60.000 Hz	100.0 mA 60.00 ° 60.000 Hz
I C TRM	1.000 A 120.00 ° 60.000 Hz	100.0 mA -60.00 ° 60.000 Hz

Resultados de la prueba

Evaluación de tiempo

Nombre	Ignorar antes	Inicio	Fin	tnom.	tdevs-	tdevs+	treal	tdevs.	Eval.
32-1	32-1	32-1	Trip 0>1	5.000 s	500.0 ms	500.0 ms	5.014 s	13.90 ms	+

Eval.: + .. Correcto x .. Incorrecto o .. No evaluado



Estado de la
prueba:
Prueba correcta

8.3) [32] Reversal power State 2:

Ajustes de la prueba

Estado	Estado 1	32-1
--------	----------	------

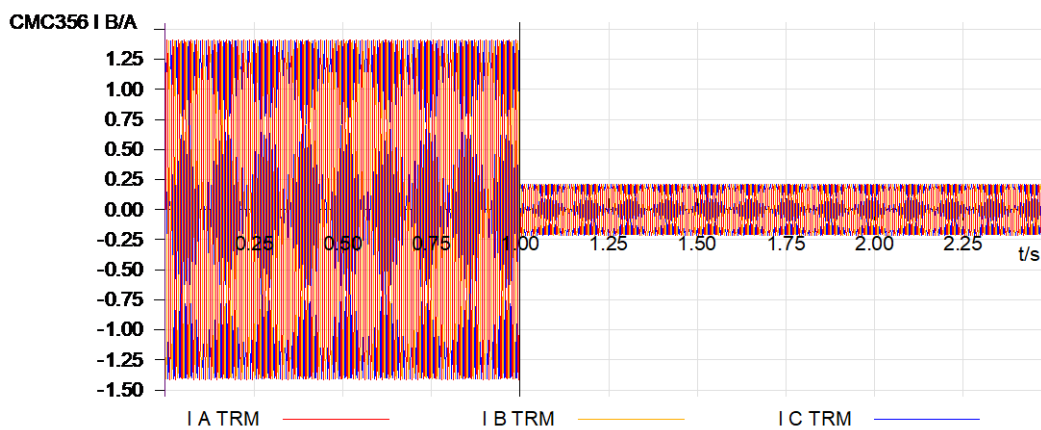
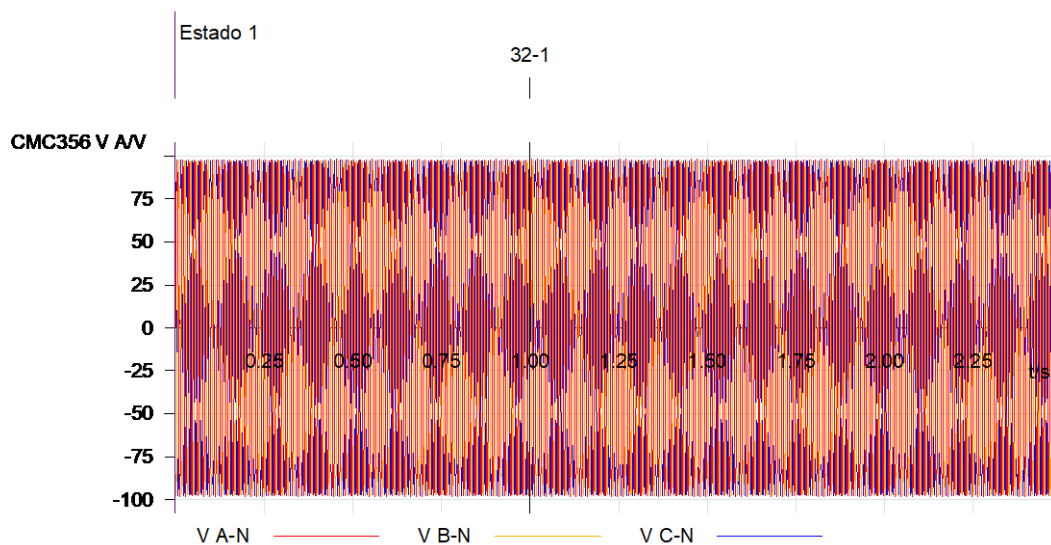
V A-N	69.28 V 0.00 ° 60.000 Hz	69.28 V 0.00 ° 60.000 Hz
V B-N	69.28 V -120.00 ° 60.000 Hz	69.28 V -120.00 ° 60.000 Hz
V C-N	69.28 V 120.00 ° 60.000 Hz	69.28 V 120.00 ° 60.000 Hz
I A TRM	1.000 A 0.00 ° 60.000 Hz	150.0 mA 180.00 ° 60.000 Hz
I B TRM	1.000 A -120.00 ° 60.000 Hz	150.0 mA 60.00 ° 60.000 Hz
I C TRM	1.000 A 120.00 ° 60.000 Hz	150.0 mA -60.00 ° 60.000 Hz

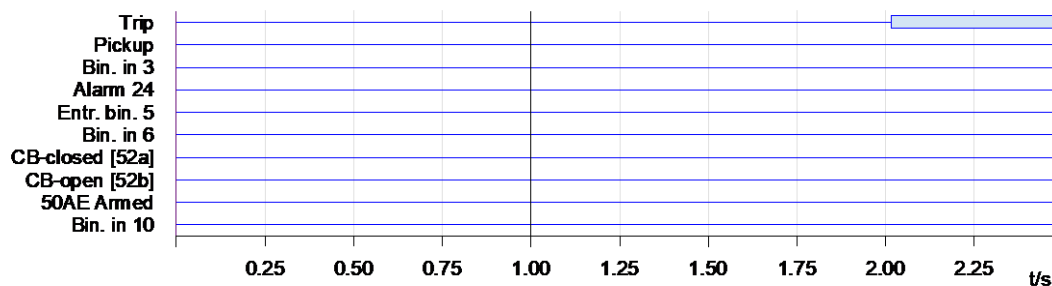
Resultados de la prueba

Evaluación de tiempo

Nombre	Ignorar antes	Inicio	Fin	tnom.	tdesv-	tdesv+	treal	tdesv.	Eval.
32-1	32-1	32-1	Trip 0>1	1.000 s	500.0 ms	500.0 ms	1.016 s	15.60 ms	+

Eval.: + .. Correcto x .. Incorrecto o .. No evaluado





Estado de la
prueba:
Prueba correcta

9) [87G] Generator Differential Protection:

9.1) [87G] Internal Stability:

9.1.1) [87G] Phasor internal stability:

Resultados de la prueba

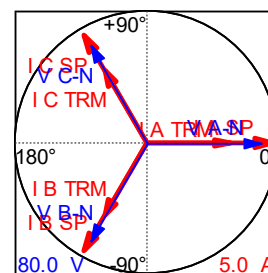
Título: Estabilizacion Side TRM - Side SP

Cálculo de falta:

Modo de entrada en tabla	Parámetros (Todos los valores son secundarios)			
Directo	V A-N	69.28 V	0.00 °	60.000 Hz
	V B-N	69.28 V	-120.00 °	60.000 Hz
	V C-N	69.28 V	120.00 °	60.000 Hz
	I A SP	4.770 A	0.00 °	60.000 Hz
	I B SP	4.770 A	-120.00 °	60.000 Hz
	I C SP	4.770 A	120.00 °	60.000 Hz

Ajustes del generador

V A-N	69.280V	0.00°
V B-N	69.280V	-120.00°
V C-N	69.280V	120.00°
I A SP	4.770A	0.00°
I B SP	4.770A	-120.00°
I C SP	4.770A	120.00°
I A TRM	3.180A	0.00°
I B TRM	3.180A	-120.00°
I C TRM	3.180A	120.00°



Resumen

1 pruebas correctas, 0 pruebas incorrectas, 0 pruebas no evaluadas

100.00% correcto

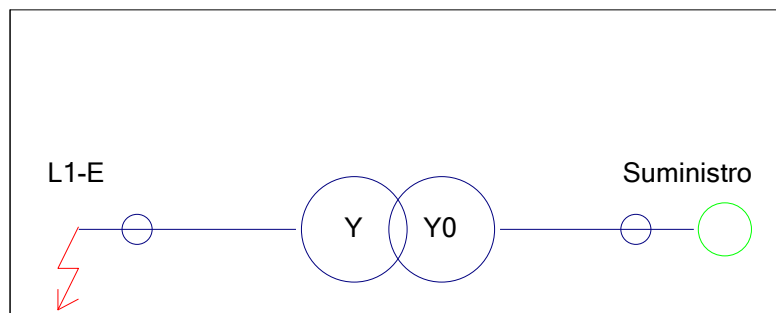
Prueba correcta

9.2) [87G] External Stability:

9.2.1) [87G] Diff external fault at TRM A-N:

Gráfico:

Diagrama Unifilar del equipo protegido (YY0)



Resultados de la prueba de tipo de falta L1-E en ubicación de falta Primario

I_pru = 0.20 In

Estado: Probado

Resultado: Correcta

Fase	I _{med_diff}	I _{med_pol}
L1	0.000 In	0.000 In
L2	0.000 In	0.000 In
L3	0.000 In	0.000 In

I_pru = 0.50 In

Estado: Probado

Resultado: Correcta

Fase	I _{med_diff}	I _{med_pol}
L1	0.000 In	0.000 In
L2	0.000 In	0.000 In
L3	0.000 In	0.000 In

I_pru = 0.75 In

Estado: Probado

Resultado: Correcta

Fase	I _{med_diff}	I _{med_pol}
L1	0.000 In	0.000 In
L2	0.000 In	0.000 In
L3	0.000 In	0.000 In

I_pru = 1.00 In

Estado: Probado

Resultado: Correcta

Fase	I _{med_diff}	I _{med_pol}
L1	0.000 In	0.000 In
L2	0.000 In	0.000 In
L3	0.000 In	0.000 In

I_pru = 1.50 In

Estado: Probado

Resultado: Correcta

Fase	I _{med_diff}	I _{med_pol}
L1	0.000 In	0.000 In
L2	0.000 In	0.000 In
L3	0.000 In	0.000 In

Estado de la prueba:
Prueba correcta

5 de 5 puntos
probados. 5 puntos
correctos. 0 puntos
incorrectos.

9.2.2) [87G] Diff external fault at TRM A-B:

Resultados de la prueba de tipo de falta L1-L2 en ubicación de falta Primario

I_pru = 0.20 In Estado: Probado Resultado: Correcta

Fase	I _{med_diff}	I _{med_pol}
L1	0.000 In	0.000 In
L2	0.000 In	0.000 In
L3	0.000 In	0.000 In

I_pru = 0.50 In Estado: Probado Resultado: Correcta

Fase	I _{med_diff}	I _{med_pol}
L1	0.000 In	0.000 In
L2	0.000 In	0.000 In
L3	0.000 In	0.000 In

I_pru = 0.75 In Estado: Probado Resultado: Correcta

Fase	I _{med_diff}	I _{med_pol}
L1	0.000 In	0.000 In
L2	0.000 In	0.000 In
L3	0.000 In	0.000 In

I_pru = 1.00 In Estado: Probado Resultado: Correcta

Fase	I _{med_diff}	I _{med_pol}
L1	0.000 In	0.000 In
L2	0.000 In	0.000 In
L3	0.000 In	0.000 In

I_pru = 1.50 In Estado: Probado Resultado: Correcta

Fase	I _{med_diff}	I _{med_pol}
L1	0.000 In	0.000 In
L2	0.000 In	0.000 In
L3	0.000 In	0.000 In

Estado de la prueba:
Prueba correcta

5 de 5 puntos
probados. 5 puntos
correctos. 0 puntos
incorrectos.

9.2.3) [87G] Diff external fault at TRM A-B-C:

Resultados de la prueba de tipo de falta L1-L2-L3 en ubicación de falta Primario

I_pru = 0.20 In Estado: Probado Resultado: Correcta

Fase	I _{med_diff}	I _{med_pol}
L1	0.000 In	0.000 In
L2	0.000 In	0.000 In
L3	0.000 In	0.000 In

I_pru = 0.50 In Estado: Probado Resultado: Correcta

Fase	I _{med_diff}	I _{med_pol}
L1	0.000 In	0.000 In
L2	0.000 In	0.000 In
L3	0.000 In	0.000 In

Ipru = 0.75 In Estado: Probado

Resultado: Correcta

Fase	Imed_diff	Imed_pol
L1	0.000 In	0.000 In
L2	0.000 In	0.000 In
L3	0.000 In	0.000 In

Ipru = 1.00 In Estado: Probado

Resultado: Correcta

Fase	Imed_diff	Imed_pol
L1	0.000 In	0.000 In
L2	0.000 In	0.000 In
L3	0.000 In	0.000 In

Ipru = 1.50 In Estado: Probado

Resultado: Correcta

Fase	Imed_diff	Imed_pol
L1	0.000 In	0.000 In
L2	0.000 In	0.000 In
L3	0.000 In	0.000 In

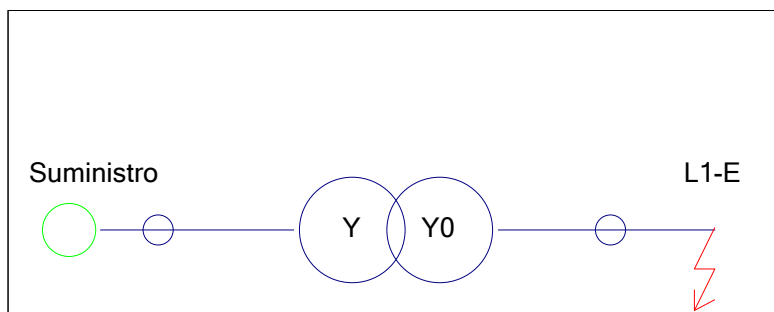
Estado de la prueba:
Prueba correcta

5 de 5 puntos
probados. 5 puntos
correctos. 0 puntos
incorrectos.

9.2.4) [87G] Diff external fault at SP A-N:

Gráfico:

Diagrama Unifilar del equipo protegido (YY0)



Resultados de la prueba de tipo de falta L1-E en ubicación de falta Secundario

Ipru = 0.20 In Estado: Probado

Resultado: Correcta

Fase	Imed_diff	Imed_pol
L1	0.000 In	0.000 In
L2	0.000 In	0.000 In
L3	0.000 In	0.000 In

Ipru = 0.50 In Estado: Probado

Resultado: Correcta

Fase	Imed_diff	Imed_pol
L1	0.000 In	0.000 In
L2	0.000 In	0.000 In
L3	0.000 In	0.000 In

Ipru = 0.75 In Estado: Probado

Resultado: Correcta

Fase	Imed_diff	Imed_pol
L1	0.000 In	0.000 In
L2	0.000 In	0.000 In
L3	0.000 In	0.000 In

Ipru = 1.00 In**Estado: Probado****Resultado: Correcta**

Fase	Imed_diff	Imed_pol
L1	0.000 In	0.000 In
L2	0.000 In	0.000 In
L3	0.000 In	0.000 In

Ipru = 1.50 In**Estado: Probado****Resultado: Correcta**

Fase	Imed_diff	Imed_pol
L1	0.000 In	0.000 In
L2	0.000 In	0.000 In
L3	0.000 In	0.000 In

Estado de la prueba:**Prueba correcta**

5 de 5 puntos

probados. 5 puntos

correctos. 0 puntos

incorrectos.

9.2.5) [87G] Diff external fault at SP A-B:**Resultados de la prueba de tipo de falta L1-L2 en ubicación de falta Secundario****Ipru = 0.20 In****Estado: Probado****Resultado: Correcta**

Fase	Imed_diff	Imed_pol
L1	0.000 In	0.000 In
L2	0.000 In	0.000 In
L3	0.000 In	0.000 In

Ipru = 0.50 In**Estado: Probado****Resultado: Correcta**

Fase	Imed_diff	Imed_pol
L1	0.000 In	0.000 In
L2	0.000 In	0.000 In
L3	0.000 In	0.000 In

Ipru = 0.75 In**Estado: Probado****Resultado: Correcta**

Fase	Imed_diff	Imed_pol
L1	0.000 In	0.000 In
L2	0.000 In	0.000 In
L3	0.000 In	0.000 In

Ipru = 1.00 In**Estado: Probado****Resultado: Correcta**

Fase	Imed_diff	Imed_pol
L1	0.000 In	0.000 In
L2	0.000 In	0.000 In
L3	0.000 In	0.000 In

Ipru = 1.50 In**Estado: Probado****Resultado: Correcta**

Fase	Imed_diff	Imed_pol
L1	0.000 In	0.000 In
L2	0.000 In	0.000 In
L3	0.000 In	0.000 In

Estado de la prueba:

Prueba correcta

5 de 5 puntos
 probados. 5 puntos
 correctos. 0 puntos
 incorrectos.

9.2.6) [87TG] Diff external fault at SP A-B-C:**Resultados de la prueba de tipo de falta L1-L2-L3 en ubicación de falta Secundario****I_pru = 0.20 In Estado: Probado****Resultado: Correcta**

Fase	Imed_diff	Imed_pol
L1	0.000 In	0.000 In
L2	0.000 In	0.000 In
L3	0.000 In	0.000 In

I_pru = 0.50 In Estado: Probado**Resultado: Correcta**

Fase	Imed_diff	Imed_pol
L1	0.000 In	0.000 In
L2	0.000 In	0.000 In
L3	0.000 In	0.000 In

I_pru = 0.75 In Estado: Probado**Resultado: Correcta**

Fase	Imed_diff	Imed_pol
L1	0.000 In	0.000 In
L2	0.000 In	0.000 In
L3	0.000 In	0.000 In

I_pru = 1.00 In Estado: Probado**Resultado: Correcta**

Fase	Imed_diff	Imed_pol
L1	0.000 In	0.000 In
L2	0.000 In	0.000 In
L3	0.000 In	0.000 In

I_pru = 1.50 In Estado: Probado**Resultado: Correcta**

Fase	Imed_diff	Imed_pol
L1	0.000 In	0.000 In
L2	0.000 In	0.000 In
L3	0.000 In	0.000 In

Estado de la prueba:
Prueba correcta

5 de 5 puntos
 probados. 5 puntos
 correctos. 0 puntos
 incorrectos.

9.3) [87G] Pickup TRM:**9.3.1) [87G] Differential pickup TRM A-B-C:****Ajustes de la prueba****Magnitudes en rampa**

I A TRM; B TRM; C TRM / Magnitud

Estados de rampa

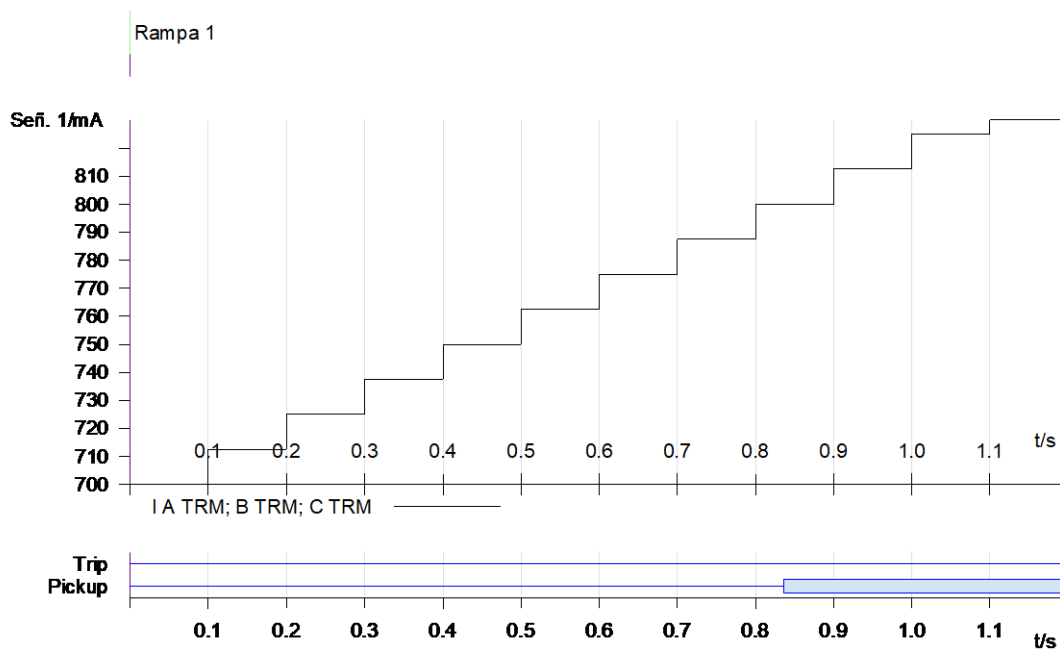
Rampa	Rampa 1
-------	---------

I A SP	0.00 A 0.00 ° 60.000 Hz
I B SP	0.00 A -120.00 ° 60.000 Hz
I C SP	0.00 A 120.00 ° 60.000 Hz
I A TRM	700.0 mA 0.00 ° 60.000 Hz
I B TRM	700.0 mA -120.00 ° 60.000 Hz
I C TRM	700.0 mA 120.00 ° 60.000 Hz
Forzar fases abs.	Sí
Señ. 1 Desde	700.0 mA
Señ. 1 Hasta	830.0 mA
Señ. 1 Delta	12.50 mA
Señ. 1 d/dt	125.0 mA/s
dt por paso	100.0 ms
Pasos de rampa	12
Tiempo de rampa	1.200s

Resultados de la evaluación

Nombre / ejec.	Rampa	Condición	Señ.	Nom.	Real	Tol.-	Tol.+	Desv.	Eval.	treal
Pickup TRM	Rampa 1	Pickup 0->1	I A TRM; B TRM; C TRM	795.1 mA	800.0 mA	50.00 mA	50.00 mA	4.900 mA	+	36.40 ms

Eval.: + .. Correcto x .. Incorrecto o .. No evaluado



Estado de la prueba:

Prueba correcta

9.4) [87G] Pickup SP:

9.4.1) [87G] Differential pickup SP A-B-C:

Ajustes de la prueba

Magnitudes en rampa

I A SP; B SP; C SP / Magnitud

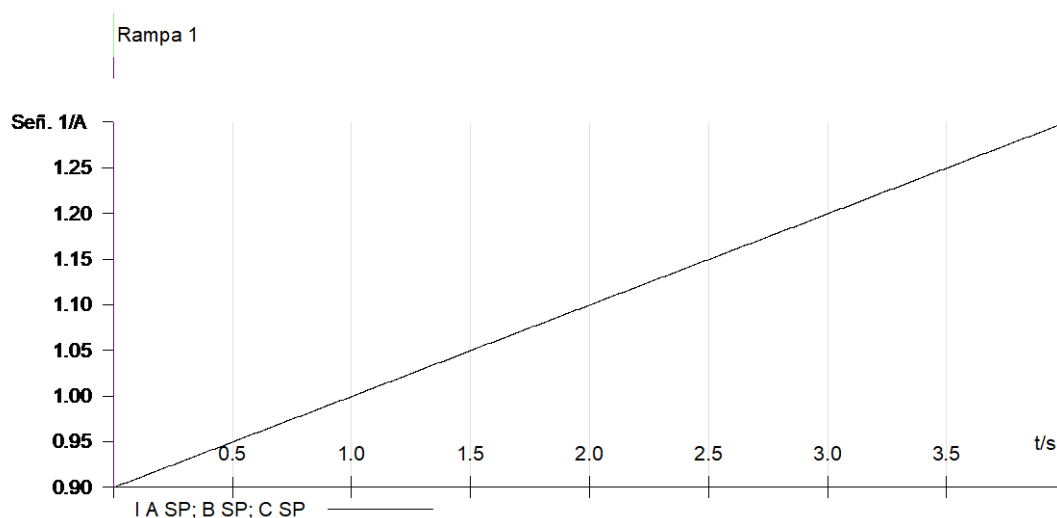
Estados de rampa

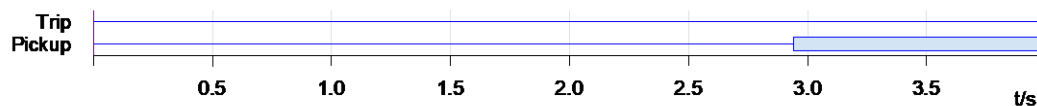
Rampa	Rampa 1
I A SP	900.0 mA 0.00 ° 60.000 Hz
I B SP	900.0 mA -120.00 ° 60.000 Hz
I C SP	900.0 mA 120.00 ° 60.000 Hz
I A TRM	0.00 A 0.00 ° 60.000 Hz
I B TRM	0.00 A -120.00 ° 60.000 Hz
I C TRM	0.00 A 120.00 ° 60.000 Hz
Forzar fases abs.	Sí
Señ. 1 Desde	900.0 mA
Señ. 1 Hasta	1.300 A
Señ. 1 Delta	1.000 mA
Señ. 1 d/dt	100.0 mA/s
dt por paso	10.00 ms
Pasos de rampa	401
Tiempo de rampa	4.010s

Resultados de la evaluación

Nombre / ejec.	Rampa	Condición	Señ.	Nom.	Real	Tol.-	Tol.+	Desv.	Eval.	treal
Pickup SP	Rampa 1	Pickup 0->1	I A SP; B SP; C SP	1.193 A	1.194 A	50.00 mA	50.00 mA	1.000 mA	+	400.0 µs

Eval.: + .. Correcto x .. Incorrecto o .. No evaluado





Estado de la
prueba:
Prueba correcta

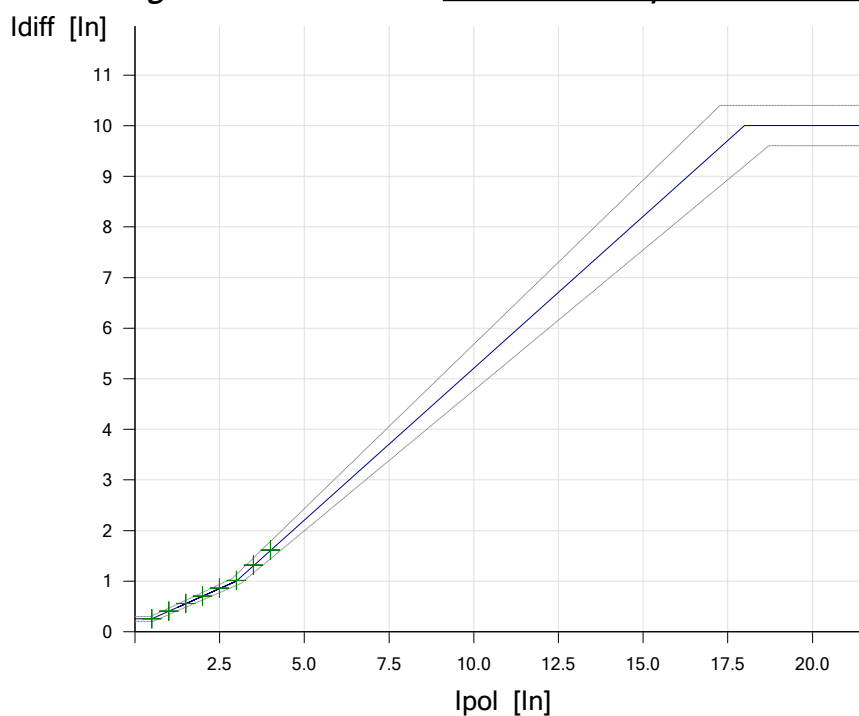
9.5) [87G] Operating characteristic:

9.5.1 [87G] Diff operating characteristic A-N:

Resultados de la prueba de ubicación de falta L1-E en el lado de referencia Primario

I _{pol}	I _{diff} Nominal	I _{diff} real	Desv (rel)	Desv (abs)	Prueba de verificación	Estado	Resultado
0.50 In	0.250 In	0.254 In	1.62 %	0.0041 In		Probado	Correcta
1.00 In	0.400 In	0.404 In	1.02 %	0.0041 In		Probado	Correcta
1.50 In	0.550 In	0.554 In	0.78 %	0.0043 In		Probado	Correcta
2.00 In	0.700 In	0.705 In	0.67 %	0.0047 In		Probado	Correcta
2.50 In	0.850 In	0.858 In	0.90 %	0.0076 In		Probado	Correcta
3.00 In	1.000 In	1.012 In	1.20 %	0.0120 In		Probado	Correcta
3.50 In	1.300 In	1.314 In	1.10 %	0.0143 In		Probado	Correcta
4.00 In	1.600 In	1.614 In	0.87 %	0.0138 In		Probado	Correcta

Diagrama de la característica de operación



Estado de la prueba:
Prueba correcta
8 de 8 puntos
probados. 8 puntos

correctos. 0 puntos
incorrectos.

9.5.2 [87G] Diff operating characteristic A-B:

Resultados de la prueba de ubicación de falta L1-L2 en el lado de referencia Primario

Ip _{ol}	Idiff Nominal	Idiff real	Desv (rel)	Desv (abs)	Prueba de verificación	Estado	Resultado
0.50 In	0.250 In	0.254 In	1.62 %	0.0041 In		Probado	Correcta
1.00 In	0.400 In	0.404 In	1.02 %	0.0041 In		Probado	Correcta
1.50 In	0.550 In	0.554 In	0.78 %	0.0043 In		Probado	Correcta
2.00 In	0.700 In	0.705 In	0.67 %	0.0047 In		Probado	Correcta
2.50 In	0.850 In	0.858 In	0.90 %	0.0076 In		Probado	Correcta
3.00 In	1.000 In	1.012 In	1.20 %	0.0120 In		Probado	Correcta
3.50 In	1.300 In	1.314 In	1.10 %	0.0143 In		Probado	Correcta
4.00 In	1.600 In	1.614 In	0.87 %	0.0138 In		Probado	Correcta

Estado de la prueba:

Prueba correcta
8 de 8 puntos
probados. 8 puntos
correctos. 0 puntos
incorrectos.

9.5.3 [87G] Diff operating characteristic A-B-C:

Resultados de la prueba de ubicación de falta L1-L2-L3 en el lado de referencia Primario

Ip _{ol}	Idiff Nominal	Idiff real	Desv (rel)	Desv (abs)	Prueba de verificación	Estado	Resultado
0.50 In	0.250 In	0.254 In	1.62 %	0.0041 In		Probado	Correcta
1.00 In	0.400 In	0.404 In	1.02 %	0.0041 In		Probado	Correcta
1.50 In	0.550 In	0.554 In	0.78 %	0.0043 In		Probado	Correcta
2.00 In	0.700 In	0.705 In	0.67 %	0.0047 In		Probado	Correcta
2.50 In	0.850 In	0.858 In	0.90 %	0.0076 In		Probado	Correcta
3.00 In	1.000 In	1.012 In	1.20 %	0.0120 In		Probado	Correcta
3.50 In	1.300 In	1.314 In	1.10 %	0.0143 In		Probado	Correcta
4.00 In	1.600 In	1.614 In	0.87 %	0.0138 In		Probado	Correcta

Estado de la prueba:

Prueba correcta
8 de 8 puntos
probados. 8 puntos
correctos. 0 puntos
incorrectos.

9.6) [87T] Trip time characteristic:

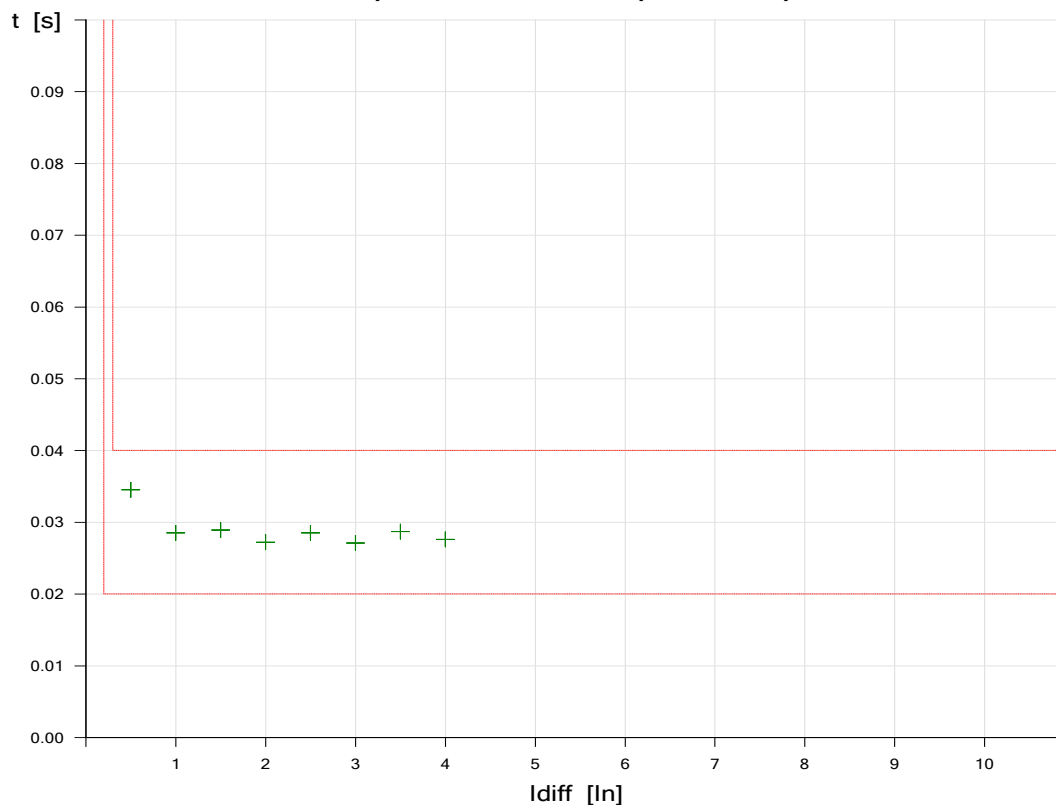
9.6.1 [87G] Diff trip time characteristic A-B-C:

Resultados de la prueba de tipo de falta L1-L2-L3 en el lado de referencia Primario

Idiff	Ip _{ol}	t de disparo nominal	t de disparo real	Desv (rel)	Desv (abs)	Estado	Resultado
0.50 In	0.50 In	0.0300 s	0.0345 s	15.00 %	0.0045 s	Probado	Correcta
1.00 In	1.00 In	0.0300 s	0.0285 s	5.00 %	-0.0015 s	Probado	Correcta

1.50 In	1.50 In	0.0300 s	0.0289 s	3.67 %	-0.0011 s	Probado	Correcta
2.00 In	2.00 In	0.0300 s	0.0272 s	9.33 %	-0.0028 s	Probado	Correcta
2.50 In	2.50 In	0.0300 s	0.0285 s	5.00 %	-0.0015 s	Probado	Correcta
3.00 In	3.00 In	0.0300 s	0.0271 s	9.67 %	-0.0029 s	Probado	Correcta
3.50 In	3.50 In	0.0300 s	0.0287 s	4.33 %	-0.0013 s	Probado	Correcta
4.00 In	4.00 In	0.0300 s	0.0276 s	8.00 %	-0.0024 s	Probado	Correcta

Plano de pruebas del tiempo de disparo



Estado:

8 de 8 puntos probados. 8 puntos correctos. 0 puntos incorrectos.

Evaluación general: Prueba correcta

9.6.2 [87G] Diff trip time characteristic A-B:

Resultados de la prueba de tipo de falta L1-L2 en el lado de referencia Primario

Idiff	Ipol	t de disparo nominal	t de disparo real	Desv (rel)	Desv (abs)	Estado	Resultado
0.50 In	0.50 In	0.0300 s	0.0357 s	19.00 %	0.0057 s	Probado	Correcta
1.00 In	1.00 In	0.0300 s	0.0317 s	5.67 %	0.0017 s	Probado	Correcta
1.50 In	1.50 In	0.0300 s	0.0290 s	3.33 %	-0.0010 s	Probado	Correcta
2.00 In	2.00 In	0.0300 s	0.0303 s	1.00 %	0.0003 s	Probado	Correcta
2.50 In	2.50 In	0.0300 s	0.0290 s	3.33 %	-0.0010 s	Probado	Correcta
3.00 In	3.00 In	0.0300 s	0.0291 s	3.00 %	-0.0009 s	Probado	Correcta
3.50 In	3.50 In	0.0300 s	0.0299 s	0.33 %	-0.0001 s	Probado	Correcta
4.00 In	4.00 In	0.0300 s	0.0289 s	3.67 %	-0.0011 s	Probado	Correcta

Estado:

8 de 8 puntos probados. 8 puntos correctos. 0 puntos incorrectos.

Evaluación general: Prueba correcta

9.6.3 [87G] Diff trip time characteristic A-N:

Resultados de la prueba de tipo de falta L1-E en el lado de referencia Primario

Idiff	Ipól	t de disparo nominal	t de disparo real	Desv (rel)	Desv (abs)	Estado	Resultado
0.50 In	0.50 In	0.0300 s	0.0375 s	25.00 %	0.0075 s	Probado	Correcta
1.00 In	1.00 In	0.0300 s	0.0318 s	6.00 %	0.0018 s	Probado	Correcta
1.50 In	1.50 In	0.0300 s	0.0294 s	2.00 %	-0.0006 s	Probado	Correcta
2.00 In	2.00 In	0.0300 s	0.0293 s	2.33 %	-0.0007 s	Probado	Correcta
2.50 In	2.50 In	0.0300 s	0.0287 s	4.33 %	-0.0013 s	Probado	Correcta
3.00 In	3.00 In	0.0300 s	0.0289 s	3.67 %	-0.0011 s	Probado	Correcta
3.50 In	3.50 In	0.0300 s	0.0286 s	4.67 %	-0.0014 s	Probado	Correcta
4.00 In	4.00 In	0.0300 s	0.0281 s	6.33 %	-0.0019 s	Probado	Correcta

Estado:

8 de 8 puntos probados. 8 puntos correctos. 0 puntos incorrectos.

Evaluación general: Prueba correcta

10) [25] Syncrochek:

10.1) [25] Syncrochek:

Ajustes de la prueba

Estado	DB-LL	DB-DL
V A-N BARRA	13.86 V 0.00 ° 60.000 Hz	13.86 V 0.00 ° 60.000 Hz
V B-N BARRA	13.86 V -120.00 ° 60.000 Hz	13.86 V -120.00 ° 60.000 Hz
V C-N BARRA	13.86 V 120.00 ° 60.000 Hz	13.86 V 120.00 ° 60.000 Hz
V(2)-1 LINEA	96.90 V 0.00 ° 60.000 Hz	24.00 V 0.00 ° 60.000 Hz

Resultados de la prueba

Evaluación de tiempo

Nombre	Ignorar antes	Inicio	Fin	tnom.	tdevs-	tdevs+	treal	tdevs.	Eval.
25A_Close command	DB-LL	DB-DL	Trip 0>1	100.0 ms	100.0 ms	100.0 ms	137.7 ms	37.70 ms	+

Eval.: + .. Correcto x .. Incorrecto o .. No evaluado

Estado de la

prueba:

Prueba correcta

11) [40] Underexcitation:

11.1) [40] Underpower pickup:

Ajustes de la prueba

Magnitudes en rampa

V A-N; B-N; C-N / Magnitud

Estados de rampa

Rampa	Rampa 1
V A-N	33.00 V 0.00 ° 60.000 Hz
V B-N	33.00 V -120.00 ° 60.000 Hz
V C-N	33.00 V 120.00 ° 60.000 Hz
I A TRM	1.000 A 90.00 ° 60.000 Hz
I B TRM	1.000 A -30.00 ° 60.000 Hz
I C TRM	1.000 A -150.00 ° 60.000 Hz
Forzar fases abs.	No
Señ. 1 Desde	33.00 V
Señ. 1 Hasta	25.00 V
Señ. 1 Delta	-212.6 mV
Señ. 1 d/dt	-327.1 mV/s
dt por paso	650.0 ms
Pasos de rampa	39
Tiempo de rampa	25.350s

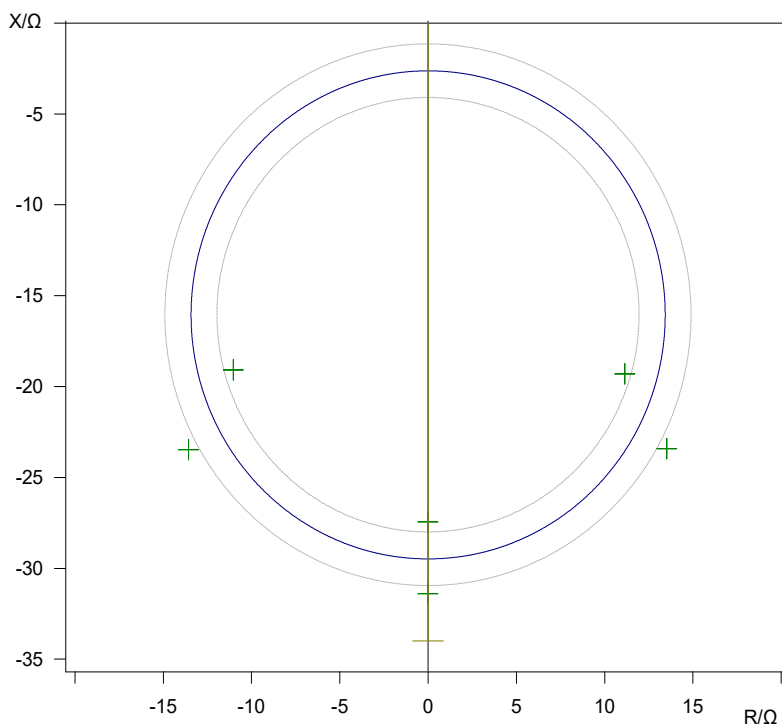
Resultados de la evaluación

Nombre / ejec.	Rampa	Condición	Señ.	Nom.	Real	Tol.-	Tol.+	Desv.	Eval.	treal
Arranque 40	Rampa 1	Pickup 0->1	V A-N; B-N; C-N	29.48 V	29.81 V	500.0 mV	500.0 mV	331.0 mV	+	246.3 ms

Eval.: + .. Correcto x .. Incorrecto o .. No evaluado

Estado de la prueba:**Prueba correcta****11.2) [40] Underpower trip times:****Resultados de la prueba****Prueba de disparo: tipo de falta L1-L2-L3**

Z	Phi	%	% de	t _{nom.}	t _{real}	Desv.	I _{pru}	Resultado
22.06 Ω	-120.00 °	n/a		500.0 ms	509.0 ms	1.802 %	5.000 A	Correcta
27.12 Ω	-120.00 °	n/a		no disparó	no disparó	n/a	5.000 A	Correcta
27.45 Ω	-90.00 °	n/a		500.0 ms	533.1 ms	6.62 %	5.000 A	Correcta
31.40 Ω	-90.00 °	n/a		no disparó	no disparó	n/a	5.000 A	Correcta
22.31 Ω	-60.00 °	n/a		500.0 ms	523.2 ms	4.644 %	5.000 A	Correcta
27.06 Ω	-60.00 °	n/a		no disparó	no disparó	n/a	5.000 A	Correcta



Estado de la prueba:
Prueba correcta

Anexo I: Reporte de Pruebas del Relé de Protecciones ABB RET615 del Transformador de Potencia.

1. Inyecciones en Transformadores de Corriente:

1.1) [CT_W1] Inyeccion Corriente CT_20KV:

Resultados de la prueba

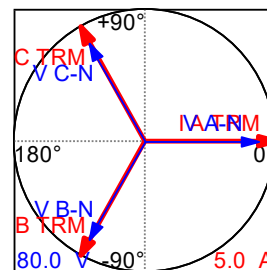
Título: Medicion TC 20KV_300/5A

Cálculo de falta:

Modo de entrada en tabla	Parámetros (Todos los valores son secundarios)			
Directo	V A-N	69.28 V	0.00 °	60.000 Hz
	V B-N	69.28 V	-120.00 °	60.000 Hz
	V C-N	69.28 V	120.00 °	60.000 Hz
	I A SP	0.00 A	0.00 °	60.000 Hz
	I B SP	0.00 A	-120.00 °	60.000 Hz
	I C SP	0.00 A	120.00 °	60.000 Hz

Ajustes del generador

V A-N	69.280V	0.00°
V B-N	69.280V	-120.00°
V C-N	69.280V	120.00°
I A SP	0.000A	0.00°
I B SP	0.000A	-120.00°
I C SP	0.000A	120.00°
I A TRM	5.000A	0.00°
I B TRM	5.000A	-120.00°
I C TRM	5.000A	120.00°



Resumen

1 pruebas correctas, 0 pruebas incorrectas, 0 pruebas no evaluadas 100.00% correcto

Prueba correcta

1.2) [CT_W2] Inyeccion Corriente CT_4.16KV:

Resultados de la prueba

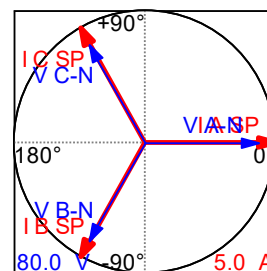
Título: Medicion TC 4.16KV-600/5A

Cálculo de falta:

Modo de entrada en tabla	Parámetros (Todos los valores son secundarios)			
Directo	V A-N	69.28 V	0.00 °	60.000 Hz
	V B-N	69.28 V	-120.00 °	60.000 Hz
	V C-N	69.28 V	120.00 °	60.000 Hz
	I A SP	5.000 A	0.00 °	60.000 Hz
	I B SP	5.000 A	-120.00 °	60.000 Hz
	I C SP	5.000 A	120.00 °	60.000 Hz
	I C SP	5.000 A	120.00 °	60.000 Hz

Ajustes del generador

V A-N	69.282V	0.00°
V B-N	69.282V	-120.00°
V C-N	69.282V	120.00°
I A SP	5.000A	0.00°
I B SP	5.000A	-120.00°
I C SP	5.000A	120.00°
I A TRM	0.000A	0.00°
I B TRM	0.000A	-120.00°
I C TRM	0.000A	120.00°



Resumen

1 pruebas correctas, 0 pruebas incorrectas, 0 pruebas no evaluadas 100.00% correcto

Prueba correcta

1.3) [VT_BARRA] Inyeccion Tension :

Resultados de la prueba

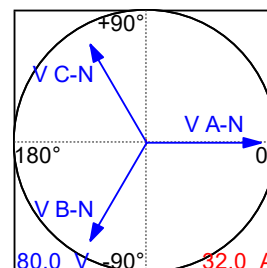
Título: Medicion de Tension VT BARRA_4.16/0.120KV

Cálculo de falta:

Modo de entrada en tabla	Parámetros (Todos los valores son secundarios)			
Directo	V A-N	69.28 V	0.00 °	60.000 Hz
	V B-N	69.28 V	-120.00 °	60.000 Hz
	V C-N	69.28 V	120.00 °	60.000 Hz
	I A SP	0.00 A	0.00 °	60.000 Hz
	I B SP	0.00 A	-120.00 °	60.000 Hz
	I C SP	0.00 A	120.00 °	60.000 Hz

Ajustes del generador

V A-N	69.282V	0.00°
V B-N	69.282V	-120.00°
V C-N	69.282V	120.00°
I A SP	0.000A	0.00°
I B SP	0.000A	-120.00°
I C SP	0.000A	120.00°



Resumen

1 pruebas correctas, 0 pruebas incorrectas, 0 pruebas no evaluadas 100.00% correcto

Prueba correcta

1.4) [CT_Io] Inyeccion Corriente CT_Neutro:

Resultados de la prueba

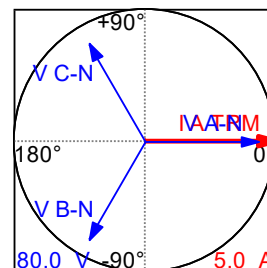
Título: Medicion TC Neutro 20KV_100/5A

Cálculo de falta:

Modo de entrada en tabla	Parámetros (Todos los valores son secundarios)			
Directo	V A-N	69.28 V	0.00 °	60.000 Hz
	V B-N	69.28 V	-120.00 °	60.000 Hz
	V C-N	69.28 V	120.00 °	60.000 Hz
	I A SP	0.00 A	0.00 °	60.000 Hz
	I B SP	0.00 A	-120.00 °	60.000 Hz
	I C SP	0.00 A	120.00 °	60.000 Hz

Ajustes del generador

V A-N	69.280V	0.00°
V B-N	69.280V	-120.00°
V C-N	69.280V	120.00°
I A SP	0.000A	0.00°
I B SP	0.000A	-120.00°
I C SP	0.000A	120.00°
I A TRM	5.000A	0.00°
I B TRM	0.000A	-120.00°
I C TRM	0.000A	120.00°



Resumen

1 pruebas correctas, 0 pruebas incorrectas, 0 pruebas no evaluadas

100.00% correcto

Prueba correcta

2) [51/50P] Phases Overcurrent 20.0kV:

2.1) [51/50P] Overcurrent pickup:

Ajustes de la prueba

Magnitudes en rampa

I A TRM; B TRM; C TRM / Magnitud

Estados de rampa

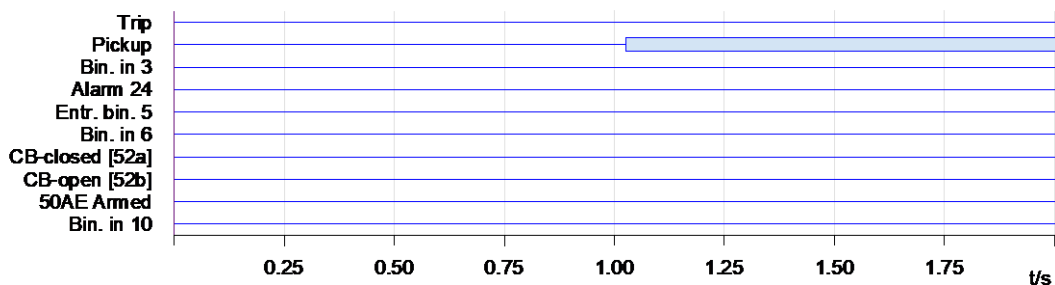
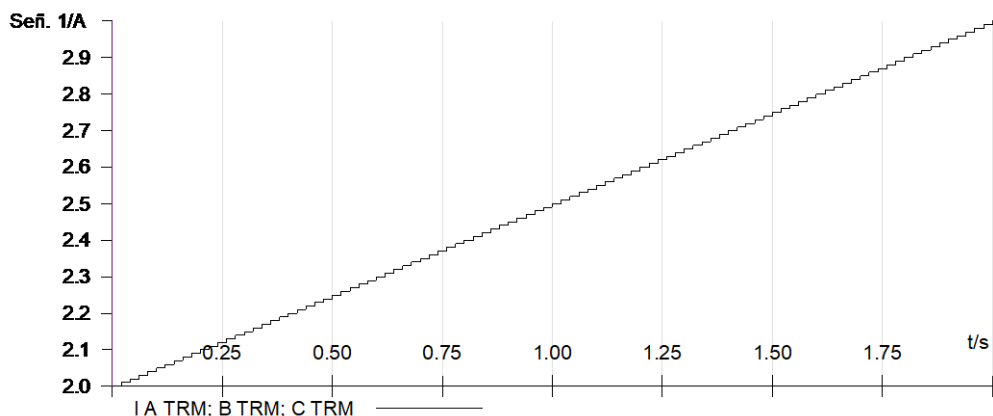
Rampa	Rampa 1
V A-N	69.28 V 0.00 ° 60.000 Hz
V B-N	69.28 V -120.00 ° 60.000 Hz
V C-N	69.28 V 120.00 ° 60.000 Hz
I A TRM	2.000 A 0.00 ° 60.000 Hz
I B TRM	2.000 A -120.00 ° 60.000 Hz
I C TRM	2.000 A 120.00 ° 60.000 Hz
Señ. 1 Desde	2.000 A
Señ. 1 Hasta	3.000 A
Señ. 1 Delta	10.00 mA
Señ. 1 d/dt	500.0 mA/s
dt por paso	20.00 ms
Pasos de rampa	101
Tiempo de rampa	2.020s

Resultados de la evaluación

Nombre / ejec.	Rampa	Condición	Señ.	Nom.	Real	Tol.-	Tol.+	Desv.	Eval.	treal
----------------	-------	-----------	------	------	------	-------	-------	-------	-------	-------

Arranque 51	Rampa 1	Pickup 0->1	I A TRM; B TRM; C TRM	2.500 A	2.510 A	100.0 mA	100.0 mA	10.00 mA	+	5.600 ms
-------------	---------	-------------	-----------------------	---------	---------	----------	----------	----------	---	----------

Eval.: + .. Correcto x .. Incorrecto o .. No evaluado



Estado de la prueba:
Prueba correcta

2.2) [51/50P] Overcurrent Trip times A-B-C: Equipo en prueba - Parámetros de sobrecorriente

Elementos - Fase:

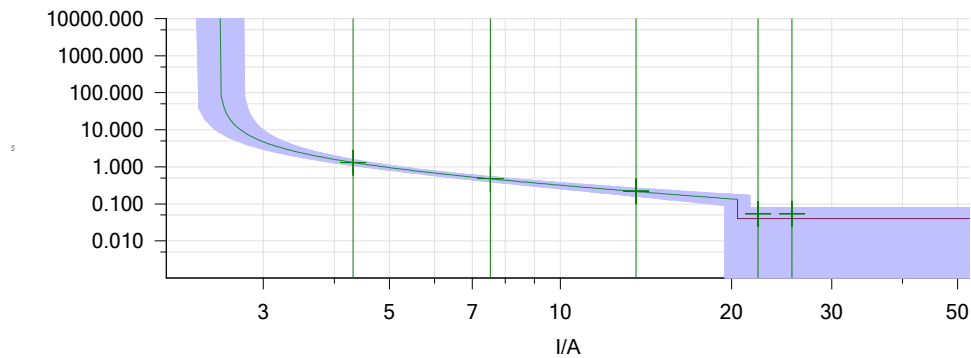
Activo	Nombre	Característica de disparo	I arranque	Tiempo	Relación de restauración:	Dirección
Sí	PHLPTOC1	IEC muy Inversa	0.50 Iref	0.07	0.95	No direccional
Sí	PHHPTOC1	IEC Tiempo definido	4.10 Iref	0.04 s	0.95	No direccional

Resultados de la prueba de disparo:

Tipo	Relativa a	Factor	Magnitud	Angulo	tnom.	treal	Desviación	Sobrecarga	Resultado
L1-L2-L3	PHLPTOC1	1.727	4.318 A	n/a	1.299 s	1.299 s	0.01630 %	No	Correcta
L1-L2-L3	PHLPTOC1	3.014	7.534 A	n/a	469.3 ms	472.9 ms	0.7587 %	No	Correcta
L1-L2-L3	PHLPTOC1	5.436	13.59 A	n/a	213.0 ms	221.2 ms	3.836 %	No	Correcta
L1-L2-L3	PHHPTOC1	1.086	22.27 A	n/a	40.00 ms	53.90 ms	34.75 %	No	Correcta
L1-L2-L3	PHHPTOC1	1.247	25.56 A	n/a	40.00 ms	53.60 ms	34.00 %	No	Correcta

Gráficos para tipos de falta:

Tipo	Ángulo
L1-L2-L3	n/a



Estado de la prueba:

5 de 5 puntos probados.
5 puntos correctos.
0 puntos incorrectos.

Prueba correcta

2.3) [51/50P] Overcurrent Trip times A-B: Equipo en prueba - Parámetros de sobrecorriente

Elementos - Fase:

Activo	Nombre	Característica de disparo	I arranque	Tiempo	Relación de restauración:	Dirección
Sí	PHLPTOC1	IEC muy Inversa	0.50 Iref	0.07	0.95	No direccional
Sí	PHHPTOC1	IEC Tiempo definido	4.10 Iref	0.04 s	0.95	No direccional

Resultados de la prueba de disparo:

Tipo	Relativa a	Factor	Magnitud	Ángulo	tnom.	treal	Desviación	Sobrecarga	Resultado
L1-L2	PHLPTOC1	1.727	4.318 A	n/a	1.299 s	1.294 s	-0.4224 %	No	Correcta
L1-L2	PHLPTOC1	3.014	7.534 A	n/a	469.3 ms	475.7 ms	1.355 %	No	Correcta
L1-L2	PHLPTOC1	5.436	13.59 A	n/a	213.0 ms	224.3 ms	5.292 %	No	Correcta
L1-L2	PHHPTOC1	1.086	22.27 A	n/a	40.00 ms	54.70 ms	36.75 %	No	Correcta
L1-L2	PHHPTOC1	1.247	25.56 A	n/a	40.00 ms	54.00 ms	35.00 %	No	Correcta

Estado de la prueba:

5 de 5 puntos probados.
5 puntos correctos.
0 puntos incorrectos.

Prueba correcta

2.4) [51/50P] Overcurrent Trip times A-N: Equipo en prueba - Parámetros de sobrecorriente

Elementos - Fase:

Activo	Nombre	Característica de disparo	I arranque	Tiempo	Relación de restauración:	Dirección
Sí	PHLPTOC1	IEC muy Inversa	0.50 Iref	0.07	0.95	No direccional
Sí	PHHPTOC1	IEC Tiempo definido	4.10 Iref	0.04 s	0.95	No direccional

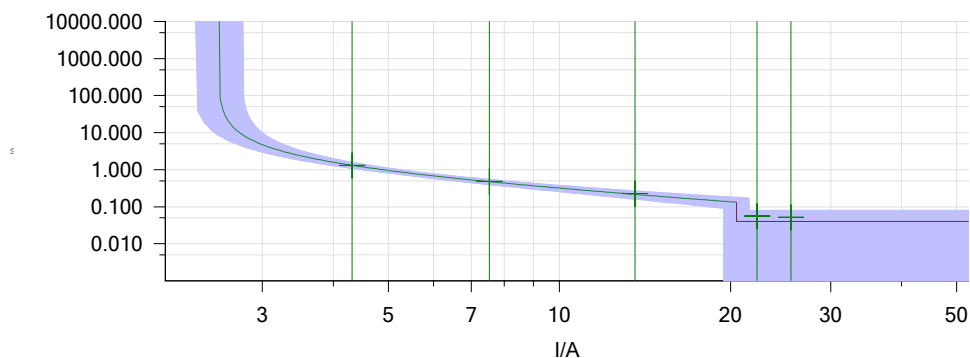
Resultados de la prueba de disparo:

Tipo	Relativa a	Factor	Magnitud	Ángulo	tnom.	treal	Desviación	Sobrecarga	Resultado
L1-E	PHLPTOC1	1.727	4.318 A	n/a	1.299 s	1.300 s	0.02400 %	No	Correcta

L1-E	PHLPTOC1	3.014	7.534 A	n/a	469.3 ms	476.7 ms	1.568 %	No	Correcta
L1-E	PHLPTOC1	5.436	13.59 A	n/a	213.0 ms	222.0 ms	4.212 %	No	Correcta
L1-E	PHHPTOC1	1.086	22.27 A	n/a	40.00 ms	55.40 ms	38.50 %	No	Correcta
L1-E	PHHPTOC1	1.247	25.56 A	n/a	40.00 ms	51.60 ms	29.00 %	No	Correcta

Gráficos para tipos de falta:

Tipo	Ángulo
L1-E	n/a



Estado de la prueba:

5 de 5 puntos probados.

5 puntos correctos.

0 puntos incorrectos.

Prueba correcta

3) [51/50P] Phase Overcurrent 4.16kV

3.1) [51/50P] Overcurrent pickup:

Ajustes de la prueba

Magnitudes en rampa

I A SP; B SP; C SP / Magnitud

Estados de rampa

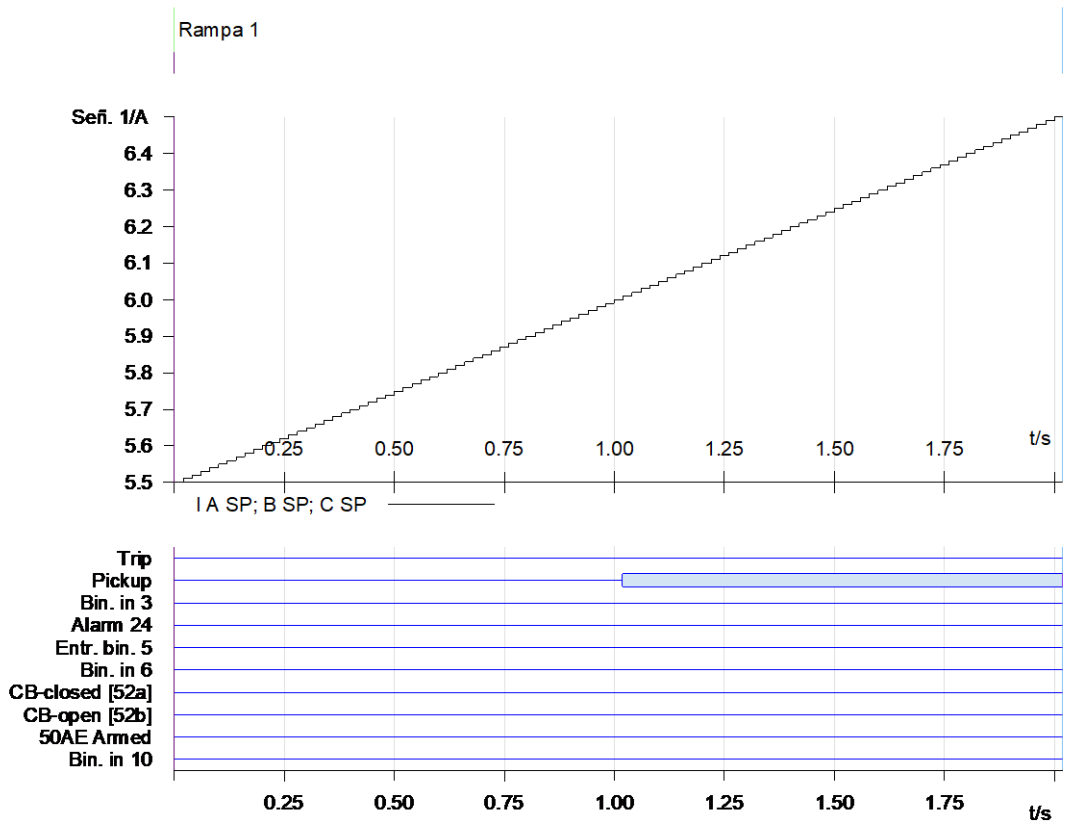
Rampa	Rampa 1
V A-N	69.28 V 0.00 ° 60.000 Hz
V B-N	69.28 V -120.00 ° 60.000 Hz
V C-N	69.28 V 120.00 ° 60.000 Hz
I A SP	5.500 A 0.00 ° 60.000 Hz
I B SP	5.500 A -120.00 ° 60.000 Hz
I C SP	5.500 A 120.00 ° 60.000 Hz
Forzar fases abs.	No
Señ. 1 Desde	5.500 A

Señ. 1 Hasta	6.500 A
Señ. 1 Delta	10.00 mA
Señ. 1 d/dt	500.0 mA/s
dt por paso	20.00 ms
Pasos de rampa	101
Tiempo de rampa	2.020s

Resultados de la evaluación

Nombre / ejec.	Rampa	Condición	Señ.	Nom.	Real	Tol.-	Tol.+	Desv.	Eval.	treal
Arranque 51	Rampa 1	Pickup 0->1	I A SP; B SP; C SP	6.000 A	6.000 A	100.0 mA	100.0 mA	0.00 A	+	18.30 ms

Eval.: + .. Correcto x .. Incorrecto o .. No evaluado



Estado de la prueba:
Prueba correcta

3.2) [51/50P] Overcurrent Trip times A-B-C: Equipo en prueba - Parámetros de sobrecorriente

Elementos - Fase:

Activo	Nombre	Característica de disparo	I arranque	Tiempo	Relación de restauración:	Dirección
Sí	PHLPTOC2	IEC muy Inversa	1.20 Iref	0.07	0.95	No direccional
Sí	PHHPTOC2	IEC Tiempo definido	9.87 Iref	0.04 s	0.95	No direccional

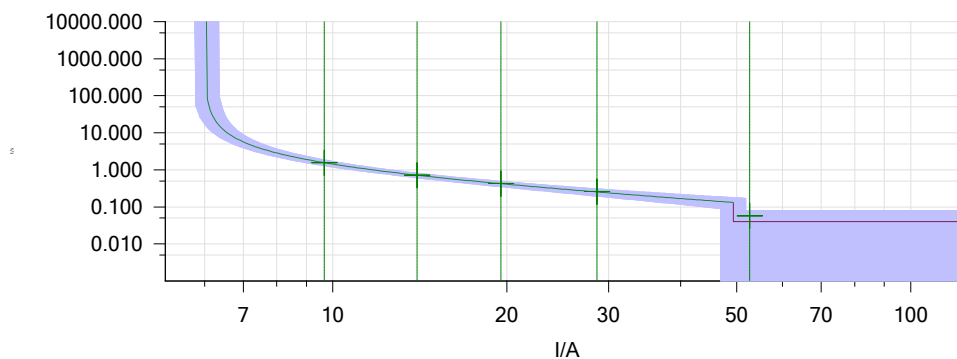
Resultados de la prueba de disparo:

Tipo	Relativa a	Factor	Magnitud	Ángulo	tnom.	treal	Desviación	Sobrecarga	Resultado
L1-L2-L3	PHLPTOC2	1.611	9.667 A	n/a	1.546 s	1.545 s	-0.09460 %	No	Correcta

L1-L2-L3	PHLPTOC2	2.333	14.00 A	n/a	708.7 ms	711.3 ms	0.3626 %	No	Correcta
L1-L2-L3	PHLPTOC2	3.256	19.54 A	n/a	418.8 ms	426.9 ms	1.929 %	No	Correcta
L1-L2-L3	PHLPTOC2	4.774	28.65 A	n/a	250.4 ms	258.5 ms	3.246 %	No	Correcta
L1-L2-L3	PHHPTOC2	1.067	52.67 A	n/a	40.00 ms	57.00 ms	42.50 %	No	Correcta

Gráficos para tipos de falta:

Tipo	Ángulo
L1-L2-L3	n/a



Estado de la prueba:

5 de 5 puntos probados.
5 puntos correctos.
0 puntos incorrectos.

Prueba correcta

3.3) [51/50P] Overcurrent Trip times A-B: Equipo en prueba - Parámetros de sobrecorriente

Elementos - Fase:

Activo	Nombre	Característica de disparo	I arranque	Tiempo	Relación de restauración:	Dirección
Sí	PHLPTOC2	IEC muy Inversa	1.20 Iref	0.07	0.95	No direccional
Sí	PHHPTOC2	IEC Tiempo definido	9.87 Iref	0.04 s	0.95	No direccional

Resultados de la prueba de disparo:

Tipo	Relativa a	Factor	Magnitud	Ángulo	tnom.	treal	Desviación	Sobrecarga	Resultado
L1-L2	PHLPTOC2	1.611	9.667 A	n/a	1.546 s	1.546 s	0.02190 %	No	Correcta
L1-L2	PHLPTOC2	2.333	14.00 A	n/a	708.7 ms	715.4 ms	0.9411 %	No	Correcta
L1-L2	PHLPTOC2	3.256	19.54 A	n/a	418.8 ms	425.7 ms	1.642 %	No	Correcta
L1-L2	PHLPTOC2	4.774	28.65 A	n/a	250.4 ms	260.4 ms	4.004 %	No	Correcta
L1-L2	PHHPTOC2	1.067	52.67 A	n/a	40.00 ms	53.40 ms	33.50 %	No	Correcta

Estado de la prueba:

5 de 5 puntos probados.
5 puntos correctos.
0 puntos incorrectos.

Prueba correcta

4) [59] Phase Overvoltage:

4.1) [59] Overvoltage pickup:

Ajustes de la prueba

Magnitudes en rampa

V A-N; B-N; C-N / Magnitud

Estados de rampa

Rampa	Rampa 1
V A-N	69.28 V 0.00 ° 60.000 Hz
V B-N	69.28 V -120.00 ° 60.000 Hz
V C-N	69.28 V 120.00 ° 60.000 Hz
Forzar fases abs.	No
Señ. 1 Desde	69.28 V
Señ. 1 Hasta	83.70 V
Señ. 1 Delta	50.00 mV
Señ. 1 d/dt	500.0 mV/s
dt por paso	100.0 ms
Pasos de rampa	290
Tiempo de rampa	29.000s

Resultados de la evaluación

Nombre / ejec.	Rampa	Condición	Señ.	Nom.	Real	Tol.-	Tol.+	Desv.	Eval.	treal
Arranque 59	Rampa 1	Pickup 0->1	V A-N; B-N; C-N	83.14 V	83.28 V	200.0 mV	200.0 mV	144.0 mV	+	14.90 ms

Eval.: + .. Correcto x .. Incorrecto o .. No evaluado

Estado de la prueba:

Prueba correcta

4.2) [59] Phase Overvoltage Step 1 trip time A-B-C:

Ajustes de la prueba

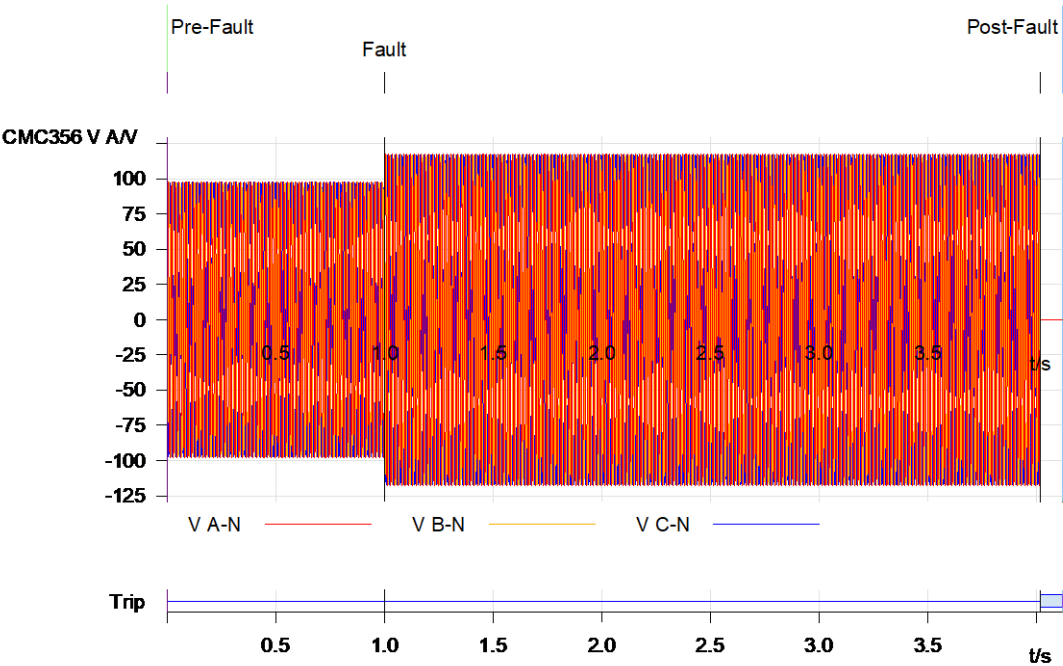
Estado	Pre-Fault	Fault	Post-Fault
V A-N	69.28 V 0.00 ° 60.000 Hz	83.28 V 0.00 ° 60.000 Hz	0.00 V 0.00 ° 60.000 Hz
V B-N	69.28 V -120.00 ° 60.000 Hz	83.28 V -120.00 ° 60.000 Hz	0.00 V -120.00 ° 60.000 Hz
V C-N	69.28 V 120.00 ° 60.000 Hz	83.28 V 120.00 ° 60.000 Hz	0.00 V 120.00 ° 60.000 Hz

Resultados de la prueba

Evaluación de tiempo

Nombre	Ignorar antes	Inicio	Fin	tnom.	tdevs-	tdevs+	treal	tdevs.	Eval.
--------	---------------	--------	-----	-------	--------	--------	-------	--------	-------

Overvoltage	Fault	Fault	Trip 0>1	3.000 s	45.00 ms	45.00 ms	3.020 s	19.70 ms	+
Step 1 Trip Time									
Eval.: + .. Correcto x .. Incorrecto o .. No evaluado									



Estado de la prueba:
Prueba correcta

5) [27] Phase Undervoltage:

5.1) [27] Undervoltage pickup:

Ajustes de la prueba

Magnitudes en rampa

V A-N; B-N; C-N / Magnitud

Estados de rampa

Rampa	Rampa 1
V A-N	69.28 V 0.00 ° 60.000 Hz
V B-N	69.28 V -120.00 ° 60.000 Hz
V C-N	69.28 V 120.00 ° 60.000 Hz
Forzar fases abs.	No
Señ. 1 Desde	69.28 V
Señ. 1 Hasta	58.50 V
Señ. 1 Delta	-50.00 mV
Señ. 1 d/dt	-500.0 mV/s
dt por paso	100.0 ms
Pasos de rampa	217
Tiempo de rampa	21.700s

Resultados de la evaluación

Nombre / ejec.	Rampa	Condición	Señ.	Nom.	Real	Tol.-	Tol.+	Desv.	Eval.	treal
Arranque 27	Rampa 1	Pickup 0->1	V A-N; B-N; C-N	58.89 V	58.93 V	200.0 mV	200.0 mV	40.00 mV	+	53.30 ms

Eval.: + .. Correcto x .. Incorrecto o .. No evaluado

Estado de la prueba:
Prueba correcta

5.2) [27] Phase Undervoltage Step 1 trip time A-B-C:

Ajustes de la prueba

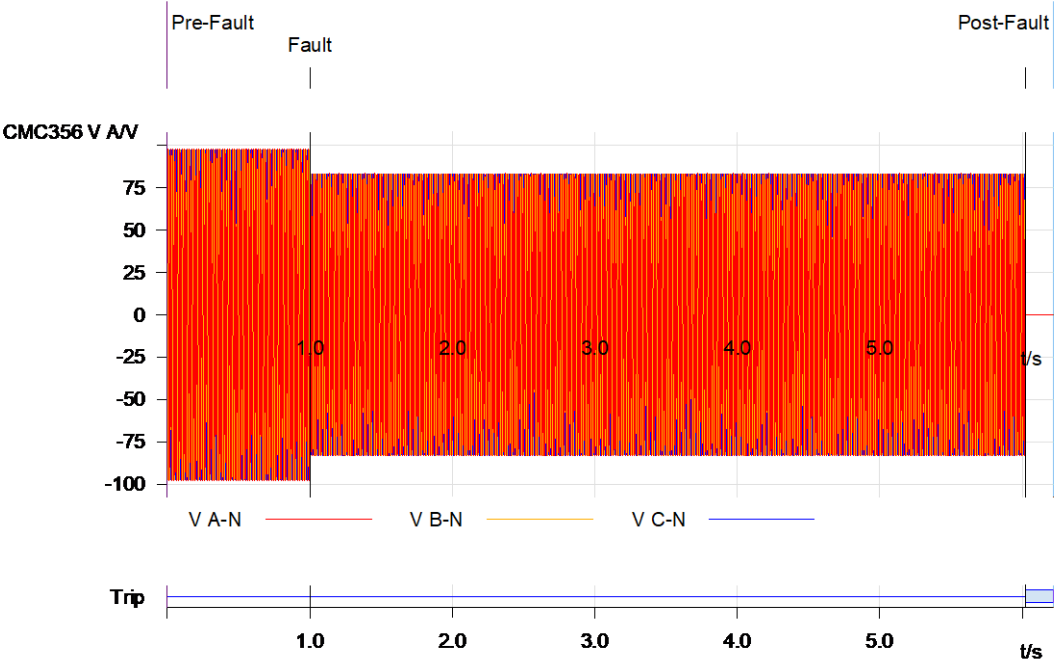
Estado	Pre-Fault	Fault	Post-Fault
V A-N	69.28 V 0.00 ° 60.000 Hz	58.93 V 0.00 ° 60.000 Hz	0.00 V 0.00 ° 60.000 Hz
V B-N	69.28 V -120.00 ° 60.000 Hz	58.93 V -120.00 ° 60.000 Hz	0.00 V -120.00 ° 60.000 Hz
V C-N	69.28 V 120.00 ° 60.000 Hz	58.93 V 120.00 ° 60.000 Hz	0.00 V 120.00 ° 60.000 Hz

Resultados de la prueba

Evaluación de tiempo

Nombre	Ignorar antes	Inicio	Fin	tnom.	tdevs-	tdevs+	treal	tdevs.	Eval.
Undervoltage Step 1 Trip Time	Fault	Fault	Trip 0>1	5.000 s	45.00 ms	45.00 ms	5.021 s	20.80 ms	+

Eval.: + .. Correcto x .. Incorrecto o .. No evaluado



Estado de la prueba:
Prueba correcta

6) [87T] Transformer Differential Protection:

6.1) [87T] Internal Stability:

6.1.1) [87T] Phasor internal stability:

Resultados de la prueba

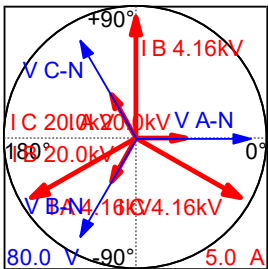
Título: Estabilizacion Side 20kV - Side 4.16kV

Cálculo de falta:

Modo de entrada en tabla	Parámetros (Todos los valores son secundarios)			
Directo	V A-N	69.28 V	0.00 °	60.000 Hz
	V B-N	69.28 V	-120.00 °	60.000 Hz
	V C-N	69.28 V	120.00 °	60.000 Hz
	I A 4.16kV	4.626 A	-150.00 °	60.000 Hz
	I B 4.16kV	4.626 A	-270.00 °	60.000 Hz
	I C 4.16kV	4.626 A	-30.00 °	60.000 Hz

Ajustes del generador

V A-N	69.280V	0.00°
V B-N	69.280V	-120.00°
V C-N	69.280V	120.00°
I A 4.16kV	4.626A	-150.00°
I B 4.16kV	4.626A	-270.00°
I C 4.16kV	4.626A	-30.00°
I A 20.0kV	1.925A	0.00°
I B 20.0kV	1.925A	-120.00°
I C 20.0kV	1.925A	120.00°



Resumen

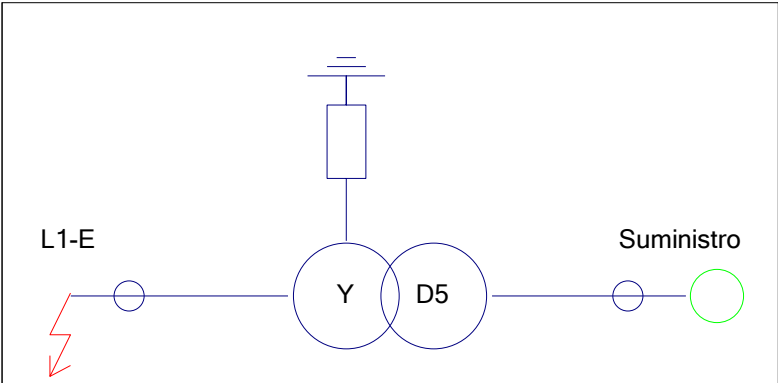
1 pruebas correctas, 0 pruebas incorrectas, 0 pruebas no evaluadas 100.00% correcto
Prueba correcta

6.2) [87T] External Stability:

6.2.1) [87T] Diff external fault at 20kV A-N:

Gráfico:

Diagrama Unifilar del equipo protegido (YD5)



Resultados de la prueba de tipo de falta L1-E en ubicación de falta Primario

Ipru = 0.20 In Estado: Probado Resultado: Correcta

Fase	Imed_diff	Imed_pol
L1	0.000 In	0.000 In
L2	0.000 In	0.000 In
L3	0.000 In	0.000 In

Ipru = 0.50 In Estado: Probado Resultado: Correcta

Fase	Imed_diff	Imed_pol
L1	0.000 In	0.000 In
L2	0.000 In	0.000 In
L3	0.000 In	0.000 In

Ipru = 0.75 In Estado: Probado Resultado: Correcta

Fase	Imed_diff	Imed_pol
L1	0.000 In	0.000 In
L2	0.000 In	0.000 In
L3	0.000 In	0.000 In

Ipru = 1.00 In Estado: Probado Resultado: Correcta

Fase	Imed_diff	Imed_pol
L1	0.000 In	0.000 In
L2	0.000 In	0.000 In
L3	0.000 In	0.000 In

Ipru = 1.50 In Estado: Probado Resultado: Correcta

Fase	Imed_diff	Imed_pol
L1	0.000 In	0.000 In
L2	0.000 In	0.000 In
L3	0.000 In	0.000 In

Estado de la prueba:
Prueba correcta

5 de 5 puntos
probados. 5 puntos
correctos. 0 puntos
incorrectos.

6.2.2) [87T] Diff external fault at 20kV A-B:

Resultados de la prueba de tipo de falta L1-L2 en ubicación de falta Primario

Ipru = 0.20 In Estado: Probado Resultado: Correcta

Fase	Imed_diff	Imed_pol
L1	0.000 In	0.000 In
L2	0.000 In	0.000 In
L3	0.000 In	0.000 In

Ipru = 0.50 In Estado: Probado Resultado: Correcta

Fase	Imed_diff	Imed_pol
L1	0.000 In	0.000 In
L2	0.000 In	0.000 In
L3	0.000 In	0.000 In

Ipru = 0.75 In Estado: Probado Resultado: Correcta

Fase	Imed_diff	Imed_pol
L1	0.000 In	0.000 In
L2	0.000 In	0.000 In
L3	0.000 In	0.000 In

Ipru = 1.00 In Estado: Probado Resultado: Correcta

Fase	Imed_diff	Imed_pol
L1	0.000 In	0.000 In
L2	0.000 In	0.000 In
L3	0.000 In	0.000 In

Ipru = 1.50 In Estado: Probado Resultado: Correcta

Fase	Imed_diff	Imed_pol
L1	0.000 In	0.000 In
L2	0.000 In	0.000 In
L3	0.000 In	0.000 In

Estado de la prueba:
Prueba correcta

5 de 5 puntos
probados. 5 puntos
correctos. 0 puntos
incorrectos.

6.2.3) [87T] Diff external fault at 20kV A-B-C:

Resultados de la prueba de tipo de falta L1-L2-L3 en ubicación de falta Primario

Ipru = 0.20 In Estado: Probado Resultado: Correcta

Fase	Imed_diff	Imed_pol
L1	0.000 In	0.000 In
L2	0.000 In	0.000 In
L3	0.000 In	0.000 In

Ipru = 0.50 In Estado: Probado Resultado: Correcta

Fase	Imed_diff	Imed_pol
L1	0.000 In	0.000 In
L2	0.000 In	0.000 In
L3	0.000 In	0.000 In

Ipru = 0.75 In Estado: Probado Resultado: Correcta

Fase	Imed_diff	Imed_pol
L1	0.000 In	0.000 In
L2	0.000 In	0.000 In
L3	0.000 In	0.000 In

Ipru = 1.00 In

Estado: Probado

Resultado: Correcta

Fase	Imed_diff	Imed_pol
L1	0.000 In	0.000 In
L2	0.000 In	0.000 In
L3	0.000 In	0.000 In

Ipru = 1.50 In

Estado: Probado

Resultado: Correcta

Fase	Imed_diff	Imed_pol
L1	0.000 In	0.000 In
L2	0.000 In	0.000 In
L3	0.000 In	0.000 In

Estado de la prueba:

Prueba correcta

5 de 5 puntos

probados. 5 puntos

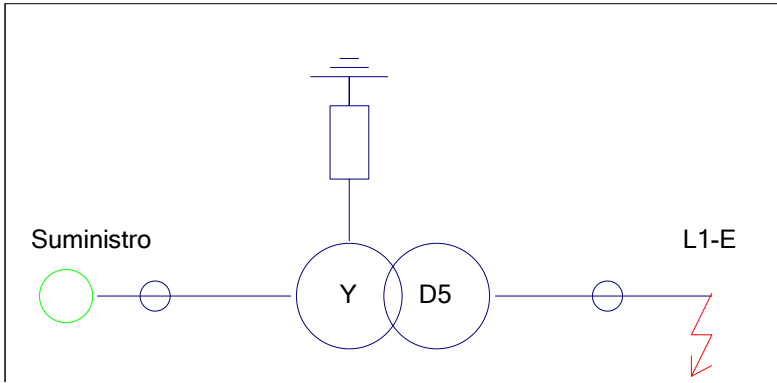
correctos. 0 puntos

incorrectos.

6.2.4) [87T] Diff external fault at 4.16kV A-N:

Gráfico:

Diagrama Unifilar del equipo protegido (YD5)



Resultados de la prueba de tipo de falta L1-E en ubicación de falta Secundario

Ipru = 0.20 In

Estado: Probado

Resultado: Correcta

Fase	Imed_diff	Imed_pol
L1	0.000 In	0.000 In
L2	0.000 In	0.000 In
L3	0.000 In	0.000 In

Ipru = 0.50 In

Estado: Probado

Resultado: Correcta

Fase	Imed_diff	Imed_pol
L1	0.000 In	0.000 In
L2	0.000 In	0.000 In
L3	0.000 In	0.000 In

Ipru = 0.75 In

Estado: Probado

Resultado: Correcta

Fase	Imed_diff	Imed_pol
L1	0.000 In	0.000 In
L2	0.000 In	0.000 In
L3	0.000 In	0.000 In

Ipru = 1.00 In**Estado: Probado****Resultado: Correcta**

Fase	Imed_diff	Imed_pol
L1	0.000 In	0.000 In
L2	0.000 In	0.000 In
L3	0.000 In	0.000 In

Ipru = 1.50 In**Estado: Probado****Resultado: Correcta**

Fase	Imed_diff	Imed_pol
L1	0.000 In	0.000 In
L2	0.000 In	0.000 In
L3	0.000 In	0.000 In

Estado de la prueba:**Prueba correcta**

5 de 5 puntos

probados. 5 puntos

correctos. 0 puntos

incorrectos.

6.2.5) [87T] Diff external fault at 4.16kV A-B:**Resultados de la prueba de tipo de falta L1-L2 en ubicación de falta Secundario****Ipru = 0.20 In****Estado: Probado****Resultado: Correcta**

Fase	Imed_diff	Imed_pol
L1	0.000 In	0.000 In
L2	0.000 In	0.000 In
L3	0.000 In	0.000 In

Ipru = 0.50 In**Estado: Probado****Resultado: Correcta**

Fase	Imed_diff	Imed_pol
L1	0.000 In	0.000 In
L2	0.000 In	0.000 In
L3	0.000 In	0.000 In

Ipru = 0.75 In**Estado: Probado****Resultado: Correcta**

Fase	Imed_diff	Imed_pol
L1	0.000 In	0.000 In
L2	0.000 In	0.000 In
L3	0.000 In	0.000 In

Ipru = 1.00 In**Estado: Probado****Resultado: Correcta**

Fase	Imed_diff	Imed_pol
L1	0.000 In	0.000 In
L2	0.000 In	0.000 In
L3	0.000 In	0.000 In

Ipru = 1.50 In**Estado: Probado****Resultado: Correcta**

Fase	Imed_diff	Imed_pol
L1	0.000 In	0.000 In
L2	0.000 In	0.000 In
L3	0.000 In	0.000 In

Estado de la prueba:

Prueba correcta

5 de 5 puntos
 probados. 5 puntos
 correctos. 0 puntos
 incorrectos.

6.2.6) [87T] Diff external fault at 4.16kV A-B-C:**Resultados de la prueba de tipo de falta L1-L2-L3 en ubicación de falta Secundario**

I_pru = 0.20 In Estado: Probado Resultado: Correcta

Fase	I _{med_diff}	I _{med_pol}
L1	0.000 In	0.000 In
L2	0.000 In	0.000 In
L3	0.000 In	0.000 In

I_pru = 0.50 In Estado: Probado Resultado: Correcta

Fase	I _{med_diff}	I _{med_pol}
L1	0.000 In	0.000 In
L2	0.000 In	0.000 In
L3	0.000 In	0.000 In

I_pru = 0.75 In Estado: Probado Resultado: Correcta

Fase	I _{med_diff}	I _{med_pol}
L1	0.000 In	0.000 In
L2	0.000 In	0.000 In
L3	0.000 In	0.000 In

I_pru = 1.00 In Estado: Probado Resultado: Correcta

Fase	I _{med_diff}	I _{med_pol}
L1	0.000 In	0.000 In
L2	0.000 In	0.000 In
L3	0.000 In	0.000 In

I_pru = 1.50 In Estado: Probado Resultado: Correcta

Fase	I _{med_diff}	I _{med_pol}
L1	0.000 In	0.000 In
L2	0.000 In	0.000 In
L3	0.000 In	0.000 In

Estado de la prueba:
Prueba correcta

5 de 5 puntos
 probados. 5 puntos
 correctos. 0 puntos
 incorrectos.

6.3) [87T] Pickup HV:**6.3.1) [87T] Differential pickup 20kV A-B-C:****Ajustes de la prueba**

Magnitudes en rampa
I A 20.0kV; B 20.0kV; C 20.0kV / Magnitud

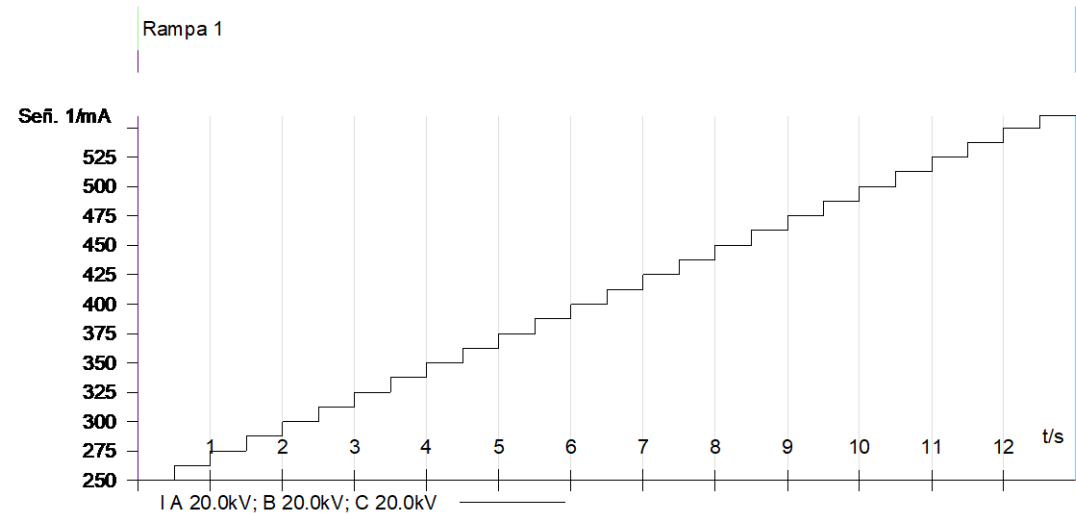
Estados de rampa

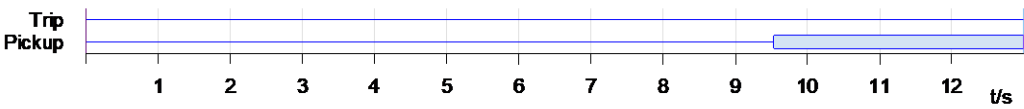
Rampa	Rampa 1
I A 4.16kV	0.00 A 0.00 ° 60.000 Hz
I B 4.16kV	0.00 A -120.00 ° 60.000 Hz
I C 4.16kV	0.00 A 120.00 ° 60.000 Hz
I A 20.0kV	250.0 mA 0.00 ° 60.000 Hz
I B 20.0kV	250.0 mA -120.00 ° 60.000 Hz
I C 20.0kV	250.0 mA 120.00 ° 60.000 Hz
Forzar fases abs.	Sí
Señ. 1 Desde	250.0 mA
Señ. 1 Hasta	560.0 mA
Señ. 1 Delta	12.50 mA
Señ. 1 d/dt	25.00 mA/s
dt por paso	500.0 ms
Pasos de rampa	26
Tiempo de rampa	13.000s

Resultados de la evaluación

Nombre / ejec.	Rampa	Condición	Señ.	Nom.	Real	Tol.-	Tol.+	Desv.	Eval.	treal
Pickup 20kV	Rampa 1	Pickup 0->1	I A 20.0kV; B 20.0kV; C 20.0kV	481.0 mA	487.5 mA	50.00 mA	50.00 mA	6.500 mA	+	31.30 ms

Eval.: + .. Correcto x .. Incorrecto o .. No evaluado





Estado de la prueba:
Prueba correcta

6.4) [87T] Pickup LV:
6.4.1) [87T] Differential pickup 4.16kV A-B-C:

Ajustes de la prueba

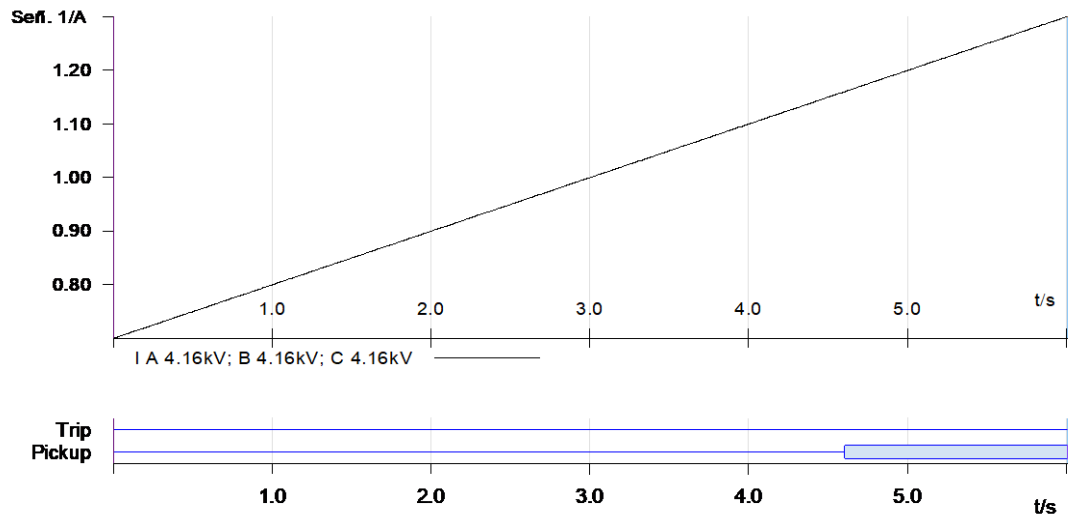
Magnitudes en rampa
I A 4.16kV; B 4.16kV; C 4.16kV / Magnitud

Estados de rampa	
Rampa	Rampa 1
I A 4.16kV	700.0 mA 0.00 ° 60.000 Hz
I B 4.16kV	700.0 mA -120.00 ° 60.000 Hz
I C 4.16kV	700.0 mA 120.00 ° 60.000 Hz
I A 20.0kV	0.00 A 0.00 ° 60.000 Hz
I B 20.0kV	0.00 A -120.00 ° 60.000 Hz
I C 20.0kV	0.00 A 120.00 ° 60.000 Hz
Señ. 1 Desde Señ. 1 Hasta Señ. 1 Delta Señ. 1 d/dt	700.0 mA 1.300 A 1.000 mA 100.0 mA/s
dt por paso Pasos de rampa Tiempo de rampa	10.00 ms 601 6.010s

Resultados de la evaluación										
Nombre / ejec.	Rampa	Condición	Señ.	Nom.	Real	Tol.-	Tol.+	Desv.	Eval.	treal
Pickup 4.16kV	Rampa 1	Pickup 0->1	I A 4.16kV; B 4.16kV; C 4.16kV	1.157 A	1.160 A	50.00 mA	50.00 mA	3.500 mA	+	3.200 ms

Eval.: + .. Correcto x .. Incorrecto o .. No evaluado

Rampa 1



Estado de la
prueba:
Prueba correcta

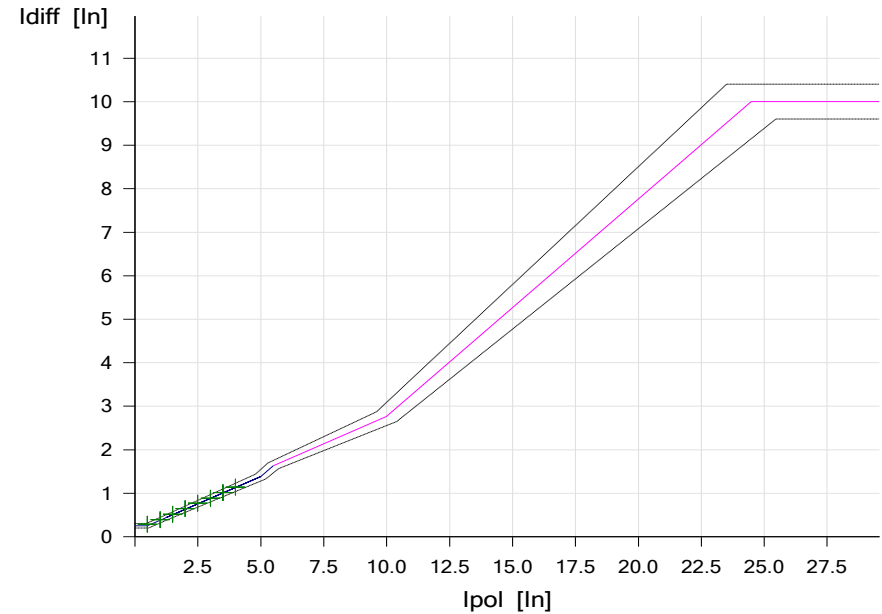
6.5) [87T] Operating characteristic:

6.5.1 [87T] Diff operating characteristic A-N:

Resultados de la prueba de ubicación de falta L1-E en el lado de referencia Primario

Ipól	Idiff Nominal	Idiff real	Desv (rel)	Desv (abs)	Prueba de verificación	Estado	Resultado
0.50 In	0.250 In	0.285 In	14.07 %	0.0352 In		Probado	Correcta
1.00 In	0.376 In	0.387 In	3.12 %	0.0117 In		Probado	Correcta
1.50 In	0.501 In	0.514 In	2.47 %	0.0124 In		Probado	Correcta
2.00 In	0.627 In	0.640 In	2.16 %	0.0135 In		Probado	Correcta
2.50 In	0.752 In	0.767 In	1.95 %	0.0146 In		Probado	Correcta
3.00 In	0.878 In	0.886 In	0.90 %	0.0079 In		Probado	Correcta
3.50 In	1.003 In	1.012 In	0.84 %	0.0084 In		Probado	Correcta
4.00 In	1.129 In	1.138 In	0.80 %	0.0090 In		Probado	Correcta

Diagrama de la característica de operación



Estado de la prueba:
Prueba correcta

8 de 8 puntos
probados. 8 puntos
correctos. 0 puntos
incorrectos.

6.5.2 [87T] Diff operating characteristic A-B:

Resultados de la prueba de ubicación de falta L1-L2 en el lado de referencia Primario

Ip _{ol}	Idiff Nominal	Idiff real	Desv (rel)	Desv (abs)	Prueba de verificación	Estado	Resultado
0.50 In	0.250 In	0.234 In	-6.25 %	-0.0156 In		Probado	Correcta
1.00 In	0.376 In	0.356 In	-5.21 %	-0.0195 In		Probado	Correcta
1.50 In	0.501 In	0.481 In	-4.04 %	-0.0202 In		Probado	Correcta
2.00 In	0.627 In	0.605 In	-3.50 %	-0.0220 In		Probado	Correcta
2.50 In	0.752 In	0.729 In	-3.15 %	-0.0237 In		Probado	Correcta
3.00 In	0.878 In	0.850 In	-3.18 %	-0.0279 In		Probado	Correcta
3.50 In	1.003 In	0.974 In	-2.97 %	-0.0298 In		Probado	Correcta
4.00 In	1.129 In	1.097 In	-2.81 %	-0.0317 In		Probado	Correcta

Estado de la prueba:
Prueba correcta

8 de 8 puntos
probados. 8 puntos
correctos. 0 puntos
incorrectos.

6.5.3 [87T] Diff operating characteristic A-B-C:

Resultados de la prueba de ubicación de falta L1-L2-L3 en el lado de referencia Primario

Ip _{ol}	Idiff Nominal	Idiff real	Desv (rel)	Desv (abs)	Prueba de verificación	Estado	Resultado
0.50 In	0.250 In	0.247 In	-1.25 %	-0.0031 In		Probado	Correcta
1.00 In	0.376 In	0.372 In	-1.04 %	-0.0039 In		Probado	Correcta
1.50 In	0.501 In	0.497 In	-0.81 %	-0.0040 In		Probado	Correcta
2.00 In	0.627 In	0.622 In	-0.70 %	-0.0044 In		Probado	Correcta
2.50 In	0.752 In	0.747 In	-0.63 %	-0.0047 In		Probado	Correcta
3.00 In	0.878 In	0.870 In	-0.87 %	-0.0076 In		Probado	Correcta
3.50 In	1.003 In	0.990 In	-1.35 %	-0.0136 In		Probado	Correcta
4.00 In	1.129 In	1.114 In	-1.28 %	-0.0144 In		Probado	Correcta

Estado de la prueba:
Prueba correcta

8 de 8 puntos
probados. 8 puntos
correctos. 0 puntos
incorrectos.

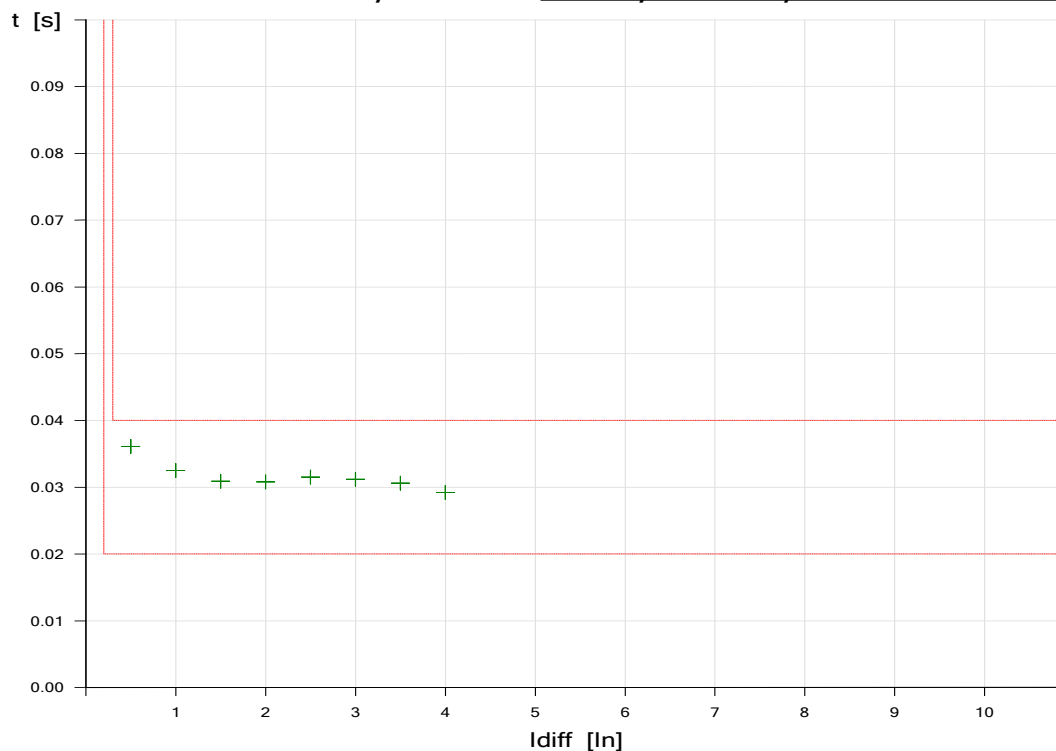
6.6) [87T] Trip time characteristic:

6.6.1 [87T] Diff trip time characteristic A-B-C:

Resultados de la prueba de tipo de falta L1-L2-L3 en el lado de referencia Primario

ldiff	lpol	t de disparo nominal	t de disparo real	Desv (rel)	Desv (abs)	Estado	Resultado
0.50 ln	0.50 ln	0.0300 s	0.0361 s	20.33 %	0.0061 s	Probado	Correcta
1.00 ln	1.00 ln	0.0300 s	0.0325 s	8.33 %	0.0025 s	Probado	Correcta
1.50 ln	1.50 ln	0.0300 s	0.0309 s	3.00 %	0.0009 s	Probado	Correcta
2.00 ln	2.00 ln	0.0300 s	0.0308 s	2.67 %	0.0008 s	Probado	Correcta
2.50 ln	2.50 ln	0.0300 s	0.0315 s	5.00 %	0.0015 s	Probado	Correcta
3.00 ln	3.00 ln	0.0300 s	0.0312 s	4.00 %	0.0012 s	Probado	Correcta
3.50 ln	3.50 ln	0.0300 s	0.0306 s	2.00 %	0.0006 s	Probado	Correcta
4.00 ln	4.00 ln	0.0300 s	0.0292 s	2.67 %	-0.0008 s	Probado	Correcta

Plano de pruebas del tiempo de disparo



Estado:

8 de 8 puntos probados. 8 puntos correctos. 0 puntos incorrectos.

Evaluación general: Prueba correcta

6.6.2 [87T] Diff trip time characteristic A-B:

Resultados de la prueba de tipo de falta L1-L2 en el lado de referencia Primario

ldiff	lpol	t de disparo nominal	t de disparo real	Desv (rel)	Desv (abs)	Estado	Resultado
0.50 ln	0.50 ln	0.0300 s	0.0345 s	15.00 %	0.0045 s	Probado	Correcta
1.00 ln	1.00 ln	0.0300 s	0.0331 s	10.33 %	0.0031 s	Probado	Correcta
1.50 ln	1.50 ln	0.0300 s	0.0337 s	12.33 %	0.0037 s	Probado	Correcta
2.00 ln	2.00 ln	0.0300 s	0.0308 s	2.67 %	0.0008 s	Probado	Correcta
2.50 ln	2.50 ln	0.0300 s	0.0309 s	3.00 %	0.0009 s	Probado	Correcta
3.00 ln	3.00 ln	0.0300 s	0.0340 s	13.33 %	0.0040 s	Probado	Correcta
3.50 ln	3.50 ln	0.0300 s	0.0320 s	6.67 %	0.0020 s	Probado	Correcta
4.00 ln	4.00 ln	0.0300 s	0.0325 s	8.33 %	0.0025 s	Probado	Correcta

Estado:

8 de 8 puntos probados. 8 puntos correctos. 0 puntos incorrectos.

Evaluación general: Prueba correcta

6.6.3 [87T] Diff trip time characteristic A-N:

Resultados de la prueba de tipo de falta L1-E en el lado de referencia Primario

Idiff	Ipol	t de disparo nominal	t de disparo real	Desv (rel)	Desv (abs)	Estado	Resultado
0.50 In	0.50 In	0.0300 s	0.0387 s	29.00 %	0.0087 s	Probado	Correcta
1.00 In	1.00 In	0.0300 s	0.0356 s	18.67 %	0.0056 s	Probado	Correcta
1.50 In	1.50 In	0.0300 s	0.0321 s	7.00 %	0.0021 s	Probado	Correcta
2.00 In	2.00 In	0.0300 s	0.0343 s	14.33 %	0.0043 s	Probado	Correcta
2.50 In	2.50 In	0.0300 s	0.0323 s	7.67 %	0.0023 s	Probado	Correcta
3.00 In	3.00 In	0.0300 s	0.0305 s	1.67 %	0.0005 s	Probado	Correcta
3.50 In	3.50 In	0.0300 s	0.0343 s	14.33 %	0.0043 s	Probado	Correcta
4.00 In	4.00 In	0.0300 s	0.0320 s	6.67 %	0.0020 s	Probado	Correcta

Estado:

8 de 8 puntos probados. 8 puntos correctos. 0 puntos incorrectos.

Evaluación general: Prueba correcta

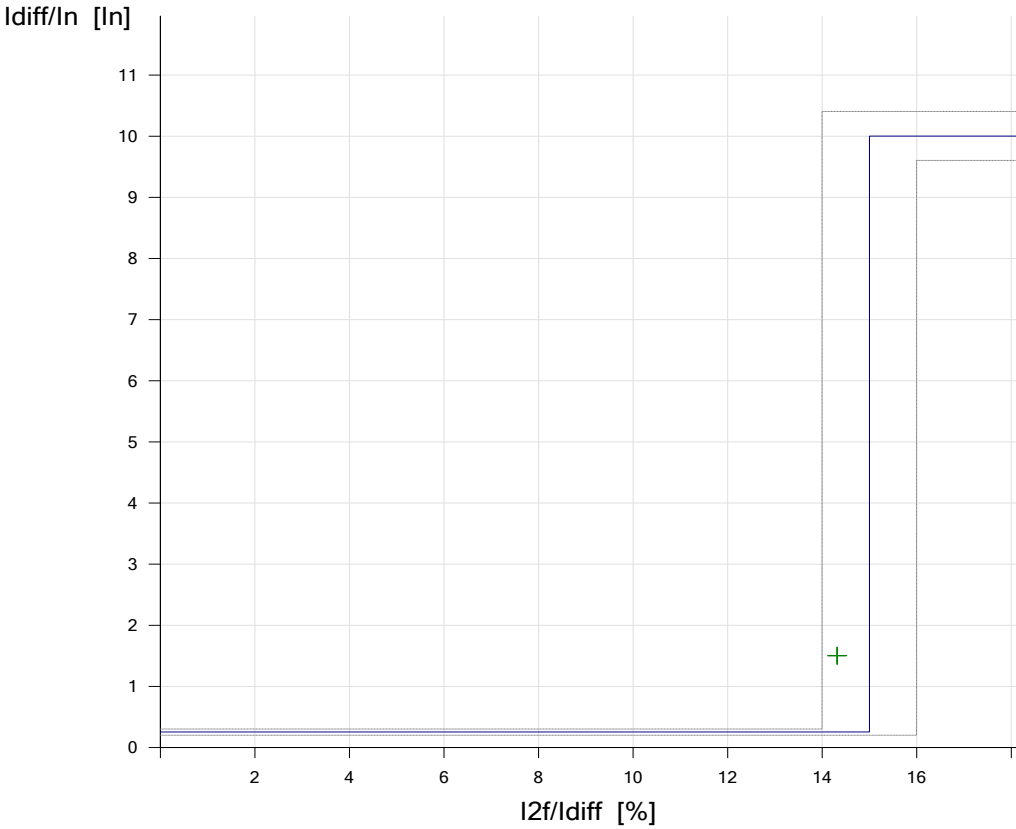
6.7) [87T] Harmonic restraint:

6.7.1) [87T] 2nd harmonic restraint:

Resultados de la prueba para fase de prueba L1-L2-L3 en el lado de referencia Primario para 2. Armónico

Idiff	Ixf/Idiff nominal	Ixf/Idiff real	Angulo (Ixf,Idiff)	Desv (rel)	Desv.(abs)	Prueba de verificación	Estado	Resultado
1.50 I/In	15.000 %	14.32 %	-120.0 °	-4.55 %	-0.6829		Probado	Correcta

Plano de prueba de frenado por armónicos



Estado:

1 de 1 puntos probados. 1 puntos correctos. 0 puntos incorrectos.

Evaluación general: Prueba correcta

6.7.2) [87T] 5nd harmonic restraint:**Resultados de la prueba para fase de prueba L1-L2-L3 en el lado de referencia Primario para 5. Armónico**

ldiff	lxf/ldiff nominal	lxf/ldiff real	Ángulo (lxf,ldiff)	Desv (rel)	Desv.(abs)	Prueba de verificación	Estado	Resultado
2.00 I/In	30.000 %	31.39 %	-120.0 °	4.64 %	1.3907		Probado	Correcta

Estado:

1 de 1 puntos probados. 1 puntos correctos. 0 puntos incorrectos.

Evaluación general: Prueba correcta

7) [49] Overload:**7.1) [49] Overload pickup:****Ajustes de la prueba****Magnitudes en rampa**

I A 20.0kV; B 20.0kV; C 20.0kV / Magnitud

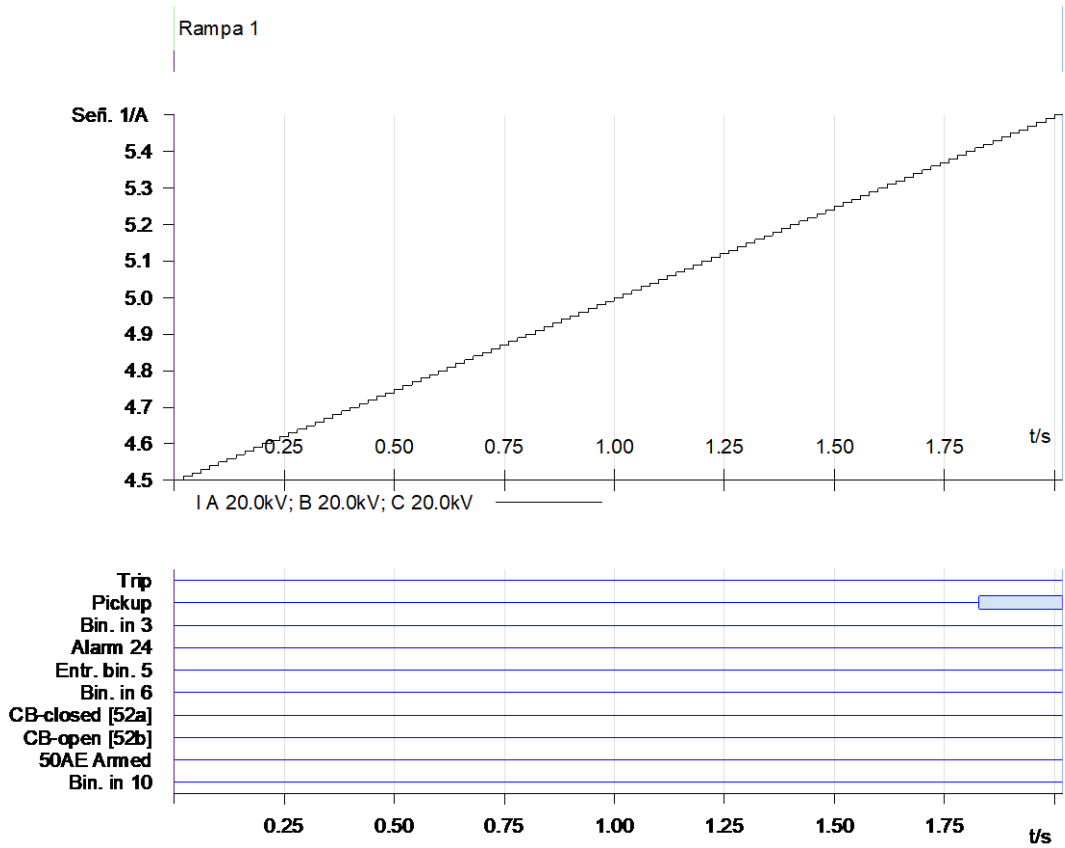
Estados de rampa

Rampa	Rampa 1
V A-N	69.28 V 0.00 ° 60.000 Hz
V B-N	69.28 V -120.00 ° 60.000 Hz
V C-N	69.28 V 120.00 ° 60.000 Hz
I A 20.0kV	4.500 A 0.00 ° 60.000 Hz
I B 20.0kV	4.500 A -120.00 ° 60.000 Hz
I C 20.0kV	4.500 A 120.00 ° 60.000 Hz
Forzar fases abs.	No
Señ. 1 Desde	4.500 A
Señ. 1 Hasta	5.500 A
Señ. 1 Delta	10.00 mA
Señ. 1 d/dt	500.0 mA/s
dt por paso	20.00 ms
Pasos de rampa	101
Tiempo de rampa	2.020s

Resultados de la evaluación

Nombre / ejec.	Rampa	Condición	Señ.	Nom.	Real	Tol.-	Tol.+	Desv.	Eval.	treal
Arranque 49	Rampa 1	Pickup 0->1	I A 20.0kV; B 20.0kV; C 20.0kV	5.000 A	5.410 A	500.0 mA	500.0 mA	410.0 mA	+	8.400 ms

Eval.: + .. Correcto x .. Incorrecto o .. No evaluado



Estado de la prueba:
Prueba correcta

7.2) [49] Overload Trip times:

Equipo en prueba - Parámetros de sobrecorriente

Elementos - Fase:

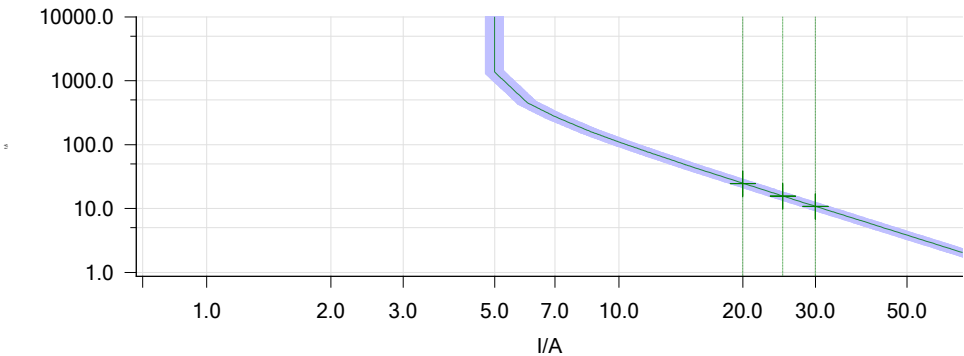
Activo	Nombre	Característica de disparo	I arranque	Tiempo	Relación de restauración:	Dirección
Sí	T2PTTR1	T2PTTR1	1.00 Iref	1.00	0.95	No direccional

Resultados de la prueba de disparo:

Tipo	Relativa a	Factor	Magnitud	Ángulo	tnom.	treal	Desviación	Sobrecarga	Resultado
L1-L2-L3	T2PTTR1	4.000	20.00 A	n/a	24.82 s	24.54 s	-1.132 %	No	Correcta
L1-L2-L3	T2PTTR1	5.000	25.00 A	n/a	15.64 s	15.53 s	-0.7293 %	No	Correcta
L1-L2-L3	T2PTTR1	6.000	30.00 A	n/a	10.79 s	10.72 s	-0.6890 %	No	Correcta

Gráficos para tipos de falta:

Tipo	Ángulo
L1-L2-L3	n/a



Estado de la prueba:

3 de 3 puntos probados.

3 puntos correctos.

0 puntos incorrectos.

Prueba correcta

Anexo J: Data Sheet de Generador

AvK		Technical Data Sheet for AvK-Alternators		FM 7.3-5	
Date: Project No.:		19/12/13		Customer: AvK Reference: GENERIC DATASHEET only DIG110I_4_60_4160	
Object data:					
Site:				Prime Mover:	
Application:		Stationary Power Plant		Manufacturer:	
Generator data:					
Generator:		DIG 110 i/4		Poles: 4 Standards: IEC 60034	
Rated power:		1300 kVA		1040 kWe 1087 kWm	
Power factor:		0.80			
Power at pf 1,0		1050 kVA		1050 kWe 1087 kWm	
Rated voltage:		4.16 kV			
Speed:		1800 1/min			
Frequency:		60 Hz		Voltage range / frequency range:	
Rated current:		180.4 A		Zone A according IEC 60034-1 (dU = +/-5%, df = +/-2%)	
Winding pitch:		ca. 5/6			
Insulation class:		Stator: Class F Rotor: Class F		Temperature rise: F	
Ambient temperature:		40 ° C		Environment: Standard environment	
Site altitude:		1000 m			
Enclosure:		IP23		Filter:	
Cooling:		IC 01 - Open-circuit ventilation			
Coolant:		Ambient Air		Temperature Air inlet 40 ° C	
		Temperature Coolant:		generator:	
		Cooling air vol.:		Cooling water quantity: n/a	
Moment of inertia (I):		26 kgm²		Losses (environment): 47 KW	
		Weight:		Losses (cooling): n/a	
		1.6 m³/s 3600 Kg			

Wires:	4 terminals, starpoint connected in terminal box
Operation mode:	Single mode
Regulators:	
Voltage regulator:	DECS 100

Electrical data:		(acc. IEC)			
Efficiencies:	110%	100%	75%	50%	25%
Power factor 0.8	95,49	95,7	95,6	95	91,2
Power factor 0.9	95,96	96,15	96	95,3	91,35
Power factor 1.0	96,43	96,6	96,4	95,6	91,5

Reactances and time constants									
	unsaturated	saturated		unsaturated	saturated				
x_d	2.40	2.16 p.u.	x_q	1.20	1.18 p.u.	$T_{d0'}$	2.2 s	$T_{d0''}$	0.02137 s
$x_{d'}$	0.290	0.290 p.u.	$x_{q'}$	1.20	1.18 p.u.	$T_{d'}$	0.27 s	$T_{q0'}$	0.28 s
$x_{d''}$	0.209	0.190 p.u.	$x_{q''}$	0.209	0.209 p.u.	$T_{d''}$	0.014 s	$T_{q0''}$	0.16077 s
x_2	0.220	0.200 p.u.	x_0	0.063	0.057 p.u.	T_a	0.036 s	T_q'	0.28 s
x_{1s}	n.a.	0.114 p.u.						$T_{q''}$	0.028 s
Short circuit ratio saturated: 0.46				Z_n	13.312 Ohm				

Short circuit data:			
Initial short circuit current (3-phase):	$I_{k'}$	950 A	
Max. peak current (3-phase):	I_s	2418 A	
Sustained short circuit current:	I_k	541 A	Minimum 3 x rated current for max.10 s
Initial short circuit torque:	M_{k2}	47.2 kNm	
	M_{k3}	28.3 kNm	
Max. faulty synchron moment:	M_f	101.5 kNm	
Rated kVA torque:	M_{SN}	6.90 kNm	
Rated torque	M_N	5.52 kNm	
Shaft torque	MSh	5.77 kNm	

Load application:	
max. load application: 672 kVA (corresponds to 51,72 % from 1300 kVA) for Power factor 0.4 15% transient voltage drop	Power: 1300 kVA Power factor: 0.8 transient voltage drop: -22.5 %
Remarks:	