



Universidad
Nacional
de Loja

Universidad Nacional de Loja

Facultad de la Energía, las Industrias y los Recursos

Naturales No Renovables

Maestría en Electricidad, Mención Sistemas Eléctricos de Potencia

Guía técnica de mantenimiento para gabinete de protección 81A4 y plan de ejecución de pruebas a dispositivo electrónico inteligente (IED) en la bahía de línea “Reserva” de la subestación GIS 138 kV de la central Delsitanisagua

Trabajo de Titulación previo a la obtención del título de Magíster en Electricidad, Mención Sistemas Eléctricos de Potencia.

AUTOR:

Ing. Diego Fernando Macas Díaz

DIRECTOR:

Dr.C. Jorge Enrique Carrión González, Ph.D

Loja – Ecuador

2023

Certificación

Loja, 11 de mayo de 2023

Dr. Jorge Enrique Carrión González, Ph.D.

DIRECTOR DEL TRABAJO DE TITULACIÓN

CERTIFICO:

Que he revisado y orientado todo proceso de la elaboración del Trabajo de Titulación denominado: **Guía técnica de mantenimiento para gabinete de protección 81A4 y plan de ejecución de pruebas a dispositivo electrónico inteligente (IED) en la bahía de línea “Reserva” de la subestación GIS 138 kV de la central Delsitanisagua**, previo a la obtención del título de **Magíster en Electricidad, Mención Sistemas Eléctricos de Potencia**, de autoría del estudiante **Diego Fernando Macas Díaz**, con **cédula de identidad Nro. 1104420185**, una vez que el trabajo cumple con todos los requisitos exigidos por la Universidad Nacional de Loja para el efecto, autorizo la presentación para la respectiva sustentación y defensa.

Dr. Jorge Enrique Carrión González, Ph.D.

DIRECTOR DEL TRABAJO DE TITULACIÓN

Autoría

Yo, **Diego Fernando Macas Díaz**, declaro ser autor del Trabajo de Titulación y eximo expresamente a la Universidad Nacional de Loja y a sus representantes jurídicos de posibles reclamos y acciones legales, por el contenido del mismo. Adicionalmente acepto y autorizo a la Universidad Nacional de Loja la publicación del Trabajo de Titulación en el Repositorio Digital Institucional – Biblioteca Virtual.

Firma:

Cédula de Identidad: 1104420185

Fecha: 11/05/2023

Correo electrónico: diego.f.macas@unl.edu.ec diego-macas@hotmail.com

Teléfono: 0992898399

Carta de autorización por parte del autor, para consulta, reproducción parcial o total y/o publicación electrónica del texto completo, del Trabajo de Titulación.

Yo, **Diego Fernando Macas Díaz**, declaro ser autor del Trabajo de Titulación denominado: **Guía técnica de mantenimiento para gabinete de protección 81A4 y plan de ejecución de pruebas a dispositivo electrónico inteligente (IED) en la bahía de línea “Reserva” de la subestación GIS 138 kV de la central Delsitanisagua**, como requisito para optar el título de **Magíster en Electricidad, Mención Sistemas Eléctricos de Potencia**, autorizo al sistema Bibliotecario de la Universidad Nacional de Loja para que con fines académicos muestre la producción intelectual de la Universidad, a través de la visibilidad de su contenido de la siguiente manera en el Repositorio Institucional.

Los usuarios pueden consultar el contenido de este trabajo en el Repositorio Institucional, en las redes de información del país y del exterior con las cuales tenga convenio la Universidad.

La Universidad Nacional de Loja, no se responsabiliza por el plagio o copia del Trabajo de Titulación que realice un tercero.

Para constancia de esta autorización, en la ciudad de Loja, a los diez días del mes de mayo del dos mil veintitrés.

Firma:

Autor: Diego Fernando Macas Díaz

Cédula: 1104420185

Dirección: Zamora, Av. Héroes de Paquisha un Juan de Salinas

Correo electrónico: diego.f.macas@unl.edu.ec diego-macas@hotmail.com

Teléfono: 0992898399

DATOS COMPLEMENTARIOS:

Director del Trabajo de Titulación: Ing. Jorge Enrique Carrión González, PhD

Dedicatoria

A mis queridos padres Sergio – Gladys y hermanos que han sabido formarme con hábitos y valores lo cual me ayudado a seguir adelante y continuar con mi carrera profesional.

A mi esposa Camila Vélez quien con su amor y paciencia ha estado junto a mí, apoyándome desde el inicio hasta la culminación de los estudios de maestría.

A mis quijos hijos: Isaac Mateo, Juan Diego y Stefano Fernando que constituyen la fuerza la razón que me impulsa a continuar con mis proyectos y hacer realidad los objetivos trazados.

Diego Fernando Macas Díaz

Agradecimiento

Agradezco a Dios por darme la oportunidad y la sabiduría para cumplir con uno de los objetivos planteados en mi vida profesional de continuar los estudios de maestría.

A mi director del trabajo de titulación, Ing. Jorge Enrique Carrión González. PhD, por su esfuerzo y dedicación, quien con su experiencia y conocimientos han logrado que este trabajo de titulación se realice con éxito.

A las Autoridades de CELEC EP Gensur, Jefatura de Central, Jefatura de Operación, Jefatura de Mantenimiento y compañeros de trabajo de la Central Hidroeléctrica Delsitanisagua, por facilitar la información técnica y permisos de trabajo del gabinete de protección de línea 81 A4 base fundamental para el desarrollo el trabajo de titulación.

A un gran amigo Yordialexis Díaz, especialista en protecciones de Cuba, por su enseñanza, por compartir su conocimiento, sabiduría y experiencia brindando el apoyo para consolidar el presente trabajo.

Diego Fernando Macas Díaz

Índice de contenidos

Portada	i
Certificación	ii
Autoría	iii
Carta de autorización.	iv
Dedicatoria	v
Agradecimiento	vi
Índice de contenidos	vii
Índice de tablas.....	xii
Índice de Figuras	xiii
Índice de Anexos.....	xvi
1. Título	1
2. Resumen	2
2.1. Abstract	4
3. Introducción	6
4. Marco teórico	8
4.1. El Sistema Eléctrico de Potencia	8
4.2. Subestación Eléctrica	8
4.5. Transmisión de energía	9
4.6. Líneas de transmisión.....	9
4.6.1. Fallas en líneas de transmisión.....	10
4.6.2. Estructura de un sistema de protecciones	12
4.6.2.1. Protección principal	12
4.6.2.2. Protección de respaldo	13

4.6.3. Tablero de protección y control de línea.....	13
4.6.4. Dispositivo electrónico inteligente IED.....	14
4.7. Función de protección diferencial de línea ANSI 87L	17
4.7.1. Formas de operación de la protección diferencial de línea.....	18
4.7.2. Corriente de restricción.....	20
4.7.3. Curva característica de la protección diferencial para IED MICOM P543	21
4.7.4. Configuración de la característica diferencial de fase	23
4.7.5. Análisis de oscilografías	25
4.8. Función de Protección de distancia ANSI 21	27
4.8.1. Protección de distancia para fallas entre fases	30
4.8.2. Protección de distancia para fallas a tierra.....	31
4.8.3. Zonas de protección	31
4.8.4. Teleprotección.....	33
4.9. Protección de sobre corriente direccional de falla a tierra DEF ANSI 67N	35
4.10. Protección de sobre voltaje Norma ANSI 59.....	35
4.11. Mantenimiento preventivo	35
4.11.1. Mantenimiento preventivo periódico	36
4.11.2. Mantenimiento preventivo por condición	36
4.11.3. Trabajo estándar (TE)	36
4.11.4. Acciones de mantenimiento preventivo (AMP).....	36
4.11.5. Plan de mantenimiento.....	37
4.12 Equipo de prueba Ponovo PW636i	38
4.12.1 Descripción general.....	38
4.12.2. Característica del Software	41
4.12.3 Modulo de prueba básica	41

4.12.4. Modulo de protección	42
4.13. Definiciones y abreviaturas.....	42
5. Metodología	44
5.1 Área de Estudio.....	46
5.1.1 Central Hidroeléctrica Delsitanisagua 180MW	46
5.1.2. Subestación GIS 145 kV Central Hidroeléctrica Delsitanisagua.....	46
5.1.3 Gabinete de protección de línea	49
5.1.4 Dispositivo electrónico inteligente IED MICOM P543.....	53
5.1.5 Esquema de protección de las líneas de transmisión de la Subestación Delsitanisagua.....	55
5.1.6 Característica de las líneas de transmisión.....	59
5.2. Guía técnica de mantenimiento gabinete de protección de línea	60
5.2.1. Normas de seguridad para el personal ejecutor del mantenimiento.....	60
5.2.1.1. Condición de trabajo eléctricamente segura	61
5.2.1.2. Equipos de protección.....	61
5.2.1.2.1. Equipo de protección personal.....	61
5.2.1.2.2. Equipo de protección especial.....	62
5.2.1.3. Recomendaciones para protección y seguridad en trabajos de mantenimiento	62
5.2.1.4. Medidas de seguridad para inyección de equipo de potencia, control, protección y medida.....	63
5.2.1.4.1. Ser humano.	63
5.2.1.4.2 Equipos para pruebas.	64
5.2.2 Calidad técnica.....	64
5.2.3. Mantenimiento preventivo	65
5.2.3.1 Trabajos estándar	65

5.2.3.1.1 Inspeccionar tablero	66
5.2.3.1.2 Inspeccionar IED de protección	67
5.2.3.1.3 Probar Switch industrial.....	68
5.2.3.1.4. Descargar configuración de IED.....	69
5.2.3.1.4.1. Software de configuración easergy studio	70
5.2.3.1.5. Limpiar tablero de protección	76
5.2.3.1.6. Probar IED de protección.....	77
5.2.4. Plan de mantenimiento preventivo.....	79
5.2.4.1. AMP 1: Mantenimiento preventivo semestral a gabinete de protección de línea	79
5.2.4.2. AMP2: Mantenimiento preventivo anual a gabinete de protección de línea	79
5.2.4.3. AMP3: Mantenimiento predictivo quinquenal a gabinete de protección de línea	80
5.3. Plan de pruebas a IED de protección	80
5.3.1. Metodología para establecer el protocolo de pruebas	80
5.3.2. Protocolo de pruebas	81
5.3.3. Recursos necesarios	82
5.3.4. Diagrama esquemático para pruebas end to end (IED1 to IED2).....	82
5.4. Ejecución el protocolo de pruebas a IED.....	83
5.4.1. Actividades preliminares.....	84
5.4.2. Condiciones para las pruebas	92
5.4.3. Prueba a la protección IED1	92
5.4.4 Prueba a la protección IED2	102
6. Resultados	103
7. Discusión	110
8. Conclusiones	112

9. Recomendaciones	113
10. Bibliografía	114
11. Anexos	115

Índice de tablas:

Tabla 1. Funciones de protección de línea descritas conforme a la norma ANSI	14
Tabla 2. Funciones panel frontal Ponovo 636i	40
Tabla 3. Funciones del panel posterior Ponovo PW636i	40
Tabla 4. Datos generales Subestación GIS 145 kV Delsitanisagua.....	47
Tabla 5. Funciones de protección ANSI	48
Tabla 6. Elementos del gabinete de Protección de línea 81 A4.....	50
Tabla 7. Funciones activas en Dispositivo Electrónico Inteligente (IED).....	57
Tabla 8. Descripción de alarmas en el Dispositivo Electrónico Inteligente (IED).....	58
Tabla 9. Datos línea 138 kV Yanacocha 1	59
Tabla 10. Parámetros eléctricos de línea Yanacocha 1	59
Tabla 11. Factores de compensación de línea Yanacocha 1	60
Tabla 12. Puente de aislamiento para IED1	86
Tabla 13. Puentes de aislamiento para IED2	87
Tabla 14. Inyección secundaria de voltaje IED1	93
Tabla 15. Inyección secundaria de corriente IED1	93
Tabla 16. Inyección secundaria de voltaje IED2	93
Tabla 17. Inyección secundaria de corriente IED2	93
Tabla 18. Parámetros de ajuste de protección diferencial de línea ANSI 87L: IED1 e IED2	95
Tabla 19. Parámetros de ajuste protección de distancia de fase ANSI 21: IED1 e IED2.....	96
Tabla 20. Parámetros de ajuste protección de distancia de neutro ANSI 21N: IED1 e IED2	97
Tabla 21. Parámetros esquema lógico de disparo función ANSI 21	97
Tabla 22. Parámetro esquema de teleprotección función ANSI 21	98
Tabla 23. Parámetros de ajuste protección de sobrecorriente direccional ANSI 67N.....	99
Tabla 24. Parámetro esquema de teleprotección función DEF.....	100
Tabla 25. Parámetros de ajuste protección de voltaje ANSI 59.....	101
Tabla 26. Plan de mantenimiento preventivo a gabinete de protección 81A4.....	103
Tabla 27. Resultado verificación de medidas	103
Tabla 28. Resultado prueba de estabilidad 87L	103
Tabla 29. Resultado disparo por diferencia de corrientes ANSI 87L	104

Tabla 30. Resultado Caso 01: Falla Trifásica “ABC” con resistencia de falla de 0Ω , en la línea Yanacocha 1 al 50% (Lado del IED1)	106
Tabla 31. Resultado Caso 02: Falla Monofásica fase “A” a tierra con resistencia de falla de 0Ω , en la línea Yanacocha1 al 50%	107
Tabla 32. Resultado Caso 3: Falla Monofásica fase “A” a tierra con resistencia de falla de 30Ω , en la línea Yanacocha 1 al 50%	108

Índice de Figuras:

Figura 1. Comportamiento de voltajes y corrientes de falla en líneas de transmisión	11
Figura 2. Zonas de protección.....	12
Figura 3. Estructura básica de un dispositivo electrónico inteligente IED.....	16
Figura 4. Esquema de protección diferencial de línea 87L.....	18
Figura 5. Aportes de corriente a la protección diferencial.....	19
Figura 6. Formas de onda operación normal corriente desfasada 180°	19
Figura 7. Formas de onda operación de falla de corriente en fase a 0°	20
Figura 8. Punto de restricción	20
Figura 9. Devanado de restricción	21
Figura 10. Característica de restricción de IED MICOM P543.....	22
Figura 11. Oscilografía condición normal y falla externa	25
Figura 12. Oscilografía condición de falla interna	26
Figura 13. Esquema de protección de distancia.....	27
Figura 14. Ilustración de la impedancia en el plano X-R	28
Figura 15. Circuito simplificado de línea de transmisión con resistencia de falla	29
Figura 16. Característica MHO.....	30
Figura 17. Característica cuadrilateral	31
Figura 18. Diagrama unifilar de las líneas de transmisión 138 kV de la S/E Delsitanisagua.....	32
Figura 19. Zonas de protección línea Yanacocha 1	33
Figura 20. Esquema direccional para fallas a tierra (DEF).....	35
Figura 21. Flujo para establecer el plan de mantenimiento	37
Figura 22. Diagrama de bloques equipo Ponovo PW636i.....	39

Figura 23. Ponovo PW636i parte frontal	39
Figura 24. Ponovo PW636i parte posterior	40
Figura 25. Conexión puerto Ethernet.....	41
Figura 26. Ventana principal del Software Power Test	41
Figura 27. Variables del proceso de investigación	45
Figura 28. Diagrama unifilar Central Hidroeléctrica Delsitanisagua 180 MW	46
Figura 29. Diagrama unifilar Bahía de línea Reserva.....	48
Figura 30. Gabinetes de protección de línea (vista frontal).....	49
Figura 31 . Gabinete de protección de línea 81A4 (vista posterior)	50
Figura 32. IED de protección de Línea.....	53
Figura 33. Vista posterior IED MICOM P543	54
Figura 34. Diagrama de IED MICOM P543.....	55
Figura 35. Esquema de protecciones de línea.....	56
Figura 36. Comunicación serial USD a RS232	70
Figura 37. Comunicación Ethernet	70
Figura 38. Crear un nuevo sistema en easergy studio.....	71
Figura 39. Crear una subestación en easergy studio.....	71
Figura 40. Crear nivel de voltaje en easergy studio.....	72
Figura 41. Crear un compartimiento en easergy studio	72
Figura 42. Seleccionar modelo de IED en easergy studio	72
Figura 43. Entorno Easergy Studio V8.1.1	73
Figura 44. Fijar ajuste de comunicación a IED	73
Figura 45. Configurar parámetros de conexión	74
Figura 46. Conexión de prueba.....	74
Figura 47. Entorno para extraer información.....	75
Figura 48. Diagrama esquemático para pruebas End to End (IED1 to IED2).....	82
Figura 49. Esquema de conexión y ubicación de equipos para pruebas	83
Figura 50. Borneras de entrada de corriente para IED 87L-132-P	84
Figura 51. Borneras de entrada de corriente para IED 87L-132-R.....	85
Figura 52. Borneras de entrada de voltaje para IED 87L-132-P	85
Figura 53. Borneras de entrada de voltaje para IED 87L-132-R.....	85

Figura 54. Relé de salida para señal de disparo	85
Figura 55. Distribución de bornes en la unidad Ponovo PW636i.....	86
Figura 56. Posición de puentes de aislamiento IE1 e IED2.....	87
Figura 57. Conexión de canal de comunicación IED1 to IED2.....	88
Figura 58. Configuración de comunicación IED1	88
Figura 59. Configuración de comunicación IED2	88
Figura 60. IED1 comunicado con IED2	88
Figura 61. Conexión de señales de corriente IED1	89
Figura 62. Conexión de señales de corriente IED2	89
Figura 63. Conexión de señales de voltaje en IED1e IED2.....	90
Figura 64. Salidas de relé IED1	91
Figura 65. Salida de relé IED2.....	91
Figura 66. Asignación de relé de disparo	92
Figura 67. Conexión de relé de disparo en archivo PLS	92
Figura 68. Interfaz Power Test Quick Test (4V or 6V,6I).....	94
Figura 69. Interfaz Power Test protección diferencial (6I)	95
Figura 70. Interfaz Power Test protección de distancia (Z-Phi).....	96
Figura 71. Interfaz Power Test protección de sobrecorriente direccional ANSI 67 (Sobrecorriente).....	99
Figura 72. Interfaz Power Test protección de sobrecorriente direccional ANSI 67 (Dirección) 99	
Figura 73. Interfaz Power Test protección de sobrevoltaje ANSI 59	100
Figura 74. Interfaz Power Test Trans Play (4V, 3I)	102
Figura 75. Resultados curva característica de protección diferencial de línea ANSI 87L.....	104
Figura 76. Resultado curva característica de protección de distancia ANSI 21	105
Figura 77. Resultado curva característica protección de sobre corriente direccional ANSI 67 (Normal Inverse).....	105
Figura 78. Resultado curva característica de protección de sobre corriente direccional ANSI 67(Dirección).....	105
Figura 79. Resultado de simulación de sobrevoltaje ANSI 59	106
Figura 80. Resultado Caso 01: Oscilografía de falla trifásica “ABC”.....	107
Figura 81. Resultado Caso 02: Oscilografía de falla monofásica fase “A”	108

Figura 82. Resultado caso 3: Oscilografía de falla monofásica fase “A” con resistencia de falla de 30Ω.....	109
--	-----

Índice de Anexos:

Anexo 1. Trabajo estándar “Inspeccionar tablero”	115
Anexo 2. Trabajo estándar “Inspeccionar IED de protección”.....	115
Anexo 3. Trabajo estándar “Probar switch de comunicación industrial”	115
Anexo 4. Trabajo estándar “Descargar configuración de IED de protección”	116
Anexo 5. Trabajo estándar “Limpiar tablero”	116
Anexo 6. Trabajo estándar “Probar IED de protección”	116
Anexo 7. Procedimiento para mantenimiento preventivo semestral a gabinete de protección. ..	117
Anexo 8. Procedimiento de mantenimiento preventivo anual a gabinete de protección.....	119
Anexo 9. Procedimiento de mantenimiento predictivo quinquenal a gabinete de protección....	121
Anexo 10. Plan de pruebas a IED	123
Anexo 11. Registro de pruebas a IED	125
Anexo 12. Certificación de traducción del resumen	134

1. Título

Guía técnica de mantenimiento para gabinete de protección 81A4 y plan de ejecución de pruebas a dispositivo electrónico inteligente (IED) en la bahía de línea “Reserva” de la subestación Gis 138 kV de la Central Delsitanisagua

2. Resumen

El presente trabajo de titulación tiene la finalidad de establecer los trabajos estándar (TE) y acciones de mantenimiento preventivo (AMP) para realizar el mantenimiento a los componentes electromecánicos del gabinete de protección de línea “81A4” de la bahía “Reserva” en la Subestación GIS a 138 kV de la Central Hidroeléctrica Delsitanisagua.

Con el proyecto de investigación se propone un plan de pruebas para comprobar la operación del dispositivo electrónico inteligente (IED) MICOM P543 diseñado para proteger líneas aéreas, que se encuentra asociado al gabinete de protección. La ejecución de pruebas en campo se realiza en el dispositivo electrónico inteligente (IED) MICOM P543 del gabinete 81A4 “Reserva” mediante la inyección secundaria de voltaje y corriente con el equipo de pruebas de relés Ponovo PW636i.

El mantenimiento a los gabinetes de protección de las bahías de línea es indispensable debido a la seguridad que debe brindar al equipo protegido y al personal, así como para mantener y preservar en condiciones de operación los equipos instalados.

Además, al IED MICOM P543 que se encuentra integrado en el gabinete de protección se le ejecuta un protocolo de pruebas (plan de ejecución de pruebas) definido para la ejecución de las tareas de mantenimiento, con el propósito de comprobar que su funcionamiento sea confiable de acuerdo con las necesidades de la subestación Delsitanisagua. Para ello se realiza inyección secundaria de voltaje y corriente con base a los esquemas de protección configurados y parámetros de ajuste que posee el relé de protección actualmente.

Con estos aportes la Subestación GIS a 138 kV de la Central Hidroeléctrica Delsitanisagua contará con una guía técnica para el mantenimiento del gabinete de protección de línea 81A4 “Reserva” con base a la norma ANSI NETA MTS 2011, manuales del fabricante y procesos de CELEC EP, misma que podrá ser replicada en los gabinetes 81A1 Yanacocha2, 81A2 Yanacocha1 y 81A3 Cumbaratza.

Con la ejecución de pruebas al Dispositivo Electrónico Inteligente (IED) MICOM P543 del gabinete 81A4 “Reserva” se pretende verificar su disponibilidad con el objeto de garantizar su funcionamiento confiable frente a eventos de falla, así como verificar la disponibilidad de entradas, salidas y canales de comunicación. Estas pruebas se podrán replicar al Dispositivo Electrónico

Inteligente (IED) MICOM P543 en los gabinetes 81A1 Yanacocha2, 81A2 Yanacocha1 y 81A3 Cumbaratza, según el plan anual de mantenimiento de las bahías de línea de la subestación Delsitanisagua aprobadas por el Operador Nacional de Electricidad – CENACE.

Palabras claves: Central Hidroeléctrica Delsitanisagua, Dispositivo Electrónico Inteligente (IED), Ponovo PW636i, Pruebas eléctricas, 81A4

2.1. Abstract

The purpose of this degree work is establishing the standard works (SW) and preventive maintenance actions (PMA) to perform the maintenance of the electromechanical components of the line protection cabinet "81A4" of the "Reserve" bay in the GIS Substation at 138 kV of the Delsitanisagua Hydroelectric Power Plant.

The research project proposes a test plan to check the operation of the intelligent electronic device (IED) MICOM P543 designed to protect overhead lines, which is associated to the protection cabinet. Field testing is performed on the MICOM P543 intelligent electronic device (IED) in the 81A4 "Reserve" cabinet by means voltage and current secondary injection with the Ponovo PW636i relay test set.

Maintenance of the protection cabinets of the line bays is essential due to the safety it must provide to the protected equipment and to the personnel, as well as to maintain and preserve the installed equipment in operating conditions.

In addition, the IED MICOM P543, which is integrated in the protection cabinet, undergoes a test protocol (test execution plan) defined for the execution of the maintenance tasks, with the purpose of verifying that its operation is reliable according to the needs of the Delsitanisagua substation. For this purpose, voltage and current secondary injection is carried out according to the protection schemes configured and the existing setting parameters of the protection relay.

With these contributions, the GIS Substation at 138 kV of the Delsitanisagua Hydroelectric Power Plant will have a technical guide for the maintenance of the line protection cabinet 81A4 "Reserve" based on the ANSI NETA MTS 2011 standard, manufacturer's manuals and CELEC EP processes, which can be replicated in cabinets 81A1 Yanacocha2, 81A2 Yanacocha1 and 81A3 Cumbaratza.

With the execution of tests to the MICOM P543 Intelligent Electronic Device (IED) of the 81A4 "Reserve" cabinet, pretend to verify its availability in order to guarantee its reliable operation in case of failure events, as well as to verify the availability of inputs, outputs and communication channels. These tests can be replicated to the Intelligent Electronic Device (IED) MICOM P543 in cabinets 81A1 Yanacocha2, 81A2 Yanacocha1 and 81A3 Cumbaratza, according to the annual maintenance plan of the line bays of the Delsitanisagua substation approved by the National Electricity Operator - CENACE.

Keywords: Delsitanisagua Hydroelectric power plant, Electrical testing, Intelligent Electronic Device (IED), Ponovo PW636i, 81A4.

3. Introducción

A partir del momento en que una central de generación entra en servicio e inicia su operación comercial, es decir que sus protecciones eléctricas han sido correctamente coordinadas según el diseño y los estudios pertinentes, pueden pasar años sin que éstas se intervengan u operen; sin embargo, por criterios de seguridad no puede concebirse que se produzca una falla para verificar su correcta actuación. Por tanto, es necesario realizar pruebas y verificaciones a las funciones de protección eléctrica parametrizadas en los IEDs, lo cual siempre será más económico que una salida de servicio por cualquier falla y las eventuales averías o consecuencias negativas, como; lucro cesante por producción detenida, equipamiento eléctrico dañado, costo de las reparaciones en tableros o máquinas en general.

El presente tema de titulación tiene como propósito entregar al personal técnico de la Central Delsitanisagua de CELEC EP Gensur, una guía técnica de mantenimiento para el gabinete de protección de línea y plan de pruebas al Dispositivo Electrónico Inteligente (IED) MICOM P543 asociado al gabinete 81A4 “Reserva”, el mismo que se podrá replicar a los gabinetes de protección; 81A1 Yanacochoa2, 81A2 Yanacochoa1y 81A3 Cumbaratza según el plan anual de paradas por mantenimiento establecidas por Operador Nacional de Electricidad – CENACE mediante consigna programada.

El documento se conforma por siete apartados, en donde se expone los criterios y protocolos de prueba para realizar de forma correcta y segura el mantenimiento a los gabinetes de protección.

Objetivos

Objetivo General

Elaborar una guía técnica de mantenimiento para el gabinete de protección de línea y establecer un plan de ejecución de pruebas al Dispositivo Electrónico Inteligente (IED) en la bahía de “Reserva” de la Subestación Gis a 138kV de la Central Delsitanisagua para mantener y preservar en condiciones de operación los equipos e intervención adecuada del personal técnico.

Objetivos específicos.

Elaborar un plan de pruebas al Dispositivo Electrónico Inteligente (IED) MICOM P543 que se encuentra integrado en el gabinete de protección de línea 81 A4 “Reserva”, en base a la configuración y parámetros de ajuste que actualmente posee el IED de protección y necesidades de la Central Hidroeléctrica Delsitanisagua.

Elaborar la guía técnica para el mantenimiento del gabinete de protección de línea 81A4 “Reserva” que cuente con los trabajos estándar (TE), acciones de mantenimiento preventivo (AMP), la periodicidad de intervención y formatos, con base a la norma ANSI NETA MTS 2011, manuales del fabricante y procesos de CELEC EP Gensur.

Ejecutar el plan de pruebas para los Dispositivos Electrónicos Inteligentes (IEDs) en el gabinete 81A4 “Reserva” mediante la inyección secundaria de voltaje y corriente con el equipo de prueba de relés Ponovo PW636i para el análisis y resultados.

4. Marco teórico

4.1. El Sistema Eléctrico de Potencia

Los sistemas eléctricos de potencia (SEP) tienen el propósito de generar, transportar y distribuir energía eléctrica mediante un sistema interconectado formando por equipos e instalaciones de tal manera que el servicio sea continuo para así cumplir con la demanda requerida por los usuarios, al mínimo costo, con pocas pérdidas de energía y siendo amigable con el medio ambiente. [1]

4.2. Subestación Eléctrica

Una subestación eléctrica se constituye de un conjunto de equipos que permiten el transporte y entrega de energía desde las centrales de generación hacia los centros de consumo. Las subestaciones están unidas entre sí mediante líneas de transmisión. Dependiendo del tipo de aislamiento, se tienen dos tipos de subestaciones: aisladas en aire (AIS: Air Insulated Switchgear) y aisladas en gas (GIS: Gas Insulated Switchgear).[2]

Los elementos que constituyen una subestación de energía eléctrica son:

- Sistema de “barras” por cada nivel de voltaje en CELEC EP se tienen los siguientes esquemas de barras:
 - Barra simple
 - Barra principal y transferencia
 - Doble barra sin by-pass
 - Doble barra con by-pass
 - Barra en anillo
- Posiciones de bahías que se conectan a una barra, para unir eléctricamente los diferentes equipos de una subestación entre sí, y con las líneas de transmisión. Se puede tener los siguientes tipos de bahías:
 - Línea
 - Transformador
 - Reactor
 - Capacitor
 - Bahía de transferencia (en el esquema de barra principal y transferencia)

- Bahía de acople (en el esquema de doble barra con/sin by-pass)

Las bahías se componen de varios seccionadores y un interruptor que permiten la conexión y desconexión entre la barra y el equipo al cual está asociada la bahía (línea, transformador, reactor o banco de capacitores). Se utiliza transformadores de corriente (TCs) y transformadores de potencial (TVs) para la medición de corrientes y voltajes, respectivamente.

4.5. Transmisión de energía

La transmisión de la energía en Ecuador está a cargo de CELEC EP unidad de negocio TRANSELECTRIC, a través de una red eléctrica en forma de anillo denominada sistema nacional de transmisión (SNT), que permite transportar la energía desde las centrales de generación hasta las empresas de distribución de todo el país.

El SNT está conformado por un conjunto de subestaciones y líneas de transmisión que se encuentran ubicadas en toda la geografía ecuatoriana, en voltajes de 500, 230 y 138 mil voltios, que transportan la energía producida por las centrales de generación hacia todas las empresas de distribución del país.

4.6. Líneas de transmisión

Las líneas de transmisión llevan potencia desde las estaciones de generación hasta las estaciones de recepción. La principal función de una línea es transportar potencia a diferentes distancias de forma eficiente y económica [3].

Para realizar este tipo de transporte se requiere de la instalación de un transformador de elevación entre la generación y la transmisión de energía, logrando así elevar el voltaje hasta los niveles requeridos con esto se evita caídas de voltaje, así como también se tiene una corriente relativamente baja en las líneas de transmisión con menores pérdidas. Para esta etapa las líneas de transmisión dependerán de las longitudes y de la cantidad de energía eléctrica que se transportar por las mismas [4].

La transferencia de potencia real y reactiva sobre una línea de transmisión se rige por la impedancia de la línea, las magnitudes de voltaje y de la diferencia angular del voltaje en los extremos de la línea, de tal forma que la línea se comporte bajo condiciones normales para mantener la estabilidad de la red.

Los cuatro parámetros principales que afectan el desempeño de las líneas de transmisión como elemento de un sistema eléctrico son:

- Inductancia (L). - Debido al campo magnético que envuelve a los conductores, se establece en función a la geometría entre los conductores.
- Capacitancia (C). – Debido al campo eléctrico entre conductores, se establece en función de la geometría de los conductores.
- Resistencia (R). – Debido a la resistividad de los elementos conductores, establecidos en tablas de fabricantes considerando el trenzado de los conductores, efecto piel, etc.
- Conductancia (G). – Debido a las corrientes de dispersión entre fases y tierra, se establecen como corrientes de fuga en los aisladores y por efecto corona.

Estos parámetros se distribuyen uniformemente a lo largo de la línea de transmisión formando una impedancia serie la resistencia y la inductancia, mientras que la capacitancia y la conductancia se encuentran entre conductores y tierra. En función de la longitud de la línea puede considerarse que esta es, corta, media y larga de acuerdo a los siguientes criterios:

- Línea Corta: Su longitud inferior a 80 Km, la capacitancia en derivación es tan pequeña que se puede omitir y solo se requiere considerar la resistencia R y la inductancia L en serie para la longitud total de la línea; por lo tanto, la corriente permanece igual en los puntos de la línea. [5].
- Línea Media: Su longitud es de 80 km a 240 km, para los cálculos de la línea de longitud media se incluye la admitancia paralela (generalmente capacitancia pura). Si se divide en dos partes iguales la admitancia paralelo total de la línea y cada una se coloca en los extremos generador y receptor, se obtiene el llamado circuito nominal π (π). [6]
- Línea larga: Su longitud es mayor a 240 Km. La discrepancia entre el circuito nominal π (π) y la línea real se hace mayor conforme la longitud de la línea se incrementa. Sin embargo, es posible encontrar el circuito equivalente de una línea de transmisión larga y a ésta representarla con precisión mediante una red de parámetros concentrados.

4.6.1. Fallas en líneas de transmisión

Las líneas de transmisión están sometidas a diversos fenómenos que producen distintos tipos de eventos o fallas eléctricas. Entre los eventos físicos que se pueden presentar se tiene;

vientos, descargas atmosféricas, fallas de maniobras, etc. Las fallas producidas afectan a la continuidad de la operación y calidad de energía.

Generalmente las fallas se clasifican en dos grupos importantes:

a) Por su tiempo de duración:

- Fallas Permanentes: Generalmente causadas por perforación del aislamiento, ruptura de conductores u objetos en contacto permanente con los conductores de fase.
- Fallas Transitorias: Ocasionados por sobretensiones transitorias, descargas directas e inversas, etc.

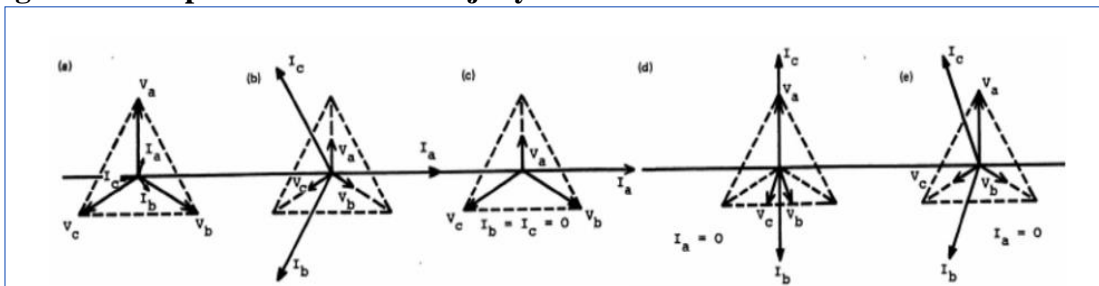
b) Por las fases involucradas

- Fallas paralelo (Shunt):
 - Fallas simétricas (trifásicas).
 - Fallas asimétricas (bifásicas, bifásicas a tierra y monofásicas).
- Fallas Serie: Conductor abierto
- Fallas simultaneas: Serie y/o paralelo

En la Figura 1, se muestra un cuadro típico de estudio donde se observa el comportamiento de las magnitudes y ángulos, de los voltajes y corrientes, de diversos tipos de fallas. Se pueden observar: [7]

- a. Operación normal, magnitudes simétricas.
- b. Falla trifásica, ocurre cuando las tres fases hacen contacto entre sí.
- c. Falla monofásica a tierra, ocurre cuando una fase hace contacto con tierra.
- d. Falla bifásica, ocurre cuando dos fases hacen contacto entre sí.
- e. Falla bifásica a tierra, ocurre cuando dos fases hacen contacto entre sí y tierra.

Figura 1. Comportamiento de voltajes y corrientes de falla en líneas de transmisión



Fuente: A. Zúñiga and Z. Pedro, "Comparación de las filosofías de esquemas de protección para líneas de transmisión," 2016, página 35.

4.6.2. Estructura de un sistema de protecciones

La gran importancia de la función realizada por el sistema de protección hace necesario dotarlo de una estructura que impida que el fallo de uno o cualquiera de equipos deje desprotegido al SEP. En el caso de la protección de líneas de transmisión que soportan estadísticamente alrededor del 90% de las fallas que ocurren en un SEP, el establecimiento de sistema de respaldo resulta imprescindible.[8]

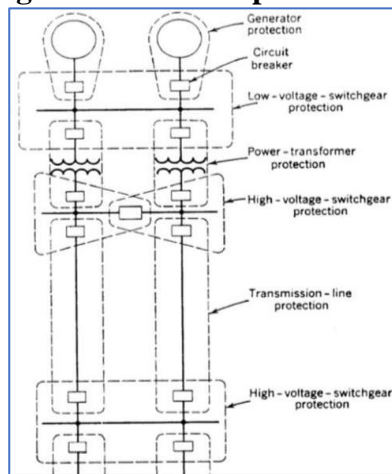
Por esta razón, los sistemas de protección se estructuran comúnmente en dos protecciones, una protección principal y una protección de respaldo, con diferentes principios de operación que dan redundancia y traslape a las zonas de protección asignadas.

4.6.2.1. Protección principal

La protección principal es aquella que tiene la responsabilidad de despejar la falla en primera instancia. Están definidas para desconectar el mínimo número de elementos necesarios para aislar la falla.

Con el fin de optimizar sus prestaciones, el SEP se divide en zonas de protección primarias definidas entorno a cada elemento importante, tal como se indica en la Figura 2. Cada zona se traslapa con sus adyacentes con el fin de evitar que se produzcan zonas muertas no cubiertas por protecciones primarias. El traslape entre dos zonas se establece alrededor del interruptor común a ambas que sirve de separación entre los dos elementos contiguos correspondientes.

Figura 2. Zonas de protección



Fuente. *The Art & Science of Protective Relaying*. Russell Mason. General Electric [9]

4.6.2.2. Protección de respaldo

Las protecciones de respaldo, son aquellas que tienen la responsabilidad de despejar la falla en segunda instancia, es decir, solamente deben operar en el caso de que hayan fallado la protección Principal. La protección de respaldo debe operar con retardo de tiempo respecto a la protección principal, con el fin de dejarlas actuar.

4.6.3. Tablero de protección y control de línea

Los tableros de control protección y control de línea deberán incluir un IED de control de bahía, IEDs de protección redundantes y al menos un switch para comunicación con la red del SAS dependiendo de la arquitectura presentada, distribuidores de fibra óptica (ODF) y demás elementos y materiales necesarios para el control de los equipos de cada bahía de línea.[2]

El sistema de protección de línea estará alojado en el tablero de línea. Los IEDs especializados en protección de las líneas de transmisión deberán ser duplicados e independientes (funciones de protección idénticas) para asegurar un sistema redundante y con capacidad de no omitir disparos. Cada uno de estos tableros debe incluir como mínimo:

- Un IED multifuncional especializado en protección de líneas que actúa como protección principal - protección de línea 1 (PL1).
- Un IED multifuncional especializado en protección de líneas que actúa como protección redundante - protección de línea 2 (PL2).
- Funciones de chequeo de sincronismo (25), recierre automática (79), que deberán ser realizadas por los IEDs principales y/o redundantes.
- Dos dispositivos de disparo (94) que utilizarán 2 relés auxiliares 94-1 y 94-2.
- Dos dispositivos de supervisión de los circuitos de disparo, 74-1, 74-2. La supervisión debe ser con el interruptor en estado abierto y cerrado.
- Un relé auxiliar del relé de disparo y bloqueo por 87B/50BF (86BX)

Los IEDs de protección de líneas deberán contar con las funciones de protección presentadas en la Tabla 1.

Tabla 1 Funciones de protección de línea descritas conforme a la norma ANSI

IED: PROTECCIÓN DE LÍNEA 1 (PL1) Y 2 (PL2)	
FUNCIÓN DE PROTECCIÓN	CÓDIGO ANSI
Diferencial de línea	87L
Distancia	21/21N
Sobrecorriente de fases	50/51
Sobrecorriente de neutro	50N/51N
Sobrevoltaje	59
Bajo voltaje	27
Sobrecorriente direccional de fases y neutro	67/67N
Bloqueo por falla de fusible	97
Bloqueo por oscilación de potencia	68
Disparo por out of step	78
Teleprotección / esquemas de teleprotección	85
Sobrealcance permisivo	85-21 POTT
Subalcance permisivo	85-21 PUTT
Sobrecorriente direccional	85-67N
Disparo directo transferido	DDT
Localización y monitoreo de fallas	LF
Recierre automático	79
Verificación de sincronismo	25
Ruptura de conductor	-
Detección de carga	-
Factor de compensación residual	-
Lógica de cierre en falla (SOTF)	-
ECO y fuente débil (weak infeed)	-
Discrepancia de polos	-
Bloqueo para fallas de línea paralela	-
Detección de línea muerta	-
Registro de fallas	-

Fuente. CELEC EP – TRANSELECTRIC. Especificaciones técnicas 500 kV Ref. B1024449

4.6.4. Dispositivo electrónico inteligente IED

El término IED es utilizado para hacer referencia al dispositivo electrónico inteligente, conformado por uno o más microprocesadores, compuestos por módulos que realizan tareas en tiempo real, para determinar una acción dependiendo de las condiciones encontradas a sus entradas, con capacidad de intercambiar datos con una fuente externa. Se le asocia el término

inteligente, porque se encuentra en capacidad de seleccionar la mejor alternativa de operación cuando se presenta una contingencia en el sistema. [10]

El IED, es un dispositivo que responde a algunas o varias características del sistema eléctrico como son voltaje, corriente, frecuencia, factor de potencia etc., los cuales se alteran al ocurrir una falla en el sistema.

Mientras no varíen las características del sistema el IED se mantiene inactivo y al ocurrir una falla, el IED detecta y selecciona la característica para la cual debe actuar enviando señal de apertura al interruptor correspondiente para aislar la parte en donde ocurrió la falla.[11]

El IED opera con la ayuda de:

- **Transformadores de instrumentos.**

Los transformadores de instrumentos; transformadores de potencial (TVs) y transformadores de corriente (TCs), son el enlace entre el sistema de potencia (alto voltaje) y los IEDs de protección (bajo voltaje). Sirven de aislamiento y reducen los niveles de voltaje y corriente a valores que los IEDs de protección pueden registrar.

- **Interruptores.**

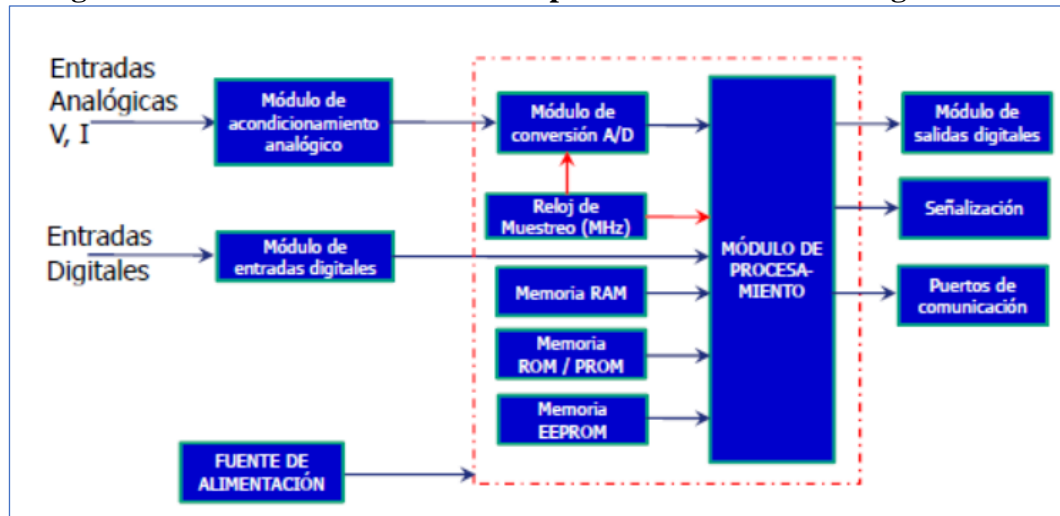
Son dispositivos mecánicos, controlados eléctricamente por el IED de protección, con la capacidad de conducir momentáneamente la corriente máxima de cortocircuito e interrumpirla, para aislar los elementos del sistema de potencia que se encuentran en falla o con algún comportamiento anormal.

- **Fuente de corriente continua.**

Su principal objetivo es el de proveer al IED de protección la energía necesaria para su correcto funcionamiento. De igual forma este banco de baterías alimenta a los interruptores, unidad de control de bahía (BCU) y sistema de control.

La estructura básica de un IED se presenta en la Figura 3.

Figura 3. Estructura básica de un dispositivo electrónico inteligente IED.



Fuente. A. Zúñiga, "Comparación de las filosofías de esquemas de protección para líneas de transmisión," 2016 [7]

- **Módulo de entradas analógicas**

Este módulo acondiciona las señales de voltaje y corriente de los TVs y TCs a niveles de bajo nivel para la etapa análogo/digital. Aísla los circuitos electrónicos del IED de los TVs y TCs. En este módulo se encuentra también un filtro anti-aliasing análogo, que filtra componentes de alta frecuencia.

- **Módulo de entradas digitales.**

Este módulo monitorea las señales de estados. Proporciona aislamiento eléctrico entre las señales de entrada y los circuitos electrónicos del IED. Además de proteger al IED contra sobrevoltajes transitorios.

- **Modulo convertidor de señales analógicas a digitales**

Este módulo realiza la tarea de digitalización (muestreo, cuantificación y codificación) de las señales de voltaje y corriente de bajo nivel entregadas por el módulo de acondicionamiento análogo.

- El muestreo comúnmente se realiza con un circuito de muestreo y retención, el cual convierte la señal de tiempo continuo a una señal de tiempo discreto.

- La cuantificación es la conversión de la señal de tiempo discreto en una señal de tiempo discreto con valores discretos.
- La codificación es la representación de cada valor de la señal digital mediante un código binario de bits.

Este módulo también realiza el filtrado digital de las señales para eliminar componentes de corriente directa y altas frecuencias (armónicas). Entrega al procesador señales digitales estables para cálculos de fasores y algoritmos de protección.

- **Memorias RAM, EPROM y EEPROM.**

La memoria RAM, es un búfer que almacena temporalmente los valores de entrada, resultados intermedios de algoritmos, valores de prefalla y datos que pueden utilizados o guardados posteriormente en memoria no volátil.

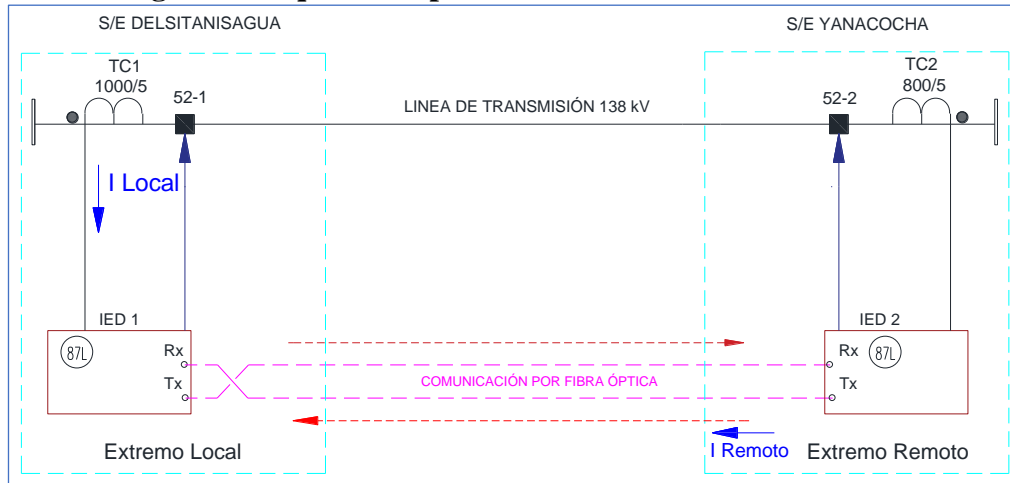
La memoria EPROM o memoria FLASH, almacena los programas y los algoritmos del IED (firmware).

La memoria EEPROM, almacena los ajustes, las oscilografías y datos históricos del IED. Mantiene los datos almacenados aun cuando se pierde la alimentación del IED.

4.7. Función de protección diferencial de línea ANSI 87L

La aplicación de la protección diferencial de línea se presenta en la Figura 4, la zona protegida se limita selectivamente en sus extremos por medio de los transformadores de corriente TC1 y TC2, los transformadores de corriente TCs se conectan mediante cables de cobre a los IEDs, la conexión entre ambos IEDs se realiza mediante canal de comunicación, la conexión entre IEDs sirve para saber la magnitud de corriente en el extremo remoto, cada uno de ellos trabaja de forma independiente, los dos son maestros es decir cada uno tiene su protección en cada uno de los extremos.

Figura 4. Esquema de protección diferencial de línea 87L



Fuente. Autor

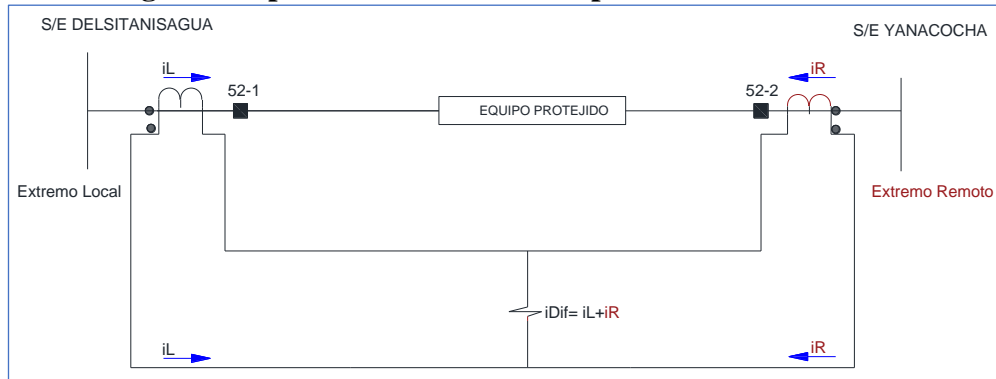
En el esquema de la Figura 4, se presenta un circuito de línea de transmisión de 138 kV que conecta la Subestación Delsitanisagua con la Subestación Yanacocha, cada uno con su interruptor y transformadores de corriente en cada extremo. El IED1 de la Subestación Delsitanisagua recibe la corriente local a través de los transformadores de corriente TC1 y transmite esta corriente por el canal de comunicación por fibra óptica al extremo remoto en la Subestación Yanacocha para que el IED2 conozca esta corriente. Además, el IED1 de la Subestación Delsitanisagua recibe la corriente del extremo remoto por el canal de comunicación de fibra óptica desde el IED2 de la Subestación Yanacocha, de tal forma que ambos IEDs conocen su corriente local y corriente remota para calcular la corriente diferencial y de acuerdo a las condiciones definir si opera el interruptor.

4.7.1. Formas de operación de la protección diferencial de línea.

En la Figura 5, dentro del equipo protegido se tiene la línea de transmisión, para este caso se analiza el esquema de los IEDs de la Subestación Delsitanisagua, donde:

- i_L es la corriente local
- i_R es la corriente remota
- i_{Dif} es la corriente diferencial

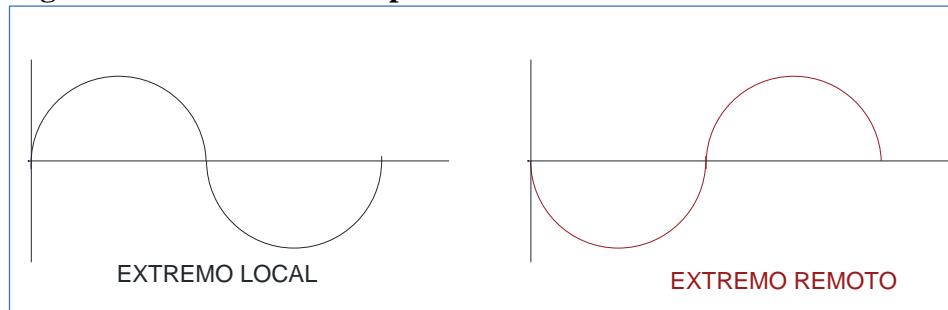
Figura 5. Aportes de corriente a la protección diferencial



Fuente. Autor

- Operación normal:** La misma corriente que entra es la que sale, la corriente local i_L es la que entra y la corriente remota i_R es la que sale, en condición de falla externa o de carga, las dos magnitudes de corriente son iguales y están desfasadas 180 grados, cómo se observa en la Figura 6, por el IED de protección no va a circular corriente es decir la corriente diferencial I_{dif} va a ser cero.

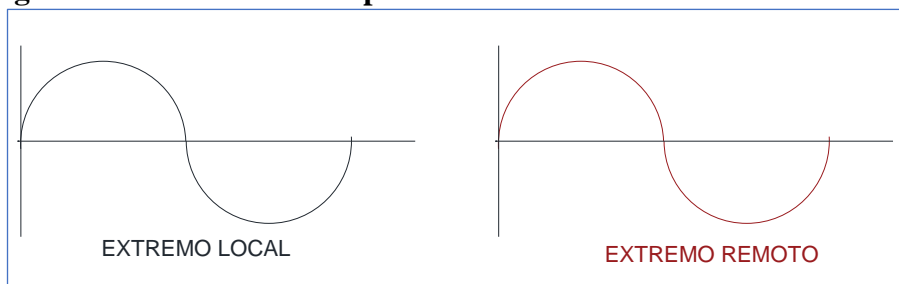
Figura 6. Formas de onda operación normal corriente desfasada 180°



Fuente. Autor

- Operación de falla dentro de la zona de protección:** La corriente local i_L y la corriente remota i_R se encuentran en fase a 0 grados, por lo tanto, no tienen desfasamiento entre ellas, las dos corrientes están entrando a la línea al punto de falla, la fuente de mayor capacidad va a suministrar mayor corriente de falla, la de menor capacidad suministrará menor aporte a la corriente de falla, y la corriente diferencial es la suma de las dos corrientes de falla, $i_L + i_R \neq 0$, por lo tanto, debe operar, cómo se observa en la Figura 7.

Figura 7. Formas de onda operación de falla de corriente en fase a 0°



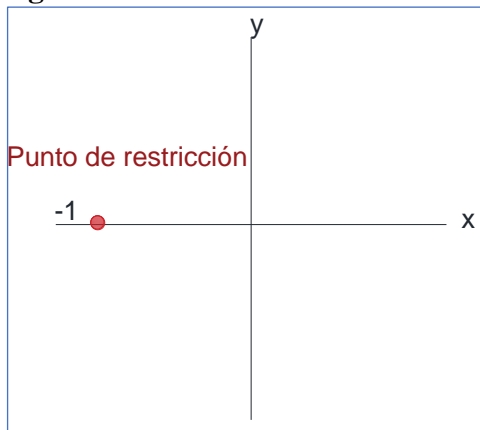
Fuente. Autor

4.7.2. Corriente de restricción.

En la Figura 8 se presenta el punto de restricción, la dirección entre la corriente local y la corriente remota es la ecuación presentada en el plano cartesiano, donde -1 es el punto de restricción, cómo se expone en la Ecuación 1.

$$\frac{iL}{iR} = x + jy = -1 \quad \text{Ecuación 1}$$

Figura 8. Punto de restricción



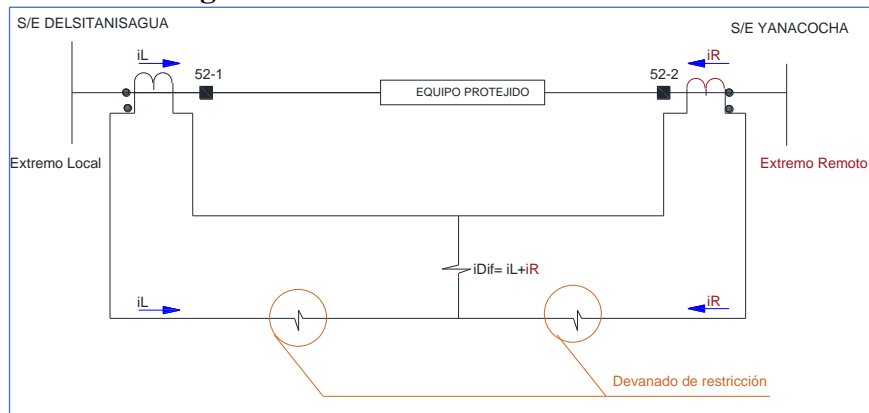
Fuente. Autor

La corriente de restricción “ I_r ” considera; los errores y saturación de los transformadores de corriente, y errores de la medición de los IEDs. Para asegurar que la operación sea correcta, el IED de protección diferencial de línea considera los parámetros de la corriente de restricción y la corriente diferencial, debido a que si solo se utiliza la corriente diferencial se podría tener falsos disparos a los interruptores.

En la Figura 9 se presenta el devanado de restricción, este devanado ayuda a evitar que opere de forma falsa la protección diferencial de línea enviando el disparo al interruptor. Considerando que la corriente de operación es la corriente diferencial, se tiene los siguientes esquemas de protección:

- Si corriente diferencial i_{Dif} es mayor que la corriente de restricción I_r , “Opera”
- Si la corriente de restricción I_r es mayor que la diferencial i_{Dif} “No opera”.

Figura 9. Devanado de restricción



Fuente. Autor

En los dispositivos electrónicos inteligentes IEDs el valor de corriente de restricción es una pendiente de operación, el cual depende del fabricante y modelo del equipo.

4.7.3. Curva característica de la protección diferencial para IED MICOM P543

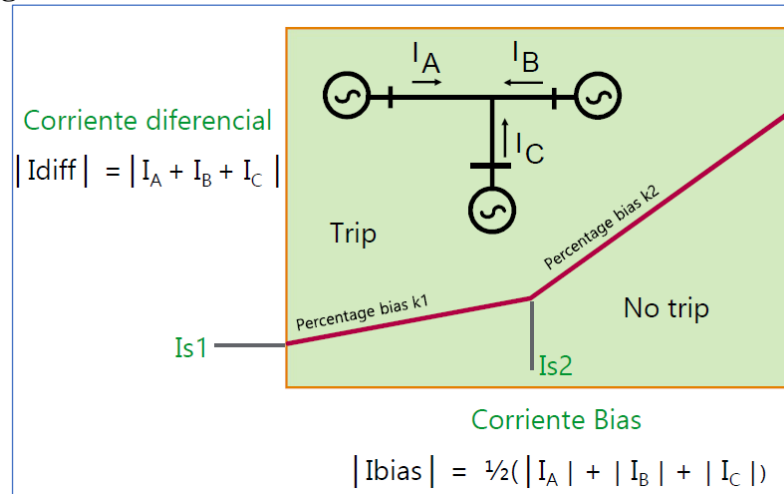
En el IED MICOM P543, la corriente diferencial se calcula como la suma vectorial de las corrientes que ingresan en la zona protegida de acuerdo a la Ecuación 2. La corriente de restricción es el promedio de la corriente medida en cada extremo de línea, se calcula por medio de la suma escalar de la intensidad en cada terminal, dividida por dos de acuerdo a la Ecuación 3.

$$I_{dif} = \vec{I}_1 + \vec{I}_2 \quad \text{Ecuación 2}$$

$$I_r = \frac{|I_1| + |I_2|}{2} \quad \text{Ecuación 3}$$

En la Figura 10 se presenta la característica de la protección diferencial de línea.

Figura 10. Característica de restricción de IED MICOM P543



Fuente. Manual IED MICOM P543

La característica de la protección diferencial del IED MICOM P543 está determinada por cuatro ajustes de protección:

- Is1: Ajuste básico de corriente diferencial que determina el nivel mínimo de arranque del relé
- k1: Ajuste inferior del porcentaje de restricción, utilizado cuando la corriente de restricción es menor a Is2. Esto proporciona estabilidad ante pequeños desfases de los transformadores de corriente, asegura sensibilidad ante fallas resistivas en condiciones de grandes corrientes de carga
- Is2: Ajuste del umbral de corriente de restricción, por encima del cual se utiliza el porcentaje de restricción superior k2
- k2: Ajuste superior del porcentaje de restricción, utilizado para mejorar la estabilidad del IED bajo condiciones rigurosas de corriente de falla

El criterio de operación se formula en la Ecuación 4 y Ecuación 5.

a) Para $|I_r| < Is2$

$$|iDif| > k1 * |I_r| + Is1 \quad \text{Ecuación 4}$$

b) Para $|I_r| > Is2$

$$|iDif| > k2 * |I_r| - (k2 - k1) * Is2 + Is1 \quad \text{Ecuación 5}$$

Mínima corriente de funcionamiento: La corriente de funcionamiento mínima está relacionada, pero no es igual, al ajuste I_{s1} y se formula en la Ecuación 6 y Ecuación 7.

Considérese una falla alimentada desde un solo extremo, sin corriente de carga, pero con corriente de falla, I :

$$|iDif| = I \quad \text{Ecuación 6}$$

$$|Ir| = \frac{1}{2}I \quad \text{Ecuación 7}$$

Suponiendo que $|Ir| < I_{s2}$, entonces, utilizando la Ecuación 4, la protección diferencial funcionará si:

$|iDif| > k1 * |Ir| + I_{s1}$; obteniendo como resultado la Ecuación 8 y Ecuación 9.

$$I > k1 * \frac{1}{2}I + I_{s1} \quad \text{Ecuación 8}$$

$$I > \frac{I_{s1}}{(1-0.5k1)} \quad \text{Ecuación 9}$$

La corriente de funcionamiento mínima es, por lo tanto, una función de los ajustes I_{s1} y $k1$. Con $k1$ ajustado a 30% e I_{s1} ajustado en 0.2 pu, la corriente de funcionamiento mínima se presenta en la Ecuación 10:

$$I_{mín} = 1.176 I_{s1} \quad \text{Ecuación 10}$$

$$I_{mín} = 0.235 \text{ pu}$$

4.7.4. Configuración de la característica diferencial de fase

La característica está determinada por cuatro ajustes de protección, estos ajustes permiten personalizar las características del IED, para adaptarlas a una sensibilidad particular y a los requerimientos de los transformadores de corriente. Para simplificar la tarea del ingeniero de protección, el fabricante del IED MICOM P542 recomienda que se fijen tres de los ajustes en:

$$I_{s2} = 2,0 \text{ pu}$$

$k1 = 30\%$ Proporciona estabilidad para pequeños desajustes de los transformadores de corriente, mientras asegura una buena sensibilidad ante faltas resistivas bajo condiciones rigurosas de carga

$k2 = 150\%$ (Aplicaciones de 2 terminales) ó 100% (aplicaciones de 3 terminales).
Proporciona estabilidad bajo condiciones rigurosas de intensidad de falta pasante.

Estos ajustes proporcionan una característica del IED conveniente para la mayoría de las aplicaciones, con sólo el ajuste I_{s1} a ser decidido por el usuario.

I_{s1} Es el ajuste de corriente diferencial básico que determina el nivel mínimo de arranque del IED. El valor de este ajuste debe sobrepasar cualquier desigualdad, si la hubiera, entre los extremos de línea, y debe considerar la intensidad de carga de la línea, cuando sea necesario.

Las principales características de la protección diferencial son las siguientes:

- Determina si la falla está dentro o fuera de la zona de protección, en el caso que este dentro de la zona protegida, la protección abre los interruptores y desconectara la línea que tiene falla del resto de la red
- Mide las corrientes en los terminales del circuito protegido para determinar si la falla es interna o externa.
- La corriente diferencial identifica con del desplazamiento angular si la falla es interna o externa es decir si se encuentran a 0 grados o 180 grados entre sí.
- Transmite la información hacia el extremo remoto por medio del canal de comunicación de fibra óptica
- La protección diferencial compara las corrientes de todos los extremos de la zona protegida de la información de los TCs y calcular la corriente diferencial.
- La protección diferencial es inmune a oscilaciones de potencia, debido a que no utiliza voltaje, por ello no registra variaciones de voltaje ni en magnitud ni en ángulo, solo registra variaciones de corriente, las oscilaciones de potencia no le afectan.
- Los datos muestreados que recibe el TC local y TC del extremo remoto permite calcular las componentes de secuencia y corrientes armónicas.
- Protección de fase segregada, tiene tres diferenciales internos, uno exclusivo para cada fase, si pasa algo en una de las fases opera inmediatamente.
- Bajo la curva característica de la zona de restricción, no opera
- Sobre la curva característica de la zona de restricción, opera

- Depende de la comunicación, si no hay canal de comunicación no puede operar.

4.7.5. Análisis de oscilografías

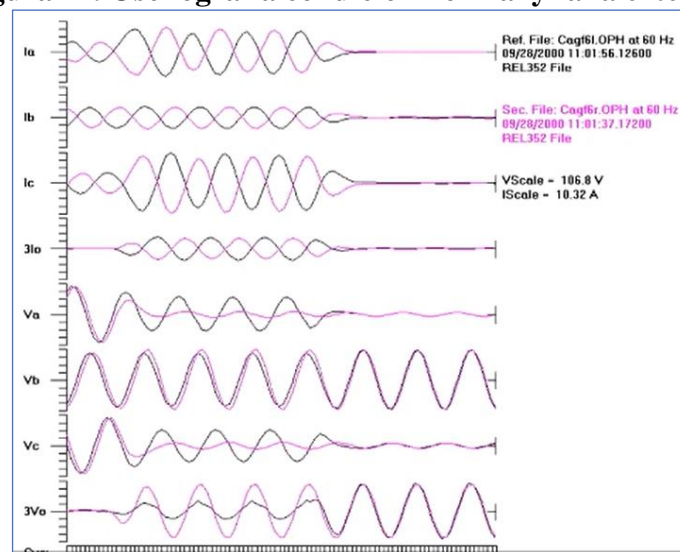
A continuación, se presenta la forma de analizar las oscilografías en condición normal y falla externa, y en condición de falla interna.

- **Oscilografía de un caso de condición normal de operación y fallas externas**

Para el presente caso, la corriente de entrada es la misma que sale, las dos encuentran a 180 grados de tal forma que la sumatoria prácticamente va a ser cero.

La protección de fase segregada, permite calcular de forma independiente la corriente diferencial en cada una de las fases Ia, Ib e Ic, como se expone en la Figura 11.

Figura 11. Oscilografía condición normal y falla externa



Fuente. Manual IED MICOM P543

- **Corriente Ia:** El primer ciclo es en condición de carga, después del primer ciclo se tiene la falla entonces se incrementa la corriente, pero como están a 180 grados la una respecto a la otra, la corriente diferencial sigue siendo cero.
- **Corriente Ib:** No hay falla, la corriente local y remota se mantienen su magnitud y están desfasado 180 grados, la corriente diferencial sigue siendo cero.

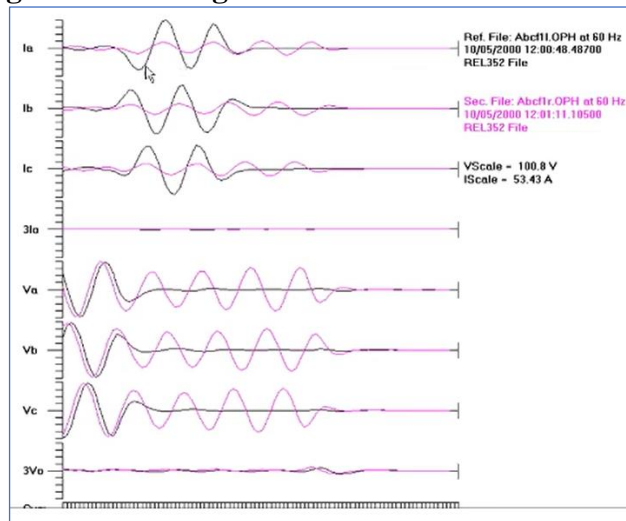
- **Corriente Ic:** El primer ciclo es en condiciones de carga, después se tienen la falla incrementando la corriente, durante la falla la magnitud se mantiene y desfasado a 180 grados, la corriente diferencial sigue siendo cero.
- **Corriente de secuencia cero 3I0:** En el primer ciclo no se tienen corrientes de secuencia cero, después aparecen corriente de falla de igual magnitud y a 180 grados una de la otra, la corriente diferencial sigue siendo cero.
- **Voltaje Va, Vc:** Como la falla ocurrió en estas fases se puede apreciar como cae el voltaje después del primer ciclo, en el extremo donde se tiene mayor aporte la caída de voltaje es superior.
- **Voltaje Vb:** No hubo falla, no se tiene caída de voltaje, los fasores se encuentran en fase.
- **Voltaje de secuencia cero Vo:** Durante el primer ciclo no se tiene voltaje de secuencia cero, después el voltaje cae con los fasores en fase, una vez que se abre el interruptor transcurrido cuarto ciclo se restablece el voltaje.

- **Oscilografía caso de Falla interna.**

Para el presente caso, la corriente de entrada es diferente a la que sale, ambas se encuentran en fase a 0 grados de tal forma que la sumatoria es diferente de cero.

La protección de fase segregada, permite calcular de forma independiente la corriente diferencial en cada una de las fases Ia, Ib e Ic, como se expone en la Figura 12.

Figura 12. Oscilografía condición de falla interna



Fuente. Manual IED MICOM P543

Corrientes Ia, Ib, Ic: Se puede apreciar en el primer ciclo la carga en operación normal, luego se eleva la corriente en un extremo más que el otro y guarda relación con la caída de voltaje, concluyendo que se tiene una falla trifásica con la misma magnitud de corriente de falla en cada fase, donde la corriente diferencial es diferente de cero, luego del cuarto ciclo envía el disparo del interruptor asociado al IED de protección en cada extremo.

Corriente 3Io: Tiende a cero por cuanto es una falla simétrica trifásica

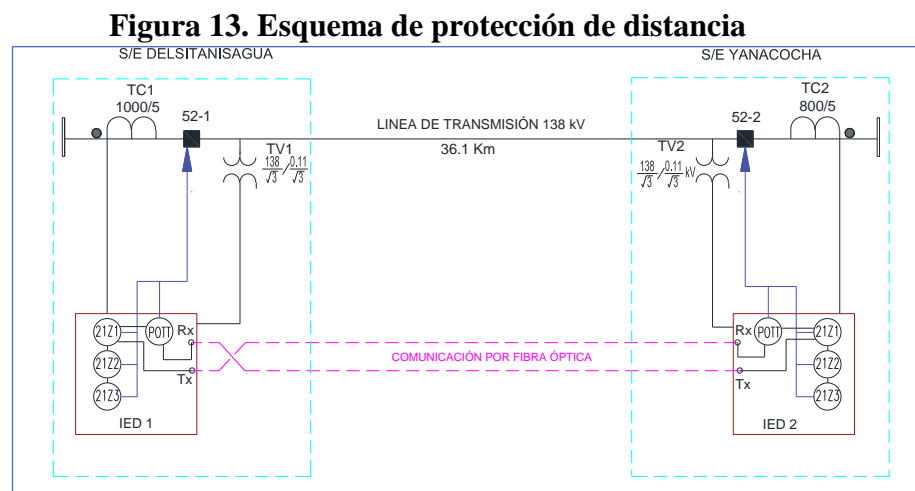
Voltaje Va, Vb, Vc: Durante el primer ciclo no se tiene caída de voltaje, luego el voltaje cae evidenciado mayor caída de voltaje en el extremo de mayor aporte.

Voltaje de secuencia cero Vo: No se tiene aportes de corriente cero por cuanto la falla es trifásica.

4.8. Función de Protección de distancia ANSI 21

La protección de distancia es ampliamente utilizada para la protección de líneas de transmisión y debe ser utilizada como protección de respaldo y no como protección principal. La función de protección 21 códigos ANSI, es una protección direccional por naturaleza, con selectividad relativa que tiene como órgano de medición un relé de impedancia, que opera contra fallas en la línea que protege. Dicha protección determina la razón entre el voltaje y la corriente (impedancia) de la línea en donde se encuentra conectada, que en condiciones de falla no es más que la distancia entre el punto de conexión y el fallo.

En la Figura 13, se presenta el diagrama de conexión de la función de distancia y el esquema de protección para la línea de transmisión Yanacochoa 1.



El nombre “protección de distancia” se debe al hecho de que la impedancia es una unidad de medida de la distancia en una línea de transmisión. La función de protección de distancia compara el voltaje y la corriente que miden. La protección de distancia funciona cuando la relación entre el voltaje y corriente es menor que un valor definido.

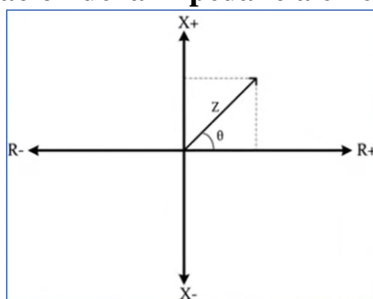
Las entradas al IED son las corrientes y voltajes y con estos dos valores se calcula la estimación de la distancia a la falla, los IED modernos tienen la capacidad de implementar algoritmos de localización de fallas.

Las características del relé de distancia generalmente se explican en un diagrama de impedancia, en este diagrama, la resistencia (R) se representa en las abscisas y la reactancia (X) en las ordenadas

El origen de las coordenadas es la ubicación del relé y el área de operación suele estar en el primer cuadrante. Cuando la relación entre el voltaje y la corriente del sistema cae dentro de la característica el relé opera.

En la Figura 14 se muestra la ilustración de la impedancia trazada en el plano X-R, cualquier valor de impedancia se puede trazar en el diagrama conociendo la parte resistiva, reactiva o la magnitud y el ángulo de la impedancia.

Figura 14. Ilustración de la impedancia en el plano X-R



Fuente. Autor

Las impedancias en el diagrama XR se pueden representar en Ohmios primarios o secundarios.

Los Ohmios secundarios se calculan utilizando la Ecuación 11:

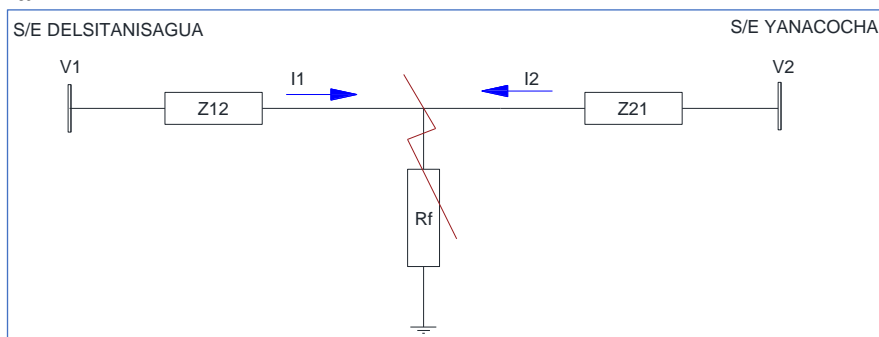
$$\text{Ohmios secundarios} = \text{Ohmios primarios} \frac{\text{Relación de transformación del TC}}{\text{Relación de transformación del TP}} \quad \text{Ecuación 11}$$

Existen algunas convenciones para leer el diagrama XR, las convenciones consideran el flujo de potencia activa y reactiva observado en el punto de medición, las convenciones se enumeran a continuación:

- Cuando en el nodo en que se encuentra la protección entrega potencia activa, la R es positiva. De lo contrario, la R medida es negativa.
- Cuando en el nodo en que se encuentra la protección entrega potencia reactiva en atraso, la X medida es positiva. De lo contrario, la X medida es negativa.
- Cuando en el nodo en que se encuentra la protección entrega potencia reactiva en adelanto, la X medida es negativa. De lo contrario, la X medida es positiva.

En la Figura 15, se observa un esquema simplificado de una línea simple circuito, considerando que el cortocircuito tiene resistencia de falla (R_f). Este esquema sirve de base para el análisis del efecto de la pre-falla en la impedancia que mide un relé de distancia.

Figura 15. Circuito simplificado de línea de transmisión con resistencia de falla



Fuente. Autor

Para una protección de distancia ubicada en el extremo de la línea más cercano a la barra 1, para una falla trifásica, este mediría una tensión $V1$ en función de la Ecuación 12.

$$V1 = I1(Z12) + (I1 + I2)Rf = I1(Z12 + Rf) + I2 * Rf \quad \text{Ecuación 12}$$

Donde:

$V1$: Voltaje en el extremo de medición

$I1$: Corriente en el extremo de medición

$I2$: Corriente en el otro extremo lejano de la línea fallada

Rf : Resistencia involucrada en la falla

Luego para calcular la impedancia involucrada en la falla se tiene la Ecuación 13.

$$Z1 = \frac{V1}{I1} \quad \text{Ecuación 13}$$

Simplificando la ecuación se obtiene la Ecuación 14:

$$Z1 = Z12 + Rf + \left(\frac{I2}{I1}\right) Rf \quad \text{Ecuación 14}$$

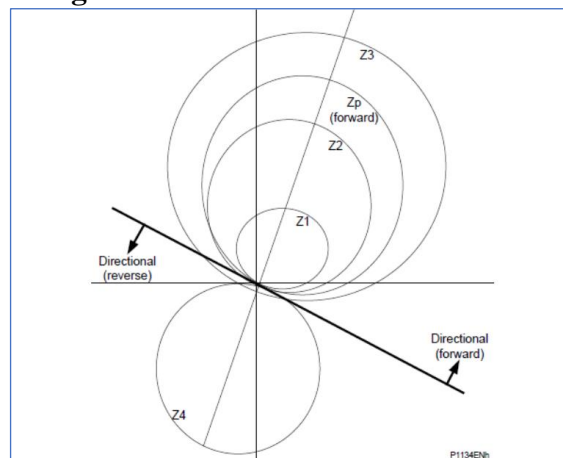
Como se observa en la Ecuación 11, el valor de la impedancia de falla medida por el relé de distancia no va a depender solo de la impedancia involucrada en la línea fallada, ni de la resistencia involucrada en la falla (Rf), sino también de las corrientes por ambos extremos de la línea.

La impedancia medida por el relé depende de la relación entre I2 y I1 siempre que exista resistencia de falla.

4.8.1. Protección de distancia para fallas entre fases

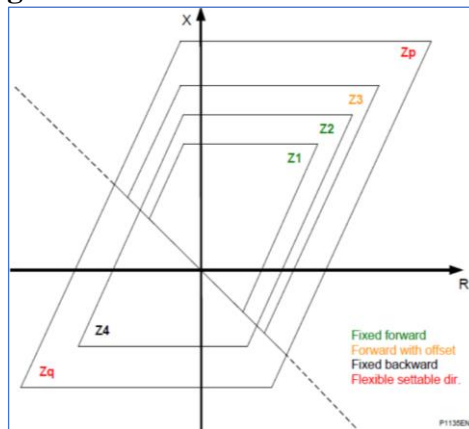
El IED MICOM P543 tiene 5 zonas para la protección entre fases, es posible ajustar todas ya sea con cuadrilateral o con círculos MHO. Cada zona puede ser independientemente activada (enable) o desactivada (disable) en caso de que el canal de comunicaciones falle. En la Figura 16 se muestran la característica MHO y en la Figura 17 cuadrilateral.

Figura 16. Característica MHO



Fuente. Manual IED MICOM P543

Figura 17. Característica cuadrilateral



Fuente. Manual IED MICOM P543

Los elementos son direccionales como sigue:

- Las zonas 1,2 y 3 son direccionales hacia adelante, como se usan en forma convencional en los esquemas de distancia.
- La zona P es de dirección programable. Seleccionada como una zona hacia adelante o zona reversa.
- La zona 4 es direccional reversa

4.8.2. Protección de distancia para fallas a tierra

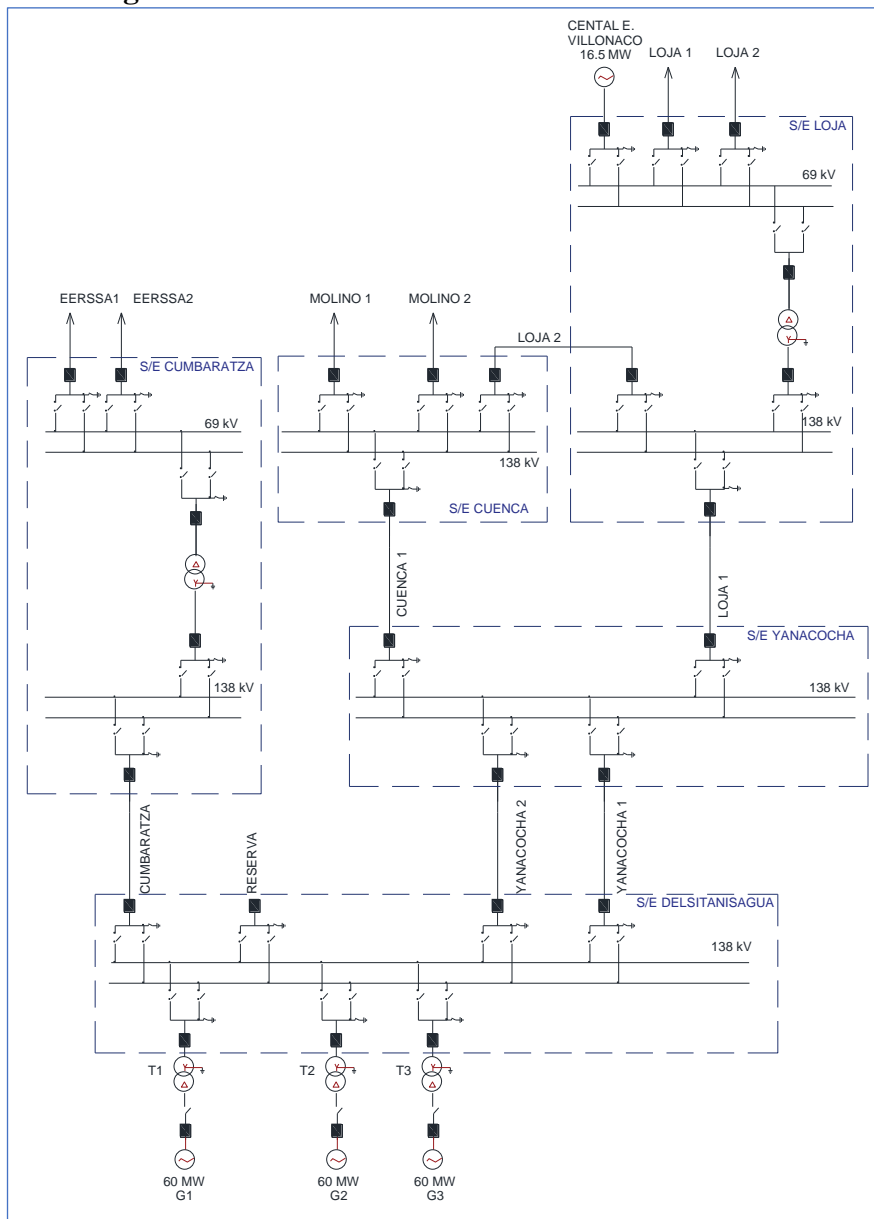
El IED MICOM P543 tiene 5 zonas para protección de fallas a tierra, es posible ajustar todas las zonas con la característica cuadrilateral seleccionada para una falla fase a tierra. Cada zona puede ser ajustada independientemente y estar permanentemente disponible si falla el canal de comunicación. Todos los elementos de la protección de distancia para fallas a tierra son direccionales y usan una compensación residual para fallas fase a tierra. Cada zona tiene su tiempo de ajuste, la primera zona es instantánea.

4.8.3. Zonas de protección

Para fijar la protección de distancia se necesita saber su principio de funcionamiento que depende de la impedancia de la línea y fijar el tiempo al cual debe actuar.

En el presente trabajo para una mejor comprensión de las zonas de protección a probar en el IED MICOM P543, se presenta el diagrama unifilar de la Figura 18 con las líneas de transmisión de 138 kV de la Subestación Delsitanisagua y las líneas contiguas.

Figura 18. Diagrama unifilar de las líneas de transmisión 138 kV de la S/E Delsitanisagua



Fuente. Autor

Para la protección de las líneas de transmisión se emplean fundamentalmente tres zonas:

Primera Zona: Protección principal

Cubre del 80% al 90% de la línea, cualquier falla dentro esta zona hará que el relé actúe instantáneamente con tiempo de retardo 0 segundos. No se fija para un 100% para prevenir la operación en caso de falla en la barra o en la línea siguiente.

Segunda Zona: Protección principal y respaldo

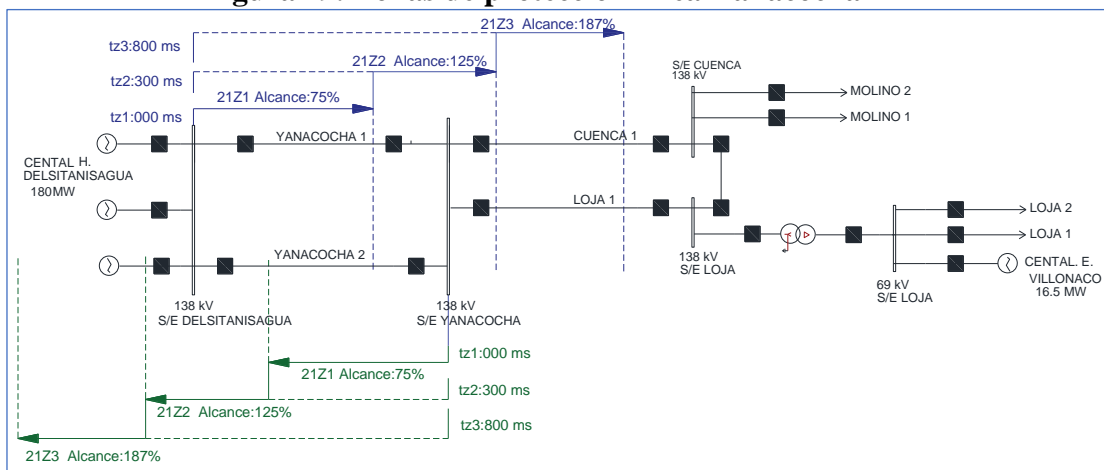
Cubre el 120 % de la línea (100% de la línea protegida más 20% de la línea adyacente). Para evitar que la Zona 2 actúe simultáneamente con la Zona 1 del segundo relé, se coloca un temporizador para demorar la operación.

Tercera Zona: Protección y respaldo

Cubre 100% de ambas líneas más el 25% de la línea adyacente desde el bus remoto. Esta zona también debe temporizarse para prevenir la operación simultánea con la protección de la siguiente línea.

En la Figura 19 se presenta las zonas de protección para la línea Yanacochoa 1.

Figura 19. Zonas de protección línea Yanacochoa 1



Fuente. Autor

4.8.4. Teleprotección

En base al inciso 4.8.3, la Zona 1 (instantánea) se ajusta para cubrir hasta el 90% de la línea protegida, por lo tanto, para despejar fallas que están fuera de estos ajustes, se las realiza con un tiempo de retardo. Si se requiere obtener un disparo instantáneo en el 100% de la línea, se debe

utilizar teleprotección, la cual mediante canal de comunicación entre los extremos de la línea (hilo piloto, enlaces de radio o fibra óptica) puede generar un esquema de protección por comparación con selectividad absoluta, y facilitar disparos rápidos, al 100% de la longitud de la línea, similar a un esquema de protección diferencial, pero que además proporcione protección de respaldo remoto para elementos del sistema contiguos.

IED MICOM P543 ofrece dos conjuntos de esquemas que utilizan la comunicación los cuales pueden operar en paralelo, los esquemas pueden mantener la comunicación para la protección de distancia y/o para la protección direccional de sobre corriente para fallas a tierra. Para la protección de distancia se pueden utilizar el esquema POR (Protection Overreach) o el PUR (Protection Underreach) y DEF (Directional earth fault) que pueden ir en diferentes canales o en el mismo canal de comunicaciones utilizando los esquemas señalados.

- **Esquema de bajo alcance PUTT**

Provee un rápido despeje para todas las fallas, las transitorias y las permanentes a lo largo del circuito protegido, para lo cual es necesario utilizar una señal del esquema de apertura. El canal para el esquema PUR se mantiene para la operación de bajo alcance en la zona 1. Si el relé en el extremo remoto detecta una falla hacia adelante y recibe una señal del otro extremo, operará sin retardo de tiempo.

Un esquema PUR comunica la información de la zona 1 entre los IEDs. Si cualquiera de los IEDs detecta una falla en la Zona 1 enviará una señal al otro IED, si el otro IED también detecta una falla en la zona 1 la falla debe estar entre los dos IEDs, por lo tanto, si un esquema PUR detecta la zona 1 en ambos IEDs, ambos IEDs operarán lo más rápido posible.

- **Esquema sobre alcance POTT**

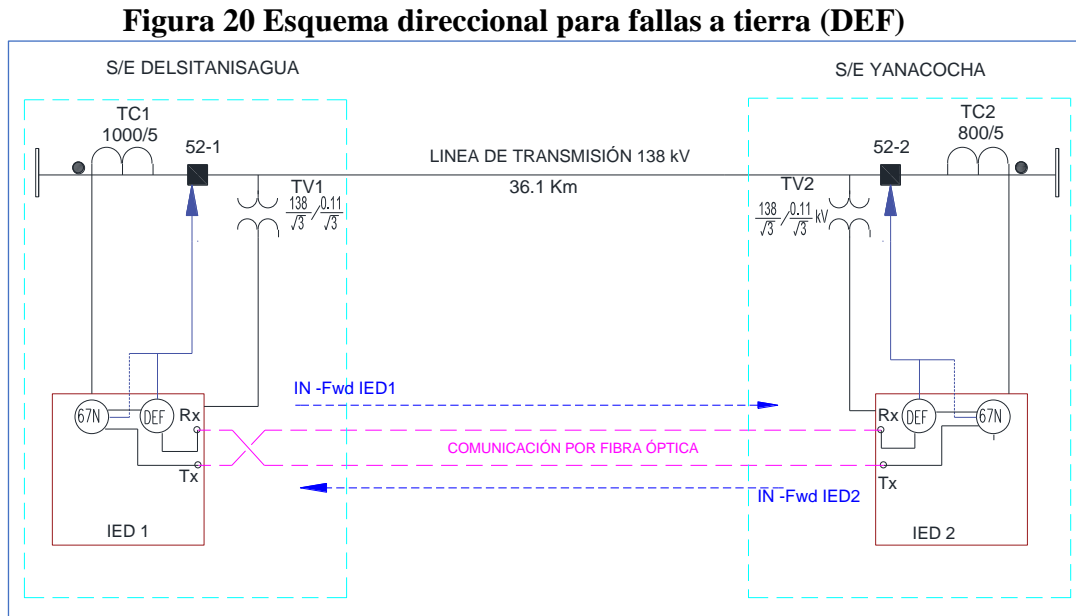
El canal para el esquema POR se mantiene para la operación del sobrealcance de la zona 2, si una falla remota detecta el relé hacia adelante y recibe una señal del relé del lado remoto el relé debe operar inmediatamente, por lo tanto, se protege toda la línea sin retardo en los disparos.

Por lo tanto, las señales o mandos a transmitir en los esquemas planteados pueden ser:

- Permisivo o directo (orden de disparo)
- Bloqueo (orden de no disparo)

4.9. Protección de sobre corriente direccional de falla a tierra DEF ANSI 67N

EL esquema DEF (directional earth fault) utiliza la señal de los canales para indicar su operación para fallas a tierra hacia adelante. En la Figura 20 se presenta el esquema DEF, si el IED1 (local) y el IED2 (remoto) detecta la falla, la apertura de la línea será instantánea. Para la polarización del relé se debe escoger entre el voltaje residual o el voltaje de secuencia negativa.



Fuente. Autor

4.10. Protección de sobre voltaje Norma ANSI 59

Las protecciones de sobre voltaje y bajo voltaje son protecciones que permanentemente se encuentran midiendo los niveles de voltaje en cada fase, con el propósito de detectar valores mayores y menores que las del rango normal de operación.

La medición del voltaje puede ser fase a tierra o fase a fase y el modo de operación puede ser monopolar o tripolar, el ajuste puede tener un retardo de tiempo, en dos etapas, la primera puede ser para alarma y la segunda para disparo.

4.11. Mantenimiento preventivo

El mantenimiento preventivo comprende todas las actividades orientadas a prevenir y detectar fallas o deterioro en los equipos e instalaciones. [12]

Para el mantenimiento preventivo se tiene 2 tipos que se presentan a continuación.

4.11.1. Mantenimiento preventivo periódico

Son acciones de mantenimiento que se ejecutan con periodicidad definida, con fechas y tiempos reales según el calendario. Programa las actividades de inspección de los equipos, tanto de funcionamiento como de limpieza y calibración, que deben llevarse a cabo en forma periódica con base en un plan de aseguramiento. Para este tipo de mantenimiento se considera las instrucciones del manual del fabricante y la experiencia del personal de ejecución.

4.11.2. Mantenimiento preventivo por condición

Son acciones de mantenimiento que se basan en el estado del activo para determinar cuándo y qué tipo de mantenimiento se necesita. Estrategia de mantenimiento que permite extender la vida útil del activo, aumentar la productividad y reducir los costos de operación diarios. Programa las actividades mediante puntos de medición, para establecer si el equipo está cercano a las condiciones de trabajo deficientes según los parámetros medidos, o para evitar que los equipos lleguen a estas condiciones. Para este tipo de mantenimiento se considera las instrucciones del manual del fabricante, protocolos de pruebas electromecánicas con puntos de medición definidos en base a las normativas técnicas aplicables para cada equipo.

4.11.3. Trabajo estándar (TE)

Permite estandarizar las actividades o tareas preventivas y requisitos necesarios para realizar un determinado trabajo o intervención.

4.11.4. Acciones de mantenimiento preventivo (AMP)

Las acciones de mantenimiento preventivo (AMP) contiene los trabajos estándar (TE) con las actividades de mantenimiento, personal, herramientas y materiales.

Es una plantilla de trabajo direccionado a un objeto o equipo de mantenimiento, permite la generación de órdenes de trabajo en base a los siguientes métodos:

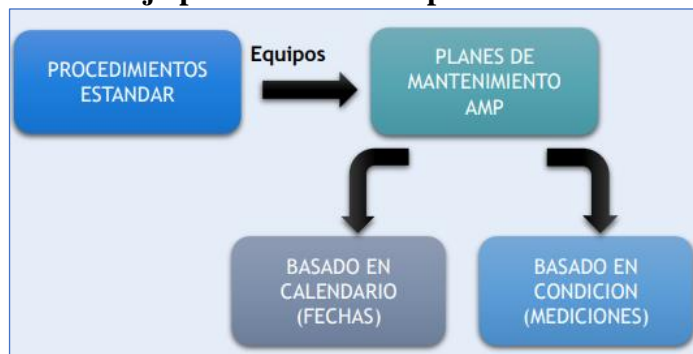
- Por Calendario: Es usado para tareas que deben ser realizadas periódicamente (con un intervalo de tiempo específico).
- Por Criterio / Condición: Es usada para generar requerimientos de intervención sobre los equipos, según las condiciones en las que se encuentran éstos. La condición o estado en

que se encuentra el equipo, se obtiene por la medición de los parámetros previamente establecidos por el usuario, registrados en el sistema y que están relacionados con el objeto de mantenimiento. Los Parámetros son las magnitudes físicas relacionadas con el equipo u objeto de mantenimiento, los parámetros pueden ser de tipo límite (tener máximos o mínimos: temperatura, presión, aislamiento) o acumulado (magnitudes que se van acumulando con el tiempo o el uso del equipo (número de horas de funcionamiento, número de operaciones, etc.).

4.11.5. Plan de mantenimiento

Un plan de mantenimiento es el conjunto de tareas preventivas que se realizan en una instalación con el fin de cumplir con los objetivos de disponibilidad, fiabilidad, coste y con el objetivo final de maximizar la vida útil de la instalación. En la Figura 21 se presenta el diagrama de flujo para establecer el plan de mantenimiento.

Figura 21. Flujo para establecer el plan de mantenimiento



Fuente. Autor

Para la planificación del mantenimiento preventivo programado, se considera las indicaciones descritas en la sección de “mantenimiento” de los manuales del fabricante de cada equipo, para establecer los trabajos estándar y las acciones de mantenimiento preventivo. Según la condición del equipo, criticidad, instalación y función dentro del sistema o planta, se programa en mantenimiento preventivo basado en calendario (fechas) con la periodicidad de intervención; mensual, trimestral, semestral, anual, bienal, etc., y el mantenimiento preventivo basado en condición (mediciones) ejemplo horas funcionamiento de la máquina o equipo.

La central hidroeléctrica Delsitanisagua para los equipos y/o sistemas principales que necesitan su intervención de mantenimiento con la unidad fuera de servicio o desenergizado, la

planificación del mantenimiento preventivo programado se realiza según el plan anual de paradas por mantenimiento establecidas por Operador Nacional de Electricidad – CENACE mediante consigna programada y planificación en el módulo de IFS producción.

4.12 Equipo de prueba Ponovo PW636i

4.12.1 Descripción general

El equipo de prueba Ponovo modelo PW636i está diseñado para probar relés de protección, medidores de energía y transductores, mediante la inyección secundaria de voltaje y corriente genera señales de prueba, consta de software de aplicación Power Test para instalar en un computador el mismo que permite configurar los parámetros de las funciones a probar.

Las características del equipo son las siguientes:

1. Fuentes de salida
 - 6 salidas de corriente: 32 A cada una. (Divida en dos grupos)
 - 4 salidas de voltaje: 300V cada una
2. Entradas binarias
 - 8 entradas binarias para contactos libres de potencial o potenciales
3. Entradas de contacto
 - 4 entradas de contacto de alta velocidad
4. Entradas de medición de CC
 - 2 entradas de medición de CC para pruebas a transductores
5. Salidas binarias
 - 8 salidas binarias en dos grupos, 4 contactos tipo seco y 4 contactos tipo semiconductor
6. Salidas de bajo nivel

12 salidas de bajo nivel utilizadas para controlar amplificadores externos o probar relés basados en el principio de Rogowski.
7. Interfaz de amplificadores externo
8. Interfaz GPS
 - Puede recibir señal de pulso GPS desde PGPS02 opcional
9. Interfaz control Sincronizado
 - Se utiliza para sincronizar varios PW636i para fines de prueba especializados

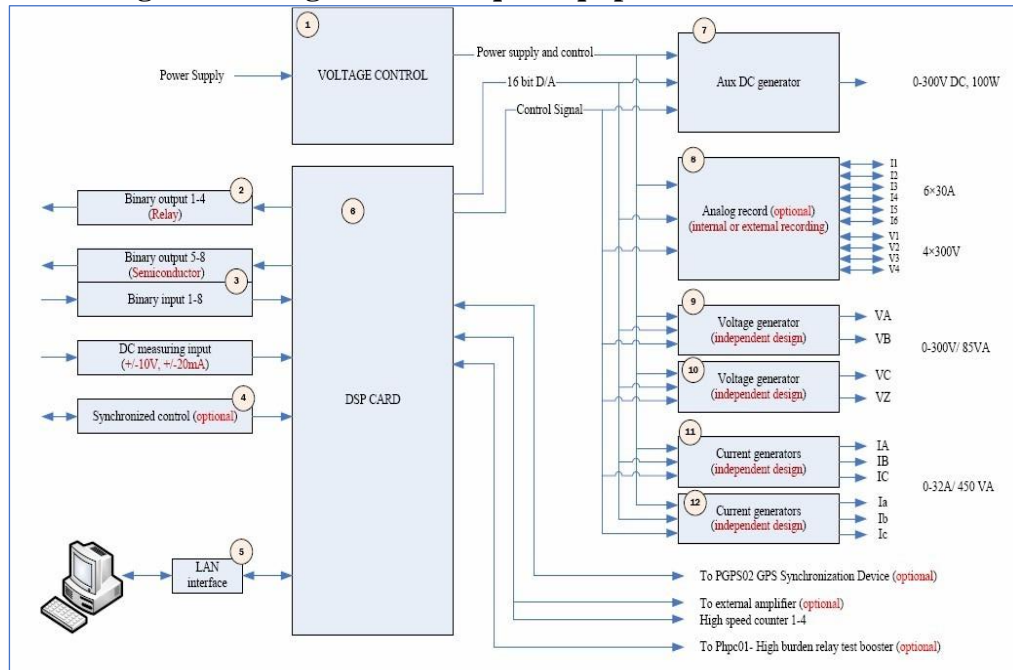
10. Interfaz de alta potencia (opcional)

- Se utiliza para conectarse al amplificador de corriente para hacer más aplicaciones de prueba.

Tarjeta DSP: El equipo Ponovo PW636i utiliza una tarjeta DSP (procesador de señal digital) de alto rendimiento para garantizar una generación de señal precisa y rápida.

En la Figura 22 se presenta el diagrama de bloques del equipo Ponovo PW636i

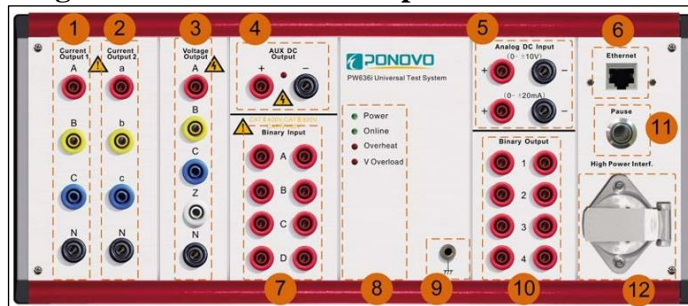
Figura 22. Diagrama de bloques equipo Ponovo PW636i



Fuente. Manual Ponovo PW636i

Panel frontal: En la Figura 23 y Tabla 2 muestra la vista frontal y las funciones del equipo Ponovo PW636i

Figura 23. Ponovo PW636i parte frontal



Fuente. Manual Ponovo PW636i

Tabla 2. Funciones panel frontal Ponovo 636i

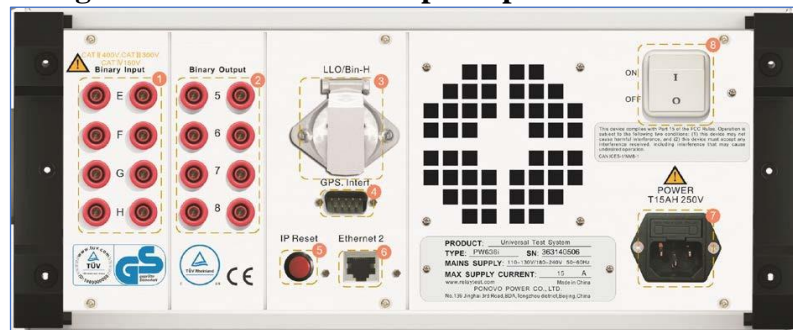
FUNCIONES PANEL FRONTAL

1. Salida de corriente grupo 1	7. Grupo de entrada binario 1
2. Salida de corriente grupo 2	8. Led de indicación
3. Salida de voltaje	9. Conexión a tierra
4. Auxiliar corriente continua	10. Grupo de salida binario 1
5. Entrada análoga DC	11. Botón de paro
6. Puerto de control de PC Ethernet RJ45	12. Interfaz de corriente de refuerzo

Fuente: Manual Ponovo PW636i

Panel posterior: En la Figura 24 y Tabla 3 Tabla 3 se muestra con una vista posterior y funciones del equipo Ponovo PW636i

Figura 24. Ponovo PW636i parte posterior



Fuente: Manual Ponovo PW636i

Tabla 3 Funciones del panel posterior Ponovo PW636i

FUNCIONES PANEL POSTERIOR

1. Entrada binaria grupo 2	5. IP reset
2. Salida binaria grupo 2	6. Ethernet 2
3. Amplificador externo e interfaz de salida de bajo nivel	7. Conector para alimentador de red
4. Interfaz GPS	8. Conmutador de energía ON-OFF

Fuente: Manual Ponovo PW636i

Puerto Ethernet: En la Figura 25 se presenta la conexión mediante puerto Ethernet al equipo Ponovo PW636i.

Figura 25. Conexión puerto Ethernet

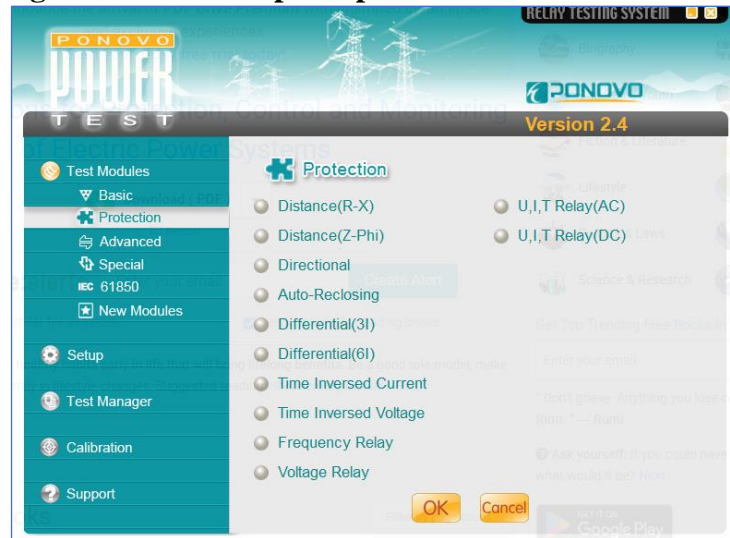


Fuente: Manual Ponovo PW636i

4.12.2. Característica del Software

Aquí se presenta una vista general detallada del software Power Test (Paquete de programas de Protección), así como cada módulo de prueba que forma parte de este paquete. El software Power Test ofrece una gama completa de funciones para definir y realizar pruebas exhaustivas a cualquier relé de protección. Los módulos de prueba están diseñados para automatizar las pruebas y realizar evaluaciones automáticas. En la Figura 26 se ilustra el entorno de la ventana principal del software Power Test de la unidad Ponovo PW636i.

Figura 26. Ventana principal del Software Power Test



Fuente: Manual Ponovo PW636i

4.12.3 Modulo de prueba básica

Power Test proporciona varios submódulos para fines de prueba rápidos y rápidos.

- **Prueba rápida (4V, 3I):** Proporciona 4 fuentes de voltaje y 3 de corriente

- **Prueba rápida (4V o 6V, 6I):** Proporciona 4 fuentes de voltaje o 6 de voltaje y 6 de corriente
- **Prueba rápida (VL-L, 3I):** Proporciona voltaje LL, voltaje de secuencia cero y 3 fuentes de corriente
- **Prueba rápida (secuencia):** Proporciona voltaje y corriente en modo de componentes de secuencia
- **Prueba rápida (potencia):** Proporciona la forma de controlar las potencias trifásicas
- **Prueba rápida (Const. Z, I):** Prueba rápidamente el relé de distancia con corriente constante
- **Prueba rápida (const. Z, V):** Prueba rápidamente el relé de distancia con voltaje constante
- **Prueba rápida (Const. Z, Zs):** Prueba rápidamente el relé de distancia con impedancia constante del sistema

4.12.4. Módulo de protección

- **Sobre corriente:** Diseñado para los relés de sobre corriente. Prueba la característica de operación para verificar el tiempo de disparo con evaluación automática. Incluye la prueba automática de arranque / reposición y la creación automática del informe. Simula las fallas de fase a tierra, fase a fase, trifásicas, de secuencia negativa y monofásico
- **Auto recierre:** Prueba de la función de re-cierre automático con un modelo de falla de protección de distancia integrado.
- **Distancia:** Proporciona las funciones para definir y realizar pruebas de los relés de distancia por medio de evaluaciones de los elementos de impedancia y usando definiciones de disparo individual en el plano de impedancia-Z con representación gráfica de la característica.
- **Diferencial:** Ofrece una solución de prueba integrada para relés de protección diferencial del generador, la barra, transformador y líneas. Para la prueba de la característica de operación, se definen puntos de prueba en el plano I_{diff}/I_{pol} . Las corrientes de prueba pertenecientes a los puntos de prueba se inyectan al relé y se evalúa la reacción del relé.

4.13. Definiciones y abreviaturas

TCs. - Transformadores de corriente

TVs. - Transformadores de potencial

Inyección secundaria de corriente. - Corresponde al ingreso de corriente al IED, emulando el lado secundario de los transformadores de corriente.

Inyección secundaria de voltaje. - Corresponde al ingreso de voltaje al IED, emulando el lado secundario de los transformadores potencial.

Parametrización. - Ingreso de valores de corriente, voltaje, frecuencia, en función del tiempo de accionamiento a ser calibrados de acuerdo al estudio previo de coordinación de protecciones.

Calibración. - Proceso en el cual se simula el comportamiento del IED ante inyección secundaria de corriente o voltaje para comparar el correcto funcionamiento del relé ante los nuevos ajustes realizados en la parametrización.

Ajuste de protecciones. - Define los límites o umbrales de su característica de operación para detectar las fallas, las condiciones anormales del sistema y las condiciones indeseadas de los equipos

EPP. - Equipo de protección personal.

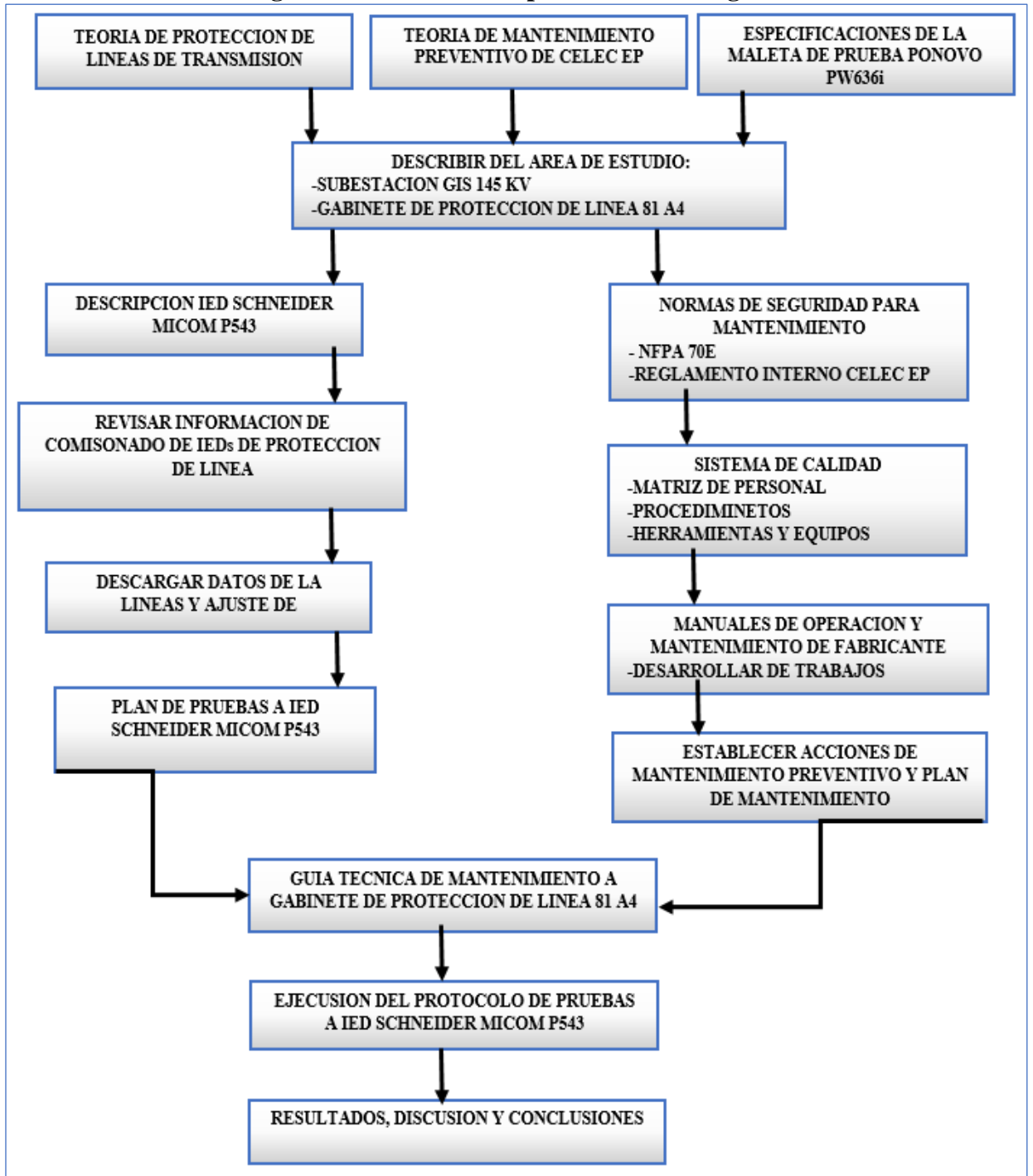
5. Metodología

La ejecución de este trabajo se fundamentó en la metodología cualitativa, el proceso de recolección de información para la construcción del objeto de investigación, en este caso la guía técnica de mantenimiento al gabinete de protección de línea y plan de pruebas al IED MICOM P543. La investigación bibliográfica y documental ocupó un lugar importante, ya que garantizó la calidad de los fundamentos del objeto de investigación.

Para la ejecución del plan de pruebas al IED MICOM P543 se utiliza la metodología experimental, la cual mediante la inyección de voltaje y corriente secundaria permite comprobar el correcto funcionamiento del IED MICOM P543 en base a los parámetros de ajuste de protección configurados y simulación de fallas mediante el equipo de prueba de relés Ponovo PW636i.

En la Figura 27 se presenta las variables y proceso de investigación.

Figura 27. Variables del proceso de investigación



Fuente: Autor

5.1 Área de Estudio

La investigación se realizará en la sala de control de la subestación eléctrica de la Central Hidroeléctrica Delsitanisagua.

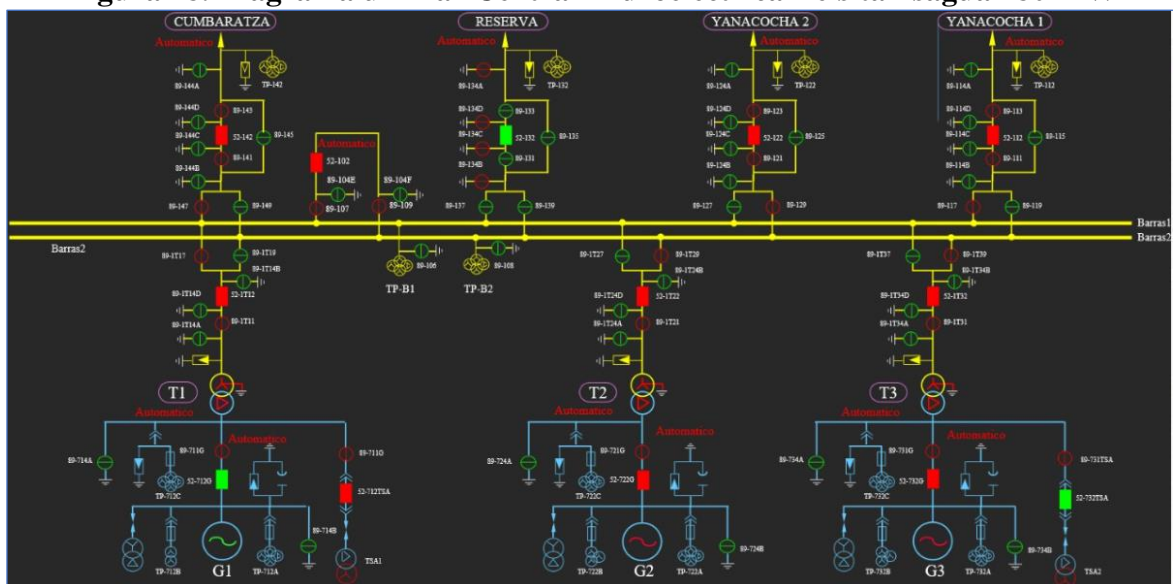
5.1.1 Central Hidroeléctrica Delsitanisagua 180MW

La Central Hidroeléctrica Delsitanisagua cuenta con una capacidad instalada de 180MW con tres unidades de 60MW Generador-Turbina Pelton. Para evacuar la potencia generada por las unidades se disponen de tres transformadores de 75 MVA cada uno de 145/13.8 kV, de la subestación GIS a 145 kV y cuatro salidas para las líneas de transmisión.

5.1.2. Subestación GIS 145 kV Central Hidroeléctrica Delsitanisagua

La Subestación GIS de la Central Hidroeléctrica Delsitanisagua de la Figura 28 funciona a un nivel de voltaje de 145 kV, está constituida por 8 bahías; dos bahías de línea a 145 kV que enlazan a la Subestación Delsitanisagua con la Subestación Yanacocha 1 y 2, una bahía de línea a 145 kV que sirven de enlace con la Subestación Cumbaratza, una bahía de Reserva para una línea, tres bahías para conectarse a los transformadores de potencia de 145/13.8 kV de la Central de Generación Hidroeléctrica y una bahía de Acoplamiento de Barras para la operación con la Barra I y Barra II. [13]

Figura 28. Diagrama unifilar Central Hidroeléctrica Delsitanisagua 180 MW



Fuente. CELEC EP Gensur

En la Tabla 4 se presenta los datos generales de la subestación GIS a 145 kV de la central hidroeléctrica Delsitanisagua.[13]

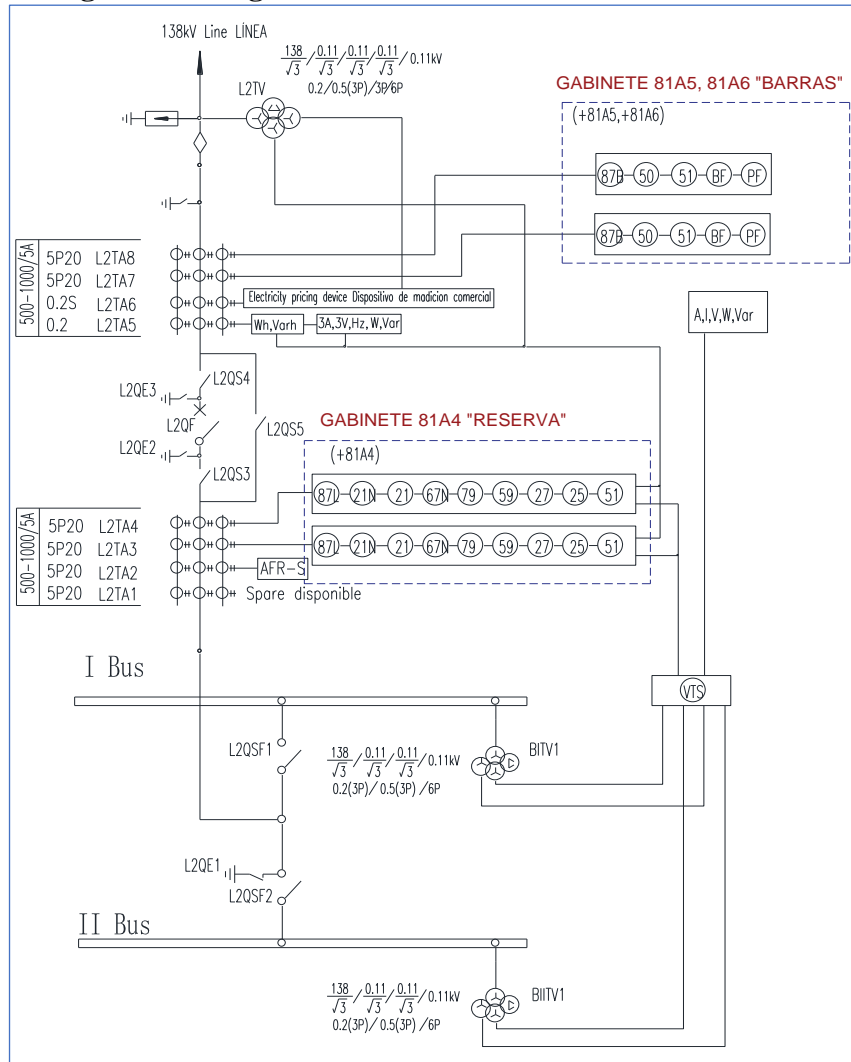
Tabla 4. Datos generales Subestación GIS 145 kV Delsitanisagua

DATOS SUBESTACIÓN GIS 138 kV DELSITANISAGUA				
EQUIPO	DESCRIPCIÓN	DATO	CARACTERÍSTICA	
	Nivel de Tensión	145 KV		
BARRA	Tipo	GIS modelo ZF11-252(L)/HMB		
	Barra	Tubo de Aluminio	Barra para 2000 A	
	Esquema	Barra I y Barra II, Acoplador de Barras	Usa un interruptor para acoplar las barras, las unidades de generación y su transformador pueden conectarse a cualquier barra.	
BAHÍAS	Bahía de Línea	Yanacocha 1	L1	Interruptor tipo tanque vivo
		Yanacocha 2	L2	
		Cumbaratza	L4	
		Reserva	L3	
	Bahía de Transformador	Transformador 1	T1	
		Transformador 2	T2	
		Transformador 3	T3	
Bahía de transferencia	Acoplador	AB		
Transformador de potencial	TV 1 barra 1	TV 1		
	TV 2 barra 2	TV 2		

Fuente. Manual operación Subestación Delsitanisagua[13]

En la Figura 29 se presenta el diagrama unifilar de la bahía de línea posición “Reserva” y en la Tabla 5 el equivalente de las funciones de protección.

Figura 29. Diagrama unifilar Bahía de línea Reserva



Fuente. Autor, levantamiento de información

Tabla 5. Funciones de protección ANSI

FUNCIÓN DE PROTECCIÓN	CÓDIGO ANSI
Diferencial de línea	87L
Distancia	21
Distancia contra falla a tierra	21N
Sobre corriente direccional de neutro	67N
Sobre voltaje	59
Bajo voltaje	27
Re cierre automático	79
Sincronismo	25

Fuente: Autor, levantamiento de información

5.1.3 Gabinete de protección de línea

Cada posición de bahía de línea tiene un gabinete de protección, según la instalación son designados de la siguiente forma[14].

Gabinete de protección 81A1 para la bahía de línea Yanacocha2

Gabinete de protección 81 A2 para la bahía de línea Yanacocha1

Gabinete de protección 81 A3 para la bahía de línea Cumbaratza

Gabinete de protección 81 A4 para la bahía de línea que se encuentra en Reserva

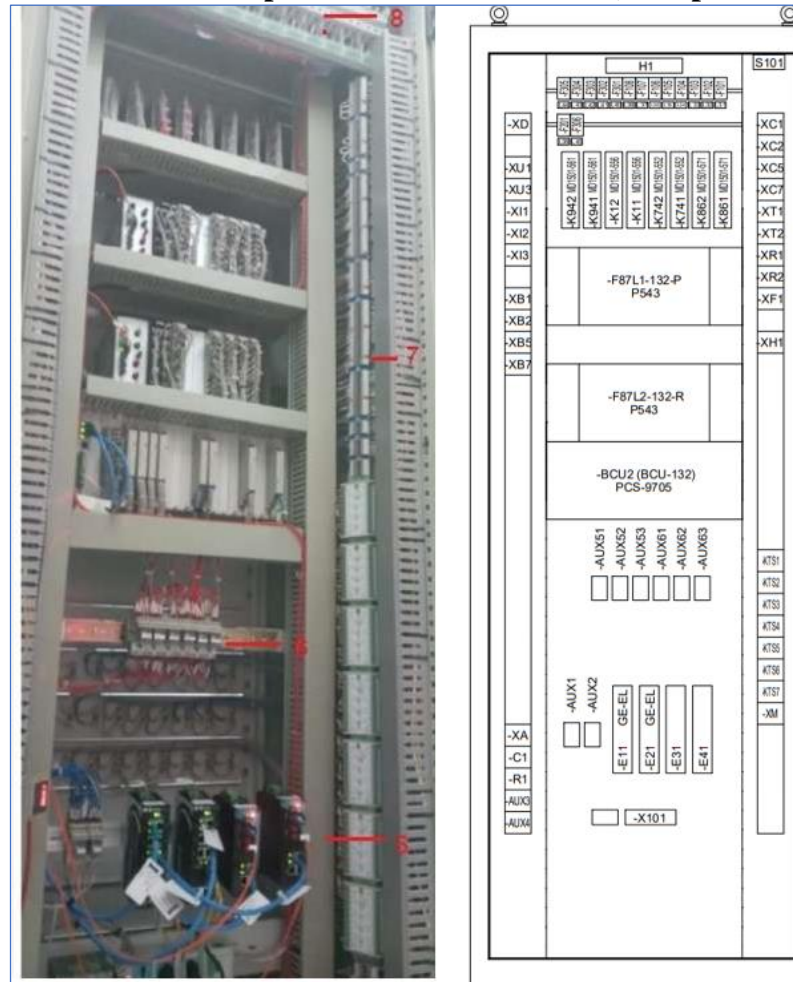
En la Figura 30 se presenta los gabinetes de protección de línea y Figura 31 se presenta la vista posterior del gabinete de protección de línea 81A4 “Reserva”.

Figura 30 . Gabinetes de protección de línea (vista frontal)



Fuente: Autor, levantamiento de información

Figura 31 . Gabinete de protección de línea 81A4 (vista posterior)



Fuente: Autor, levantamiento de información

En la Tabla 6 se presenta los elementos principales que componen el gabinete de protección de líneas 81 A4 “Reserva”, misma que forman parte para la elaboración de la guía de técnica de mantenimiento.

Tabla 6. Elementos del gabinete de Protección de línea 81 A4

ELEMENTOS GABINETE DE PROTECCIÓN DE LÍNEA			
ÍTEM	SÍMBOLO	DESCRIPCIÓN	FUNCIÓN
1	F87L-132-P	IED diferencial de línea	IED Diferencial de línea protección principal 1
2	F87L-132-R	IED diferencial de línea	IED Diferencial de línea protección principal 2

3	B1	Pulsador, 1 NO, verde	Reiniciar IED F87L-132-P
4	B2	Pulsador, 1 NO, verde	Reiniciar IED F87L-132-R
5	S11 (43/N-T) (P)	Switch selector de transferencia	Selector (Principal 1): Línea / Traslferencia Transfiere las protecciones de línea al disyuntor del acoplador de barras en caso de usar el seccionador bypass de la línea y abrir el disyuntor de línea
6	S12 (43/N-T) (R)	Switch selector de transferencia	Selector (Principal 2): Línea / Traslferencia Transfiere las protecciones de línea al disyuntor del acoplador de barras en caso de usar el seccionador bypass de la línea y abrir el disyuntor de línea
7	S1 (79/CS)	Switch selector de recierre	Selector: Recierre, Bloquea la función de reconexión de la línea (A/R)
8	BCU	BCU (Unidad de control de bahía)	Control de bahía de línea desde el nivel 1
9	K861	Relé de enclavamiento	Relé de enclavamiento eléctrico 1. Disparo y bloqueo
10	K862	Relé de enclavamiento	Relé de enclavamiento eléctrico 2. Disparo y bloqueo
11	K741	Relé TCS (Supervisión circuito de disparo)	TCS1 Supervisión circuito de disparo 1
12	K742	Relé TCS (Supervisión circuito de disparo)	TCS2 Supervisión circuito de disparo 2
13	K11	Relé auxiliar	Relé auxiliar 1, accionado por corriente (3 elementos)
14	K12	Relé auxiliar	Relé auxiliar 2, accionado por corriente (3 elementos)
15	K941	Relé de transferencia de voltaje	Relé 1 Transferencia de voltaje

16	K942	Relé de transferencia de voltaje	Relé 2 Transferencia de voltaje
17	F101	Mini circuit breaker 2P-4A-125VDC	Alimentación 125 VDC al relé F87L1 protección principal
18	F102	Mini circuit breaker 2P-4A-125VDC	Alimentación 125 VDC al relé F87L2 protección respaldo
19	F103	Mini circuit breaker 2P-4A-125VDC	Alimentación 125 VDC al BCU2
20	F104	Mini circuit breaker 2P-16A-125VDC	Alimentación 125 VDC para control 1 de CB
21	F105	Mini circuit breaker 2P-16A-125VDC	Alimentación 125 VDC para control 1 de CB
22	F106	Mini circuit breaker 2P-4A-125VDC	Alimentación 125 VDC para E11
23	F107	Mini circuit breaker 2P-4A-125VDC	Alimentación 125 VDC para E21
24	F108	Mini circuit breaker 2P-4A-125VDC	MCB para transferencia de VT
25	F201	Mini circuit breaker 2P-16A-127VAC	Fuente de alimentación de corriente AC
26	F301	Mini circuit breaker 3P-1A-127VAC	VT para F87L1 para protección principal 1
27	F302	Mini circuit breaker 1P-1A-127VAC	VT para F87L1 para protección principal 1
28	F303	Mini circuit breaker 3P-1A-127VAC	VT para F87L2 para protección principal 2
29	F304	Mini circuit breaker 1P-1A-127VAC	VT para F87L2 para protección principal 2
30	F305	Mini circuit breaker 3P-1A-127VAC	VT para BCU
31	F306	Mini circuit breaker 1P-1A-127VAC	VT para BCU

32	E11	Ethernet Switch , 6 RJ45	Comunicación
33	E21	Ethernet Switch, 6 RJ45	Comunicación
34	E31	Ethernet Switch, 4 RJ45	Comunicación
35	E41	Ethernet Swicht , 4 RJ45	Comunicación

Fuente: Autor, levantamiento de información

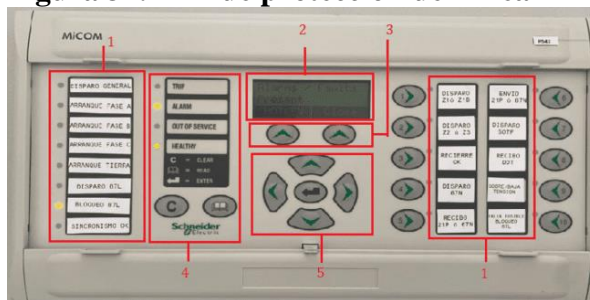
5.1.4 Dispositivo electrónico inteligente IED MICOM P543

La Subestación Delsitanisagua para la protección de las líneas de transmisión de 138kV lo realiza mediante dispositivos electrónicos inteligentes IEDs de la marca Schneider modelo MICOM P543.

El IED MICOM P543 es un relé de protección de líneas de transmisión, cuenta con canales de comunicación longitudinal (end - end) entre los terminales de la línea, incluye la protección diferencial de fase y la protección de distancia, cada una de las funciones de protección se puede configurar para trabajar separadamente o simultáneamente. La protección de distancia puede ajustarse para operar en caso de falla de la comunicación. Incluye la opción de la protección direccional de sobre corriente de fallas a tierra (DEF Directional Earth Fault).

En la Figura 32 se presenta la vista frontal del IED MICOM P543 de protección de Línea.

Figura 32. IED de protección de Línea



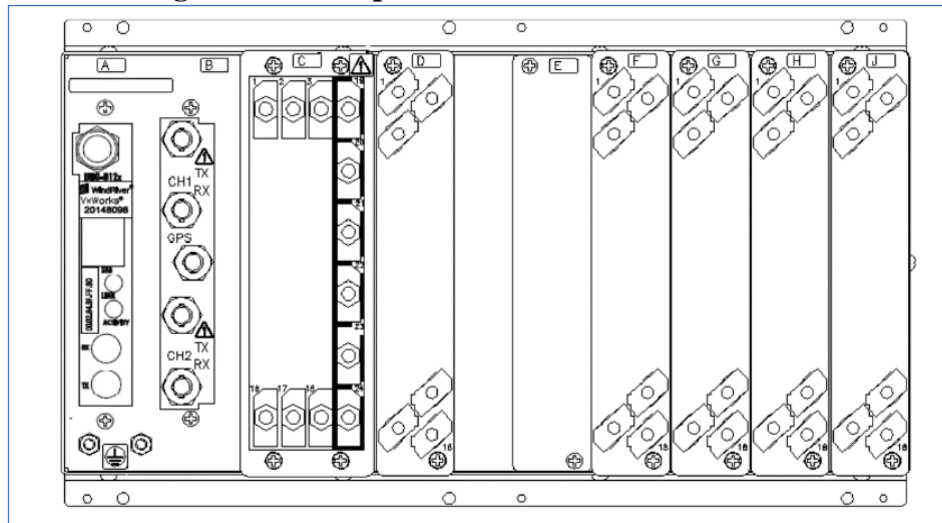
Fuente: Autor, levantamiento de información

A continuación se describe las funciones que posee el IED MICOM P543

1. Listado de alarmas
2. Pantalla LCD de comando
3. Panel de control desde F87
4. Leds de actuación y estado del relé
5. Teclas de navegación

Todas las señales analógicas (corriente y voltaje), así como las señales de entradas digitales y los contactos de salida se conectan en la parte posterior del equipo. En la Figura 33 se presenta la vista posterior del IED MICOM P543

Figura 33. Vista posterior IED MICOM P543



Fuente: Manual IED MICOM P543

Slot: Descripción

Slot A: IRIG-B e ETHERNET – IEC 61850 - tarjeta

Slot B: Fibra para la tarjeta de comunicación para la protección diferencial con teleprotección incluyendo GPS y sincronización

Slot C: Tarjeta de entradas Analógicas (CT & VT)

Slot D y F: Tarjetas de entradas Opto aisladas

Slot G y H: Tarjetas de contactos de relés de salida

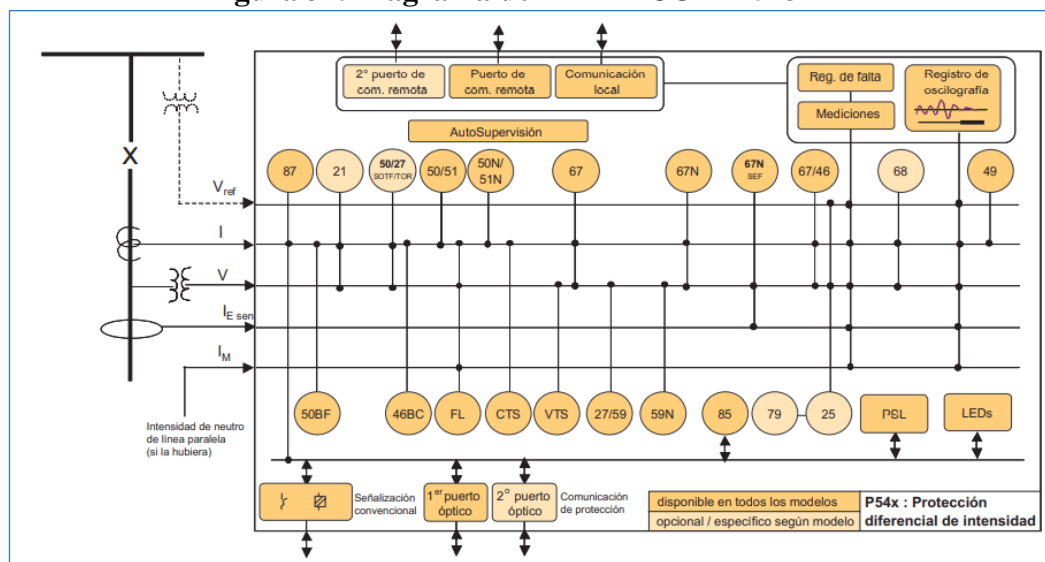
Slot J: Tarjeta de Alimentación de potencia/EIA(RS) 485 tarjeta de comunicación

El IED MICOM P543 respalda las siguientes funciones de gestión del relé:

- Funciones de protección de línea
- Medida de todos los valores instantáneos e integrados
- Control, estado y supervisión de la condición de interruptor
- Supervisión de la bobina y del circuito de disparo
- Hotkeys programables
- Entradas de Control
- Programación de entradas y salidas digitales
- Textos de menú totalmente personalizados
- Diagnósticos de puesta en funcionamiento y comprobación automática continua del IED

En la Figura 34 se presenta el diagrama del IED MICOM P543.

Figura 34. Diagrama de IED MICOM P543



Fuente. Manual IED MICOM P543

5.1.5 Esquema de protección de las líneas de transmisión de la Subestación Delsitanisagua

Las líneas de transmisión de la Subestación Delsitanisagua poseen un esquema de protección redundante con dos protecciones primarias 1 y 2 (PP1 y PP2). Cuenta con una zona de protección primaria, que incluye la totalidad del elemento protegido y ante un evento de

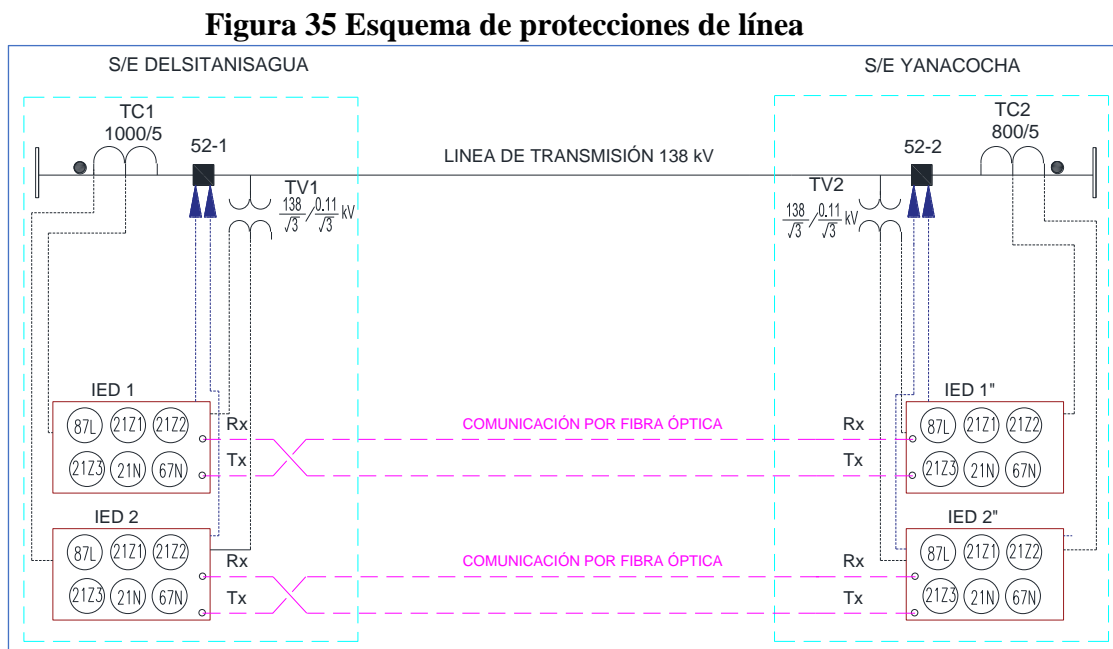
cortocircuito o fallo en esta zona, provoca la apertura de los interruptores incluidos en ella y la consiguiente desconexión del equipo protegido.

La protección primaria 2 implica la necesidad de duplicar los elementos de los sistemas de protección y está destinado a operar solo si la protección primaria 1 falla o está temporalmente fuera de servicio. Se duplican por lo general IEDs, núcleos y devanados de los TCs y VTs, fuentes de alimentación para dispositivos de protección y disparo. No se duplican los interruptores, se resuelve con una protección de respaldo de fallo del interruptor 50BF en la configuración de barras, puede estar destinado a operar solo si las protecciones primarias fallan o está temporalmente fuera de servicio

Los IEDs de protección primaria 1 y 2 (IED1 Y IED2) de las líneas de transmisión son tipo multifunción SCHNEIDER, modelo P543 y poseen idénticas funciones de protección habilitadas.

- **Funciones de protección principal:** Tienen activada la función Diferencial de Línea (87L). El esquema de comunicación empleado para la función 87L es a través de la Fibra Óptica.
- **Funciones de protección de respaldo:** Son las funciones de distancia 21 y 67N habilitadas en el mismo relé P543, con esquemas de tele protección.

En la Figura 35 se presenta el esquema de protección de línea.



Fuente: Autor

En la Tabla 7 se presenta las funciones activas en los IED1 e IED2.

Tabla 7. Funciones activas en Dispositivo Electrónico Inteligente (IED)

DESIGNACIÓN	FUNCIÓN	CARACTERÍSTICAS	OBSERVACIONES
Diferencial de Línea	87L	Protege el 100% de la L/T. Operación instantánea.	
		Requiere sistema de comunicación. Si falla la comunicación bloquea función 87 y activa función de distancia 21 (Z1).	
Relé de distancia	21-Z1	Protege el 75 % de la L/T. Operación instantánea. Se activa cuando el 87 está Bloqueada.	
	21-Z1b	Opera mediante lógica POTT. Sobre alcance 125%. Genera permisivo de envío y la aceleración por permisivo de recepción.	La función 21 usa únicamente las zonas 1 y 2 naturales, más no hay zona extendida.
	21-Z2	Protege el 125 % de la L/T. Temporización de 300 ms.	
	21-Z3	Respaldo a circuitos adyacentes. Temporizada a 800 ms.	
Sobrecorriente direccional de tierra	67 N	Fallas monofásicas de alta impedancia. Opera con lógica de confirmación direccional, siempre que esté disponible el canal de comunicación	
Sobre cierre	50-SOTF	Ante una maniobra de cierre, con presencia de falla permanente en la L/T	

Oscilación de potencia	68	Ante oscilación de potencia se bloquean Z1, Z2	
Recierre	79	El recierre se habilita en condiciones de sincronismo con un tiempo muerto de 500 ms. Siempre que exista fallas monofásicas. Para 67N con confirmación no se activa el recierre.	
Bajo voltaje	27	Etapas 1: 0.9 p.u. con temporización de 500 ms.	Solo alarma
Sobre voltaje	59	Etapas 1: 1.1 p.u. con temporización de 500 ms.	Solo alarma
Sincronismo	25	Barra viva- Línea muerta. Barra muerta- Línea viva. Barra viva- Línea viva. $\Delta V: 10\%(V_f - n)$ $\Delta f: 0.1 \text{ Hz}$ $\Delta \phi: 20^\circ$	Ante la indisponibilidad de la BCU es posible realizar un cierre por emergencia con sincronismo en el IED2: 87-132-R

Fuente. Autor

En la Tabla 8, se presenta las alarmas activas en los IEDs.

Tabla 8. Descripción de alarmas en el Dispositivo Electrónico Inteligente (IED)

DESCRIPCIÓN DE ALARMAS 87L1/87L2	
ALARMA	DESCRIPCIÓN
Disparo General	Se enciende con cualquier disparo que se genere por las funciones de protección activas del IED.
Disparo 87L	Se enciende con cualquier disparo que se genere por las funciones de protección diferencial de línea.
Disparo Z1/Z1B	Se enciende con cualquier disparo que se genere en la zona 1 de la función de protección de distancia de la línea.
Envío 21P/67N	Se enciende con cualquier disparo que se genere por el esquema POTT (zona 1B) de la función de protección de distancia. Implica: Envío 21 y 67N.

Recibido 21P/67N	Se enciende con cualquier disparo que se genere por el esquema POTT (zona 1B) de la función de protección de distancia. Implica: Recepción 21, y 67N.
Disparo Z2 /Z3	Se enciende con cualquier disparo que se genere en la zona 2 ó Zona 3 de la función de protección de distancia.
Disparo 67N	Se enciende con cualquier disparo que se genere por el esquema de comparación direccional de sobre corriente de tierra 67N.
Arranque Fase A	Se enciende con cualquier arranque de las funciones de protección activas que involucren a la fase A.
Arranque Fase B	Se enciende con cualquier arranque de las funciones de protección activas que involucren a la fase B.
Arranque Fase C	Se enciende con cualquier arranque de las funciones de protección activas que involucren a la fase C.
Arranque Tierra	Se enciende con cualquier arranque de las funciones de protección activas que involucren a Neutro

Fuente. Autor

5.1.6 Característica de las líneas de transmisión

En la Tabla 9, Tabla 10 y Tabla 11, se presenta los parámetros eléctricos de la línea de transmisión de 138 kV Yanacocha 1.

Tabla 9. Datos línea 138 kV Yanacocha 1

Nivel de voltaje:	138	kV
Subestación 1:	Delsitanisagua	
Subestación 2:	Yanacocha	
Tipo de conductor:	1200 ACAR	
Longitud:	36.1	Km
TV	138000/115	V
TC	1000/5	A

Fuente. Autor, descarga del IED

Tabla 10. Parámetros eléctricos de línea Yanacocha 1

Parámetro	R [Ω]	jX [Ω]	Z [Ω]	Ang [$^\circ$]	Ang [rad]	B [uS]
Z1 = Z2	1.6735	15.92	16.01	84	1.466	-
Z0	6.2743	42.49	42.95	81.6	1.424	-
Zom	0.12	0.70	0.71	80	1.396	-
B1 = B2	-	-	-	-	-	116.23
B0	-	-	-	-	-	67.76

Fuente: Autor, descarga del IED

Tabla 11. Factores de compensación de línea Yanacocha 1

COMPENSACIÓN POR SECUENCIA CERO (pu)			
Ko (pu)	Ang [°]		
0.554	-3.41	0.852	0.549
COMPENSACIÓN POR ACOPLAMIENTO MUTUO (pu)			
Ko (pu)	Ang [°]		
0.015	-3.73	0.040	0.014

Fuente. Autor, descarga del IED

5.2. Guía técnica de mantenimiento gabinete de protección de línea

La guía técnica de mantenimiento al gabinete de protección de línea se desarrolla con el propósito de estandarizar los procedimientos para realizar el correcto mantenimiento de los equipos que conforman el gabinete de protección de línea.

5.2.1. Normas de seguridad para el personal ejecutor del mantenimiento

Los trabajos de mantenimiento en centrales de generación requieren ser ejecutados sobre o alrededor de circuitos energizados, tanto en casa de máquinas, patio de subestación como en sala de control, por lo cual se debe brindar al personal ejecutor todas las herramientas técnicas, administrativas y de seguridad necesarias, con el fin de minimizar los riesgos de accidentes e incidentes en el desarrollo de cualquier labor.

Para prevenir lesiones físicas y daños materiales a los equipos y personal, las partes eléctricas no deben estar energizadas durante la ejecución del mantenimiento, por lo que se debe verificar ausencia de voltaje y prevenir la energización por cualquier causa (personal no autorizado o causas naturales) considerando las recomendaciones expuestas en el estándar de seguridad NFPA 70E (Norma de Seguridad Eléctrica en Lugares de Trabajo edición 2021) y el reglamento interno de higiene y seguridad de CELEC EP 2020-2022.

El personal técnico debe conocer las actividades, área de trabajo, riesgos y medidas de seguridad demarcados en el procedimiento de mantenimiento.

El Supervisor de Mantenimiento encargado del desarrollo del trabajo deberá explicar detalladamente las actividades de mantenimiento que se ejecutarán y la función de cada persona en el equipo de trabajo y supervisar las actividades durante la ejecución.

5.2.1.1. Condición de trabajo eléctricamente segura

Antes de iniciar los trabajos de mantenimiento se debe tener una condición de trabajo eléctricamente segura, esto se logra siguiendo las recomendaciones de la NPFA 70E de (Norma para la seguridad Eléctrica en lugares de trabajo), esta norma es parte fundamental para el mantenimiento, ya que garantiza que el personal y bienes no se van a exponer a voltajes que provoquen daños.

En el presente trabajo de titulación cuando se menciona la frase “*Condición de trabajo eléctricamente segura*”, se refiere a que el procedimiento cumple con todas y cada una de las recomendaciones sin alterar su orden, detalladas a continuación:

- a) Determinar todas las posibles fuentes de alimentación e identificar interruptores de aislamiento para cada uno de los equipos a intervenir, en coordinación con el Operador de planta y planos unifilares del sistema.
- b) Verificar que el operador de planta instale los dispositivos de bloqueo y etiqueta en los interruptores de aislamiento.
- c) Cuando sea posible, verificar visualmente que todos los polos de los interruptores de aislamiento estén completamente abiertos.
- d) Verificar que el Operador de planta instale los dispositivos de bloqueo y etiqueta en los interruptores de aislamiento.
- e) Comprobar ausencia de voltaje con la ayuda de un detector de voltaje. El valor nominal del instrumento de prueba debe corresponder con el del circuito principal de los equipos a intervenir, para valores superiores a 1000V se debe acupar equipo de protección adecuado.
- f) Cuando exista la posibilidad de voltajes inducidos o energía remanente, se debe conectar a tierra el circuito principal antes de hacer contacto, utilizando y/o ubicando las puestas a tierras locales.
- g) Delimitar el área de trabajo

5.2.1.2. Equipos de protección

5.2.1.2.1. Equipo de protección personal.

El equipo de protección personal (EPP), son prendas y artículos de seguridad que el personal de mantenimiento debe usar para su protección ante determinados riesgos externos, de forma permanente o periódica.

Los siguientes son los elementos necesarios e indispensables para cada técnico en desarrollo de un mantenimiento en casa de máquinas, patio de subestación y control:

- Overol o ropa de trabajo sin partes metálicas confeccionado en algodón.
- Zapatos dieléctricos antideslizantes.
- Guantes
- Casco dieléctrico.
- Gafas.

5.2.1.2.2. Equipo de protección especial

Son equipos utilizados en tareas específicas de corta duración en el mantenimiento; estos equipos pueden ser compartidos por el personal, sin generar riesgo biológico para quien lo use; por ejemplo: arnés ,protector facial, detector de voltaje, ect.

5.2.1.3. Recomendaciones para protección y seguridad en trabajos de mantenimiento

Para ejecutar los trabajos de mantenimiento, se debe considerar las siguientes recomendaciones:

- Todo trabajo de mantenimiento debe realizarse con orden de trabajo
- La orden de trabajo debe estar en estado de “Lanzado” con las actividades, permisos y fichas de aislamiento por parte de Operaciones
- El personal de mantenimiento debe ser calificado y poseer la preparación y conocimiento técnico del equipo a intervenir.
- Las actividades de mantenimiento deben realizarse únicamente por el personal calificado y autorizado en la orden de trabajo.
- Las maniobras de aislamiento deben realizarse únicamente por el personal de Operaciones
- La orden de trabajo debe iniciarse y registrarse en la bitácora de Operaciones
- Revisar que el equipo o sistema a intervenir se encuentre bajo condiciones de trabajo eléctricamente seguras.
- Finalizadas las actividades de mantenimiento, los trabajos deben entregarse a Operaciones con el restablecimiento del equipo o sistema bajo condiciones normales.

5.2.1.4. Medidas de seguridad para inyección de equipo de potencia, control, protección y medida

Para inyección primaria y/o secundaria de equipos de prueba en casa de máquinas, patio de subestaciones, tableros de control, relés, instrumentos de medida, etc, debe considerarse:

5.2.1.4.1. Ser humano.

- Toda inyección, sea de voltaje o corriente, implica riesgo de choque eléctrico, por tanto, debe considerarse el uso de los elementos de seguridad mencionados en el numeral 5.2.1.2 y la aplicación de las normas de seguridad establecidas para estas actividades.
- Delimitar el área de trabajo con cinta amarilla y negra, e instalar avisos de prevención.
- Aterrizar sólidamente a tierra el equipo de pruebas.
- Informar a todo el personal involucrado el protocolo de pruebas a realizar, el momento de energizar y des energizar el equipo de pruebas.
- Toda modificación o cambio de conexiones sobre los instrumentos a inyectar, debe ser ejecutada con el equipo de pruebas desenergizado.
- Si las pruebas involucran patio y sala de control, se debe colocar aviso de prevención en todos los dispositivos asociados con la prueba.
- Utilizar equipos de comunicaciones que permitan mantener un estrecho contacto entre el edificio de control y patio, con el fin de verificar el estado de los equipos, órdenes impartidas, retiro de personal de los equipos a inyectar, etc.
- Para inyección de corriente secundaria, deben cortocircuitarse los cables secundarios provenientes de los transformadores de corriente. Esta labor, aunque es habitual, exige gran conocimiento técnico y deberá ser llevada a cabo únicamente por personal calificado con alto grado de experiencia y conocimiento técnico.
- Al cortocircuitar corrientes sobre módulos en servicio, siempre verificar que los instrumentos de medida indiquen cero y comprobar con la ayuda de una pinza amperimétrica que dicho valor es correcto.
- Durante el mantenimiento general a los gabinetes de control, protección y medida, debe tenerse especial cuidado durante el retiro y/o limpieza de los instrumentos, sobre todo cuando son de tecnología electromecánica, porque pueden producir disparos indeseados

por cierre de sus contactos al realizar movimientos inadecuados. En caso de que ocurra un disparo accidental por deficiencias técnicas durante el mantenimiento, se debe informar de manera inmediata al personal de Operaciones, para restablecer el servicio, explicando las razones que motivaron dicha salida.

- El IED de protección recibe señales de voltaje y corriente, por lo tanto es necesario cortocircuitar las borneras de corriente y abrir las borneras de voltaje sin riesgo de disparo con la ayuda de los diagramas de control, aislando solamente el IED a probar. Por tanto, debe conocerse muy bien su operación, característica y filosofía de disparo, con el fin de evitar que por desconocimiento se cause una salida indeseada.

5.2.1.4.2 Equipos para pruebas.

Aunque los equipos de inyección son autoprotectidos contra circuitos abiertos (Inyección de corriente), contra cortocircuito y/o aterrizaje (Inyección de voltaje), deben seguirse las siguientes recomendaciones prácticas para su manejo:

- Su operación debe hacerla personal calificado, capacitado y experimentado, considerando que son equipos sensibles.
- Existe riesgo de electrocución, teniendo en cuenta que se manejan magnitudes de corriente y voltaje, suficientes para causar la muerte.
- No sobrepasar la capacidad máxima del equipo.

5.2.2 Calidad técnica

Antes de la planificación de los trabajos de mantenimiento el jefe o supervisor de mantenimiento debe definir los requerimientos y recursos necesarios para ejecutar el mantenimiento, respaldándose en los trabajos estándar, acciones de mantenimiento preventivo y procedimiento.

El plan de calidad debe definir el protocolo de pruebas en sitio para conocer los equipos de pruebas que se debe poseer, el supervisor o jefe de mantenimiento eléctrico debe garantizar el personal operar los equipos de pruebas.

Con base al protocolo de pruebas se emite los reportes de pruebas donde se documentan los resultados de las pruebas del mantenimiento, haciendo eficiente la calidad del servicio de mantenimiento.

La calidad del servicio de mantenimiento preventivo se controla y asegura cumpliendo los siguientes puntos:

- Poseer un procedimiento documentado
- Matriz de personal de mantenimiento eléctrico
- Equipos, herramientas y materiales que cumplan los requisitos del proceso.

En anexos se presentan los documentos de calidad técnica desarrollados con la finalidad de obtener registros estándar para la elaboración de la guía técnica de mantenimiento y ejecución de pruebas.

5.2.3. Mantenimiento preventivo

La subestación y central eléctrica disponen de una amplia gama de equipos de potencia, medida, control y protección, cuya vida útil está bien diferenciada desde unos pocos meses a más de 25 años de operación. Por tanto, los hay de tecnología electromecánica, electrónica, digital y numérica. Sin embargo, a pesar de la variedad de características, capacidades, niveles de tensión, etc; es posible establecer un registro estadístico de su operación, considerando que los valores de corriente, tanto de servicio como de falla, están bien definidos; lo cual hace posible relacionar las operaciones de los equipos con las corrientes, ya sean éstas nominales o de falla. Así, con estas estadísticas se pueden establecer períodos y tipos de mantenimiento, de acuerdo con lo recomendado por el fabricante y/o de la experiencia de los ejecutores del mantenimiento, sin llegar a condiciones de bajo o excesivo mantenimiento que resultan perjudiciales para los equipos, además de implicar mayores costos y detrimento de la calidad del servicio al usuario.

En el presente capítulo, se centra al mantenimiento preventivo programado y al predictivo del gabinete de protección de línea, basado principalmente en la norma ANSI NETA MTS 2019, normas IEEE para protecciones eléctricas y manuales del fabricante.

5.2.3.1 Trabajos estándar

Los trabajos estándar se plantean con el propósito de estandarizar las actividades de mantenimiento para el gabinete de protección de línea.

Se indican los criterios de aceptación de la actividad y/o prueba, así como los equipos y herramientas necesarios para su ejecución.

5.2.3.1.1 Inspeccionar tablero

Consiste en la revisión exhaustiva de todos los componentes eléctricos y electrónicos, para detectar equipos averiados o alarmados, ruidos anormales, luces indicadoras averiadas, etc. A este trabajo debe sumarse la actividad de termografía para identificar posibles puntos calientes o equipos con temperatura fuera del parámetro normal.

El técnico de mantenimiento designado para ejecutar la actividad debe estar equipado con el EPP correspondiente, las herramientas necesarias y cumplir con lo establecido en el apartado 5.2.1.1.

Las actividades consecutivas que se deben ejecutar son las siguientes:

- a) Revisar estado general de los dispositivos internos y externos
- b) Inspeccionar las conexiones, los cables, terminales, marquillas y etiquetas de los equipos
- c) Medir y registrar valores de voltaje en fuentes de alimentación AC y DC
- d) Comprobar funcionamiento de los dispositivos de climatización calentadores y ventiladores
- e) Inspeccionar puntos calientes con un detector de temperatura a distancia

Herramientas:

- ✓ Cámara termográfica o pirómetro
- ✓ Multímetro

Criterio de aceptación:

Debido a que para toda actividad de mantenimiento es necesario el uso de los sentidos humanos (vista, olfato, audición), con los cuales se detecta posibles alarmas o daños en los equipos, la aceptación de esta prueba se basa en el criterio técnico del personal técnico de mantenimiento que realiza dicha inspección, constatando la temperatura adecuada de funcionamiento de los equipos de 20°C a 40°C.



En el Anexo 1 se presenta el formato del trabajo estándar “Inspeccionar tablero” para calidad técnica.

5.2.3.1.2 Inspeccionar IED de protección

Consiste en la revisión del estado de las conexiones, alarmas, disparos y comunicación del IED.

El técnico de mantenimiento designado para ejecutar la actividad debe estar equipado con el EPP correspondiente, las herramientas necesarias y cumplir con lo establecido en el apartado 5.2.1.1.

Las actividades consecutivas que se deben ejecutar son las siguientes:

- a) Inspeccionar condición de conexiones eléctricas del IED
- b) Verificar el funcionamiento de los diodos emisores de luz y pantalla del IED
- c) Inspeccionar alarmas del IED: Revisar los leds de alarma para determinar si existe estados de alarmar. Si es así, pulse la tecla de lectura [] en forma repetida para examinar los distintos estados de alarma. Borrar alarmas pulsando la tecla [] para apagar el LED y alarmas.
 - Disparo (Rojo); indica que el relé ha emitido una señal de disparo.
 - Alarma (Amarillo), parpadea para indicar que el relé ha registrado una alarma. Esto puede ser accionado por un registro de falta, evento ó mantenimiento. El LED parpadea hasta que se aceptan (leen) las alarmas. A partir de ese momento, el LED se mantiene permanentemente iluminado y sólo se apaga cuando se borran las alarmas.
 - Fuera de servicio (Amarillo), indica que la protección del relé no está disponible.
 - En buen estado (Verde); indica que el relé se encuentra en condiciones correctas de funcionamiento. Este LED debería estar encendido en todo momento. Sólo se apagará cuando la función de autocomprobación del relé detecte alguna anomalía en el hardware o el software.
- d) Revisar parámetros eléctricos voltaje y corriente, los valores medidos por el IED deben ser comparados con los valores de medición del SCADA en terminales remotas.
- e) Verificar que el IED muestre la fecha y la hora correctas. Comparar el tiempo del IED con el tiempo real y registrar el diferencial.
- f) Verificar que los enlaces de comunicación estén operativos.

Criterio de aceptación:

La aceptación de esta actividad se basa en revisar que el IED se encuentre funcionando de forma normal, monitoreando los parámetros eléctricos en tiempo real, sin presencia de alarmas.

En el Anexo 2 se presenta el formato del trabajo estándar “Inspeccionar IED de protección” para calidad técnica.

5.2.3.1.3 Probar Switch industrial

Los Switch de comunicación industriales son tipo capa 2, se deben realizar actividades de limpieza, reajuste de los conectores y pruebas de comunicación.

El técnico de mantenimiento designado para ejecutar la actividad debe estar equipado con el EPP correspondiente, las herramientas necesarias y cumplir con lo establecido en el apartado 5.2.1.1.

Las actividades consecutivas que se deben ejecutar son las siguientes:

- a) Limpiar todos los componentes y dispositivos del Switch de comunicación como son: chasis, cubiertas, tarjetas y cables.
- b) Limpieza de conectores de fibra óptica Rx – Tx (férulas).
- c) Reajustar conectores de fibra óptica y conectores de Ethernet.
- d) Realizar prueba de comunicación para verificar el correcto funcionamiento del equipo.

Herramientas:

- ✓ Limpiador de conector de fibra óptica
- ✓ Computador

Materiales:

- 0.25 Aerosol aire comprimido
- 1 Toalla antiestática

Criterio de aceptación:

La aceptación de esta actividad se basa en revisar que el Switch de comunicación realice correctamente la comunicación con los equipos asociados.

En el Anexo 3 se presenta el formato del trabajo estándar “Probar Switch industrial” para la documentación de calidad técnica.

5.2.3.1.4. Descargar configuración de IED

Consiste en la comunicación entre el computador y el IED para descargar la configuración y los eventos de fallo registrado, o cuando se necesite probar las funciones de protección y/o analizar fallas.

El técnico de mantenimiento designado para ejecutar la actividad debe estar equipado con el EPP correspondiente, las herramientas necesarias y cumplir con lo establecido en el apartado 5.2.1.1.

Para realizar la recopilación de información correspondiente a los ajustes de protecciones y eventos registrados al IED MICOM P543 es importante considerar lo siguiente:

Contar con la orden de trabajo correspondiente.

Contar con el personal calificado para la recopilación de información de ajustes de protecciones y eventos registrados.

Poseer el equipo adecuado (computador portátil) según los requerimientos que indiquen en el manual del IED, o desde el computador de la estación conectado a la red.

- a) Contar con los respectivos cables de comunicación de acuerdo al requerimiento indicado en el manual.
- b) Contar con el Software en la versión actualizada instalado en el computador (Easergy Studio V8.1.2).

Todo lo indicado con la finalidad de evitar: daños al personal, equipos y desconexiones innecesarias que afecten a la producción.

Entre los principales equipos y materiales necesarios para realizar esta labor se describen los siguientes:

- **Computador portátil:** Con puerto de comunicación USB ó puerto ethernet. Se recomienda que disponga de sistema operativo Windows 98, Windows NT4.0, Windows 2000 o Windows XP. (debe verificarse la comunicación entre el relé y el software del relé).
- **Cable de comunicación:** Permite el intercambio serie de datos binarios entre un DTE (Equipo terminal de datos) y un DCE (Equipo de Comunicación de datos):

- a) En caso de poseer un computador con puerto USB, se debe utilizar un adaptador de USB a RS232 DB9 serial de 9 pines, realizando la conexión en el puerto frontal del IED MICOM P543, el mismo se comunica a través de los puertos COM como se indica en la Figura 36.

Figura 36. Comunicación serial USD a RS232



Fuente: Autor

- b) En caso de poseer un computador con puerto ethernet, se debe utilizar un cable de red ethernet de categoría 5E, realizando la conexión en el puerto posterior al IED MICOM P543, el mismo se comunica a través de la dirección IP del IED como se indica en la Figura 37.

Figura 37. Comunicación Ethernet



Fuente. Autor

5.2.3.1.4.1. Software de configuración easergy studio

Es un software de soporte para manejo de IEDs Schneider Electric de un sistema y está basado en el lenguaje de comunicación courier. Easergy studio permite construir una lista de dispositivos y organizarlos de la misma forma en la que se encuentran en un sistema físico. Las características principales de la herramienta son:

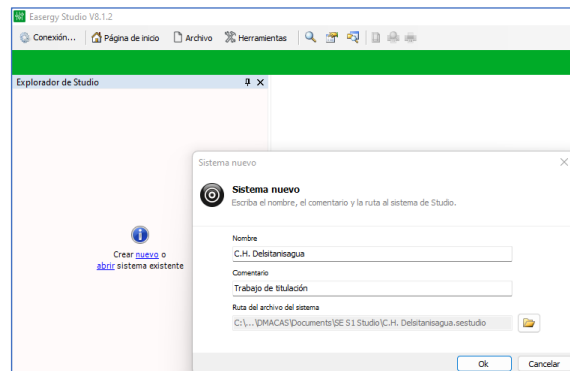
- Envío de configuraciones al dispositivo.
- Extracción de configuraciones desde el dispositivo.
- Manejo y análisis de eventos y fallas.
- Visualización de medidas en tiempo real.
- Editor del esquema lógico programable.

- Configurador de plantillas de bahía.

A continuación, se presenta los pasos para generar un proyecto en el entorno easergy studio.

- a) Abrir el software easergy studio, crear nuevo sistema. Se despliega la ventana “sistema nuevo”, completar los campos de nombre y comentarios como se indica en la Figura 38.

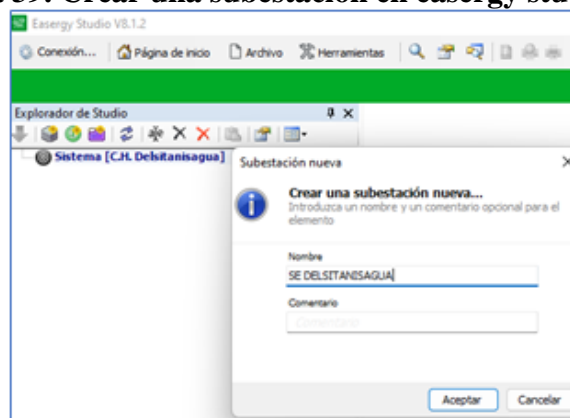
Figura 38. Crear un nuevo sistema en easergy studio.



Fuente. Autor

- b) Crear Subestación, se despliega la ventana “crear una nueva subestación” completar el campo nombre de la subestación como se indica en la Figura 39.

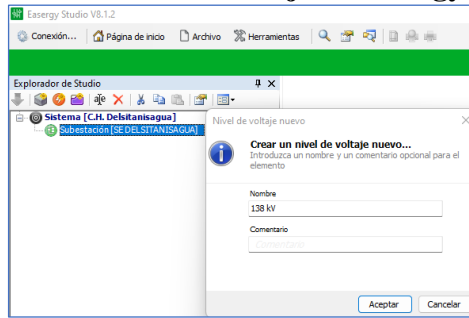
Figura 39. Crear una subestación en easergy studio.



Fuente. Autor

- c) Crear nivel de voltaje, se despliega la ventana “crear nivel de voltaje nuevo” completar el campo el nivel de voltaje de la subestación como se indica en la Figura 40.

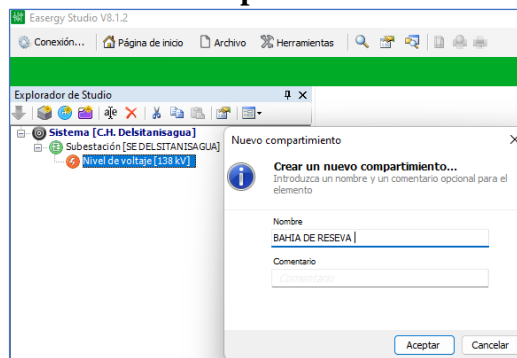
Figura 40. Crear nivel de voltaje en easergy studio.



Fuente. Autor

- d) Crear un nuevo compartimiento, completar el campo con el nombre de la posición de la bahía como se indica en la Figura 41.

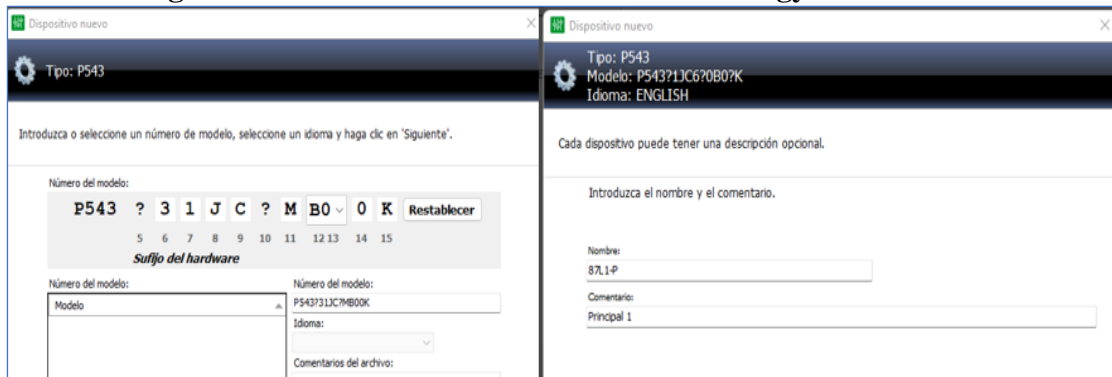
Figura 41. Crear un compartimiento en easergy studio



Fuente. Autor

- e) Seleccionar el modelo del IED, buscar el modelo del IED MICOM P543 como se indica en la Figura 42.

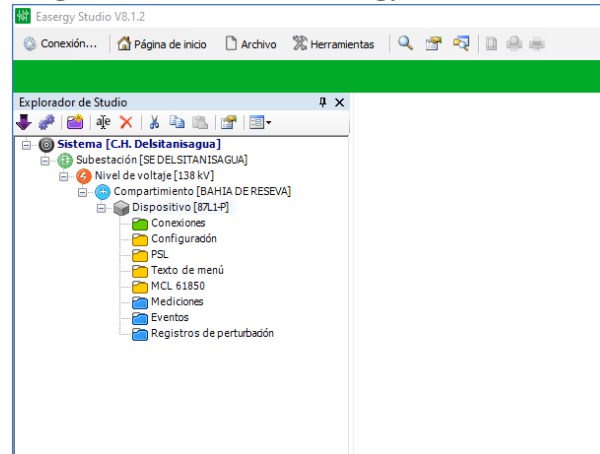
Figura 42. Seleccionar modelo de IED en easergy studio



Fuente. Autor

- f) Proyecto creado en el entorno easergy studio V8.1.1 para comunicarse mediante software con el IED MICOM P543 como se indica en la Figura 43.

Figura 43. Entorno Easergy Studio V8.1.1

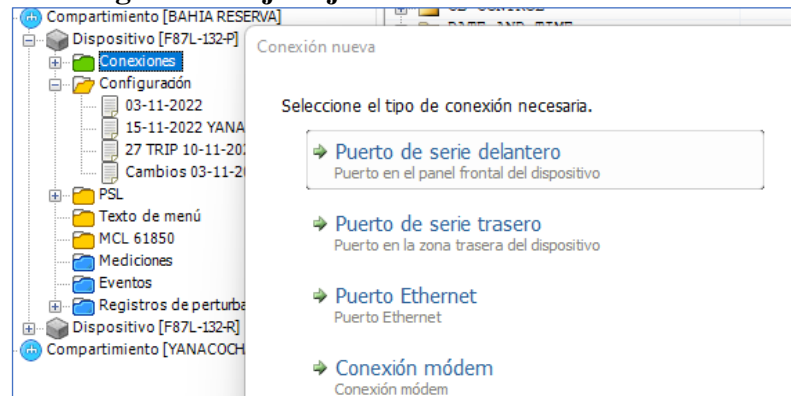


Fuente: Autor

Creado el proyecto en el entorno de easergy studio, la comunicación entre la PC y el IED debe realizarse considerando los siguientes pasos:

- a) Fijar el ajuste de comunicación, en conexiones, seleccionando el tipo de conexión necesaria; puerto de serie delantero o puerto ethernet como se indica en la Figura 44.

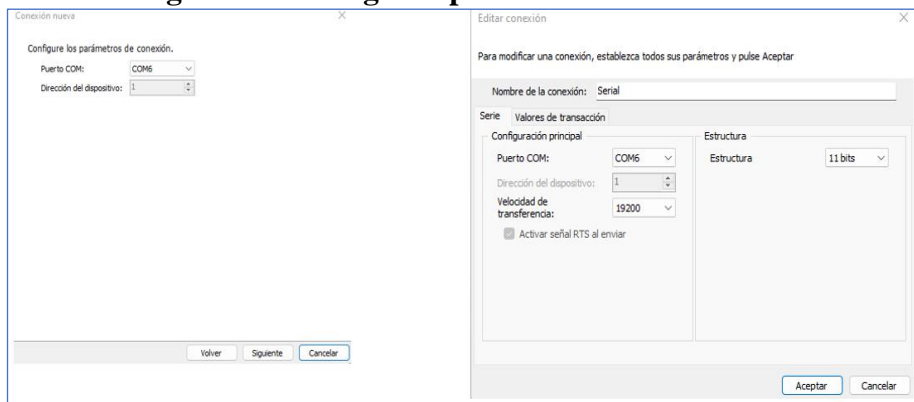
Figura 44. Fijar ajuste de comunicación a IED



Fuente. Autor

- b) Configurar los parámetros de conexión, velocidad de transferencia de 19200, estructura 11 bits y puerto COM como se indica en la Figura 45.

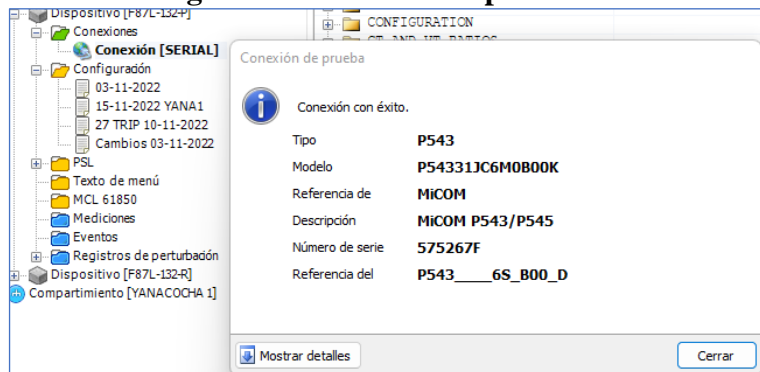
Figura 45. Configurar parámetros de conexión



Fuente: Autor

- c) Realizados los pasos a y b, el IED está en condiciones de comunicarse. El ordenador y el IED MICOM P543 están en línea cuando se ha establecido comunicación entre ellos, para verificar la conexión se debe hacer clic derecho en la conexión configurada, seleccionar conexión de prueba y debe desplegarse la leyenda “Conexión con éxito” como se indica en la Figura 46.

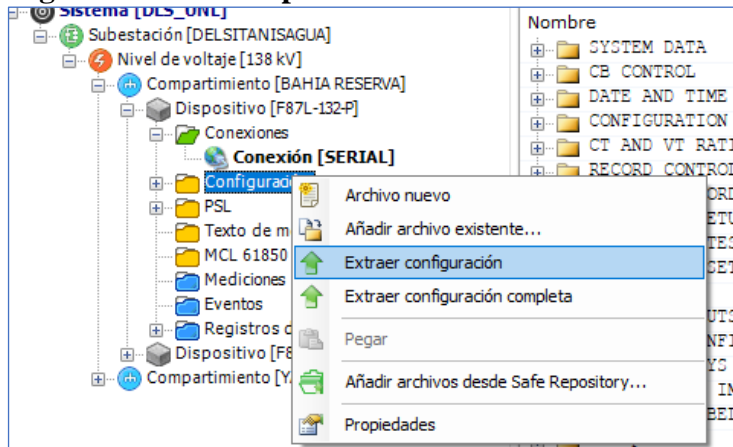
Figura 46. Conexión de prueba



Fuente. Autor

- d) Realizada la conexión se puede extraer los datos e información directamente desde el IED MICOM P543 usando el menú disponible debajo de cada dispositivo como se indica en la Figura 47.

Figura 47. Entorno para extraer información.



Fuente. Autor

Quando se cumple el procedimiento establecido se puede respaldar la información de configuración de protecciones, eventos y registros de falla.

Descrita la guía para descargar la configuración del IED, las actividades consecutivas que se deben ejecutar son las siguientes:

- Establecer comunicación PC-IED, registrar el número de modelo, número de serie, revisión de firmware.
 - Descargar la configuración y la lógica del relé. Imprima una copia de la configuración para el informe y comparar los ajustes con los especificados en el estudio de coordinación y/o respaldo anterior.
 - Descargar todos los eventos y registros de falla en modo filtrado y sin filtrar para respaldo
- Herramientas:

- ✓ Software easergy studio
- ✓ Computador
- ✓ Cable USB a RS232 DB9 serial de 9 pines

Criterio de aceptación:

La aceptación de esta actividad se basa en la comunicación correcta con el IED para descargarla información.

En el Anexo 4 se presenta el formato del trabajo estándar “Descargar configuración de IED” para la documentación de calidad técnica.

5.2.3.1.5. Limpiar tablero de protección

Consiste en la limpiar y reajustar las conexiones de todos componentes electromecánicos y dispositivos auxiliares, para evitar falsos contactos y/o puntos calientes. El técnico de mantenimiento designado para ejecutar la actividad debe disponer de los planos en la última revisión y manuales del fabricante.

Debido a la condición de esta prueba, antes de realizar la limpieza del equipo, verificar que todas las alimentaciones de corriente alterna y corriente continua, como todas las conexiones del transformador de corriente y de voltaje están aisladas, para evitar cualquier ocasión de choque eléctrico mientras se realiza la limpieza, para ello el técnico de mantenimiento debe cumplir con lo establecido en la sección 5.2.1.1.

Las actividades consecutivas que se deben ejecutar son las siguientes:

- a) Revisar condición de trabajo eléctricamente segura.
- b) Reajustar y/o cambiar terminales de cables de corriente alterna y continua.
- c) Reajustar todos los tornillos de bornes de IEDs (torque 1.3 Nm utilizando los tornillos M4)
- d) Revisar que las marcas testigo de pernos de montaje de equipos no estén desplazados
- e) Revisar y/o reajustar conexiones a tierra de equipos de acuerdo con las instrucciones del fabricante ,aplicar grasa cobre -cobre
- f) Revisar contactos y operación de interruptores, selectores, borneras y relés de control, aplicar limpia contactos eléctricos en las superficies de contacto eléctrico.
- g) Verificar estado de fusibles
- h) Limpiar la estructura de IEDs y componentes eléctricos (relés auxiliares, selectores, etc.) eliminando toda partícula extraña de polvo, aplicar aire comprimido, utilizar toallas antiestáticas.
- i) Limpiar borneras, canaletas de cable y parte interna del gabinete de protección, aplicar protector para ambientes corrosivos.
- j) Limpiar y/o cambiar filtros de aire
- k) Verifica el correcto ajuste de las puertas y la correcta marcación de cada uno de los equipos instalados.
- l) Limpiar parte externa del tablero
- m) Probar funcionamiento general del tablero de protecciones

Herramientas:

- ✓ 1 destornillador bornero plano
- ✓ 1 destornillador bornero estrella,
- ✓ 1 llave #10

Materiales:

- 1 brocha
- 1 liencillo
- 1 aerosol aire comprimido
- 1 alcohol isopropílico
- 1 limpiacontactos
- 1 protector para ambientes corrosivos
- 1 toallas antiestáticas secas
- 1 toallas antiestáticas húmedas
- 1 grasa cobre-cobre

Criterio de aceptación:

La aceptación de esta prueba se basa a que una vez reajustadas las conexiones, se realiza el jale (hale) a todos los cables para comprobar que no quede ningún cable suelto, verificando que todos los cables estén con terminales y marquillas correspondientes, además se comprueba la correcta operación del controlador de humedad y temperatura

En el

Anexo 5 se presenta el formato del trabajo estándar “Limpiar tablero” para la documentación de calidad.

5.2.3.1.6. Probar IED de protección

Consiste en comprobar las curvas características de las funciones de protección configuradas en el IED y mediante simulación de fallas, se debe verificar la actuación de las protecciones. Estas pruebas se detallan en la sección 5.3.

El técnico de mantenimiento designado para ejecutar la actividad debe estar equipado con el EPP correspondiente, planos asbuilt (planos de obra terminada), protocolo de pruebas, herramientas necesarias y cumplir con lo establecido en el apartado 5.2.1.1.

Las actividades consecutivas que se deben ejecutar son las siguientes:

- a) Realizar el trabajo estándar; descargar configuración de IED, sección 5.2.3.1.4
- b) Revisar en planos señales de voltaje, corriente, relés de disparo y comunicaciones.
- c) Establecer comunicación entre el IED1 y el IED2.
- d) Conectar equipo de prueba Ponovo PW636i.
- e) Aislar borneras de voltaje, corriente y conectar al equipo de prueba.
- f) Revisar relé de salida de disparo disponible y conectar cables al equipo de prueba.
- g) Probar plan de pruebas de acuerdo a la sección 5.3.
- h) Desconectar señales de corriente, voltaje, contacto de disparo y equipos de pruebas.
- i) Restablecer IED de protección, al finalizar la prueba, restablecer todos los registros mínimos/máximos y los contadores de fallas. Borrar registros de secuencia de eventos y todos los registros de eventos.

Equipos:

- ✓ Equipo de inyección secundaria probador de IEDs con cables de prueba
- ✓ Computador
- ✓ Cable USB a RS232 DB9 serial de 9 pines

Criterio de aceptación:

La aceptación de esta prueba se basa en comprobar las funciones de protección de acuerdo a la parametrización de las protecciones en los IEDs y mediante la simulación de fallas verificar que el IED cumpla la secuencia de operaciones frente a un evento de falla.

En el Anexo 6 se presenta el formato del trabajo estándar “Probar IED de protección” para la documentación de calidad técnica.

5.2.4. Plan de mantenimiento preventivo

El plan de mantenimiento es el conjunto de trabajos estándar que se realizan en una instalación con el fin de cumplir con los objetivos de disponibilidad, fiabilidad, coste y con el objetivo final de maximizar la vida útil de la instalación

Definidos los trabajos estándar, se genera las acciones de mantenimiento preventivo para generar el plan de mantenimiento de acuerdo a la periodicidad.

5.2.4.1. AMP 1: Mantenimiento preventivo semestral a gabinete de protección de línea

Este tipo de mantenimiento tiene una periodicidad de 6 meses, y contiene los siguientes trabajos estándar:

- Inspeccionar tablero
- Inspeccionar IED de protección

En el Anexo 7 se presenta el “Procedimiento para mantenimiento preventivo semestral a gabinete de protección” para documentación de calidad técnica.

5.2.4.2. AMP2: Mantenimiento preventivo anual a gabinete de protección de línea

Este tipo de mantenimiento tiene una periodicidad de 12 meses y contiene los siguientes trabajos estándar:

- Inspeccionar tablero.
- Inspeccionar IED de protección
- Limpiar tablero de protección
- Probar Switch de comunicación
- Descargar configuración de IED

En el

Anexo 8 se presenta el “Procedimiento de mantenimiento preventivo anual a gabinete de protección” para la documentación de calidad técnica.

5.2.4.3. AMP3: Mantenimiento predictivo quinquenal a gabinete de protección de línea

Este tipo de mantenimiento tiene una periodicidad de 5 años y contiene los siguientes trabajos estándar:

- Inspeccionar tablero.
- Inspeccionar IED de protección
- Limpiar tablero de protección
- Probar Switch de comunicación
- Descargar configuración de IED
- Probar IED de protección

En el Anexo 9 se presenta el “Procedimiento de mantenimiento predictivo quinquenal a gabinete de protección” para la documentación de calidad técnica.

5.3. Plan de pruebas a IED de protección

Define el tipo de pruebas, entorno y recursos necesarios, con el objeto de comprobar el funcionamiento del IED en condición normal y de falla. Estas pruebas permiten encontrar los posibles fallos o errores que se presenten durante el periodo de pruebas. Además validar si el IED cumple con los requerimientos para el cual fue instalado.

5.3.1. Metodología para establecer el protocolo de pruebas

a) Analizar los requerimientos de la central Delsitanisagua.

Mediante entrevista con las jefaturas de operación y mantenimiento de la central Delsitanisagua, se analiza la información obtenida en la etapa de comisionado de los IEDs, historial de fallos en las líneas de transmisión, ajustes de protecciones, tiempo estimado

para ejecución de las pruebas y la periodicidad de 5 años necesaria para probar las protecciones como medida de mantenimiento predictivo.

b) Identificar las funcionalidades a probar

A partir del análisis de la documentación y las entrevistas con el equipo de operación y mantenimiento se identifica las funciones de protección que son necesarias probar y se establece realizar el arreglo end to end entre el IED1 e IED2 para probar 3 casos de simulación de falla.

c) Elaborar los protocolos y actividades para pruebas

Definidas las funcionalidades a probar, consultando referencias y normas utilizadas para las pruebas a IEDs de protección, se desarrolla el formato de protocolo de pruebas, determinando los criterios de aceptación de cada prueba, recursos y equipos de pruebas necesarios para la ejecución de las pruebas.

5.3.2. Protocolo de pruebas

A continuación se describen las pruebas a realizar:

- a) Inspecciones preliminares.
- b) Comunicación entre IEDs con patch cord de fibra.
- c) Verificar medidas.
- d) Prueba de estabilidad de la protección diferencial de línea 87L.
- e) Prueba de disparo de la protección diferencial por diferencia de corrientes ANSI 87L.
- f) Prueba de la función de protección diferencial de línea ANSI 87L.
- g) Prueba de la función de protección de distancia de línea ANSI 21.
- h) Prueba de la función de sobrecorriente direccional de neutro ANSI 67. [16]
- i) Prueba de la función sobre voltaje ANSI 59.
- j) Pruebas End to End: IED1 to IED2
 - Caso 1: Falla Trifásica “ABC” con resistencia de falla de 0Ω , en la línea Yanacocha-Delsintanisagua al 50%.
 - Caso 2: Falla Monofásica fase “A” a tierra con resistencia de falla de 0Ω , en la línea Yanacocha-Delsintanisagua al 50%.

- Caso 3: Falla Monofásica fase “A” a tierra con resistencia de falla de 30Ω , en la línea Yanacocha-Delsintanisagua al 50%.

En el Anexo 10 se presenta el “Plan de pruebas a IED” para la documentación de calidad técnica.

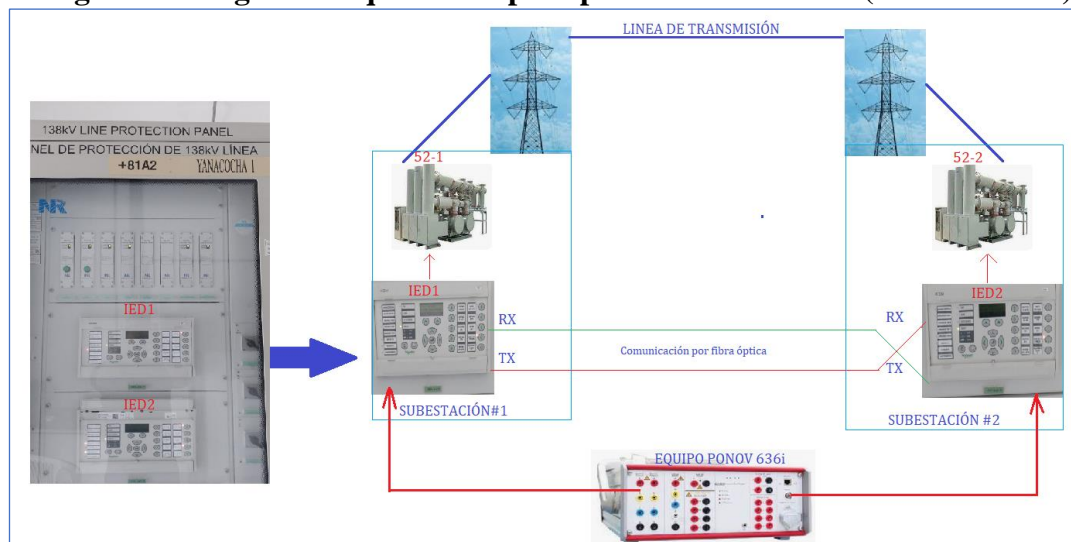
5.3.3. Recursos necesarios

- Equipo de inyección secundaria Ponovo PW636i, con software, cables y accesorios
- Computadora portátil con puerto ethernet para comunicación con equipo de inyección secundaria
- Computadora portátil con puerto serial para comunicación con IED SCHNEIDER MICOM P543.
- Alimentación auxiliar 120 VAC para equipo de prueba y computadoras.
- Archivos comtrade con los 3 casos de falla
- Personal para pruebas y supervisión.

5.3.4. Diagrama esquemático para pruebas end to end (IED1 to IED2)

En la Figura 48 se presenta el diagrama esquemático para las pruebas End to End en el gabinete de protección 81 A4 “Reserva”, con el equipo de prueba Ponovo PW636i

Figura 48 Diagrama esquemático para pruebas End to End (IED1 to IED2)



Fuente. Autor

En la Figura 49 se presenta la imagen del esquema de conexionado y ubicación de equipos para ejecutar el protocolo de pruebas en el gabinete de protección 81 A4 “Reserva”

Figura 49. Esquema de conexión y ubicación de equipos para pruebas



Fuente. Autor

5.4. Ejecución el protocolo de pruebas a IED

Las pruebas de campo realizadas al IED MICOM P543 se presentan con el objetivo de verificar el desempeño de las funciones de protección mencionadas en la sección 5.3. Cada una de estas funciones se debe probar de acuerdo a los parámetros de ajuste y seleccionar el módulo de prueba correspondiente del equipo de prueba Ponovo PW636i. Los módulos de prueba descritos son escogidos de acuerdo a cada función de protección garantizando que la prueba que se realiza a una función determinada esté probando el desempeño de toda la operación de la protección

Las pruebas end to end (IED1 to IED2) consisten en suponer que se tiene una línea de transmisión entre los IEDs, la simulación de fallas típicas en ambos extremos de la línea de transmisión permite verificar el comportamiento integral del sistema de protección, sistema de comunicaciones y equipos asociado.

La simulación de las fallas mediante los archivos COMTRADE obtenidos en la etapa de comisionado de las protecciones, son reproducidos en el equipo de inyección secundaria, en cada uno de los extremos de la línea (IED1 to IED2), obteniéndose de esta manera la simulación de una falla real en la línea de transmisión, con lo cual se verificará la actuación de las funciones del sistema de protección, sistema de comunicación entre los relés y equipos asociados.

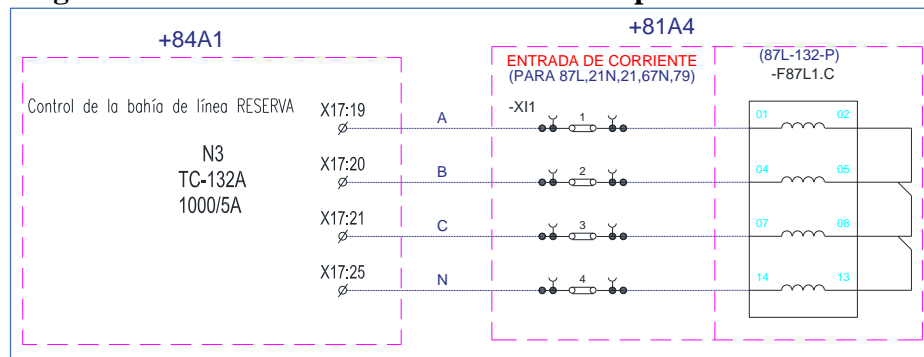
5.4.1. Actividades preliminares

Se realiza los siguientes trabajos preliminares en el gabinete de protección 81 A4 “Reserva”

- a) Inspeccionar IED de protección, actividades estándar de la sección 5.2.3.1.2.
- b) Identificar los bornes o terminales de conexión como disparos transferidos que pudieran existir como disparos directos transferidos, arranque de protección por falla de interruptor, disparo de protección por falla de interruptor para su inhibición durante las pruebas.

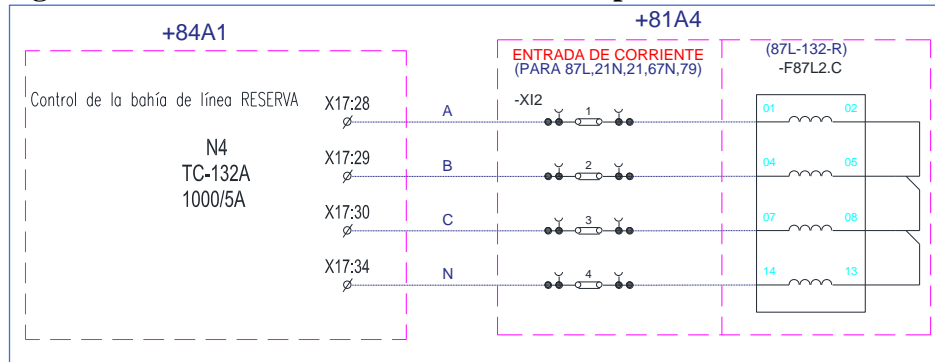
En la Figura 50 y Figura 51 se muestra la distribución de las borneras de señales de corriente, en la Figura 52 y Figura 53 se presenta la distribución de las borneras de señales de voltaje, en la Figura 54 se presenta la distribución de las señales de disparo del IED y en la Figura 55 se presenta la distribución de las señales de corriente, voltaje y entrada binaria del equipo de prueba Ponovo PW636i.

Figura 50. Borneras de entrada de corriente para IED 87L-132-P



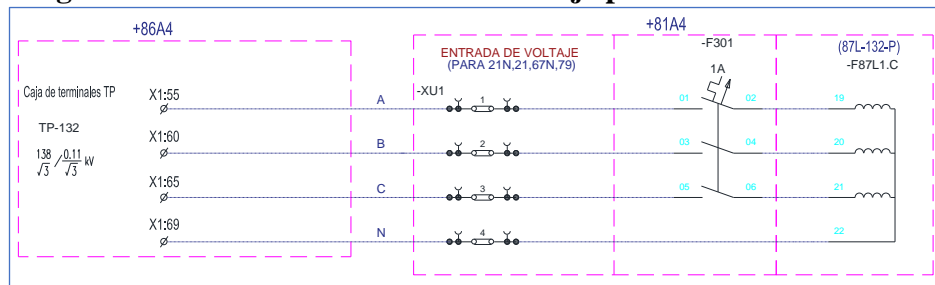
Fuente. Plano D-502F-03-4711

Figura 51. Borneras de entrada de corriente para IED 87L-132-R



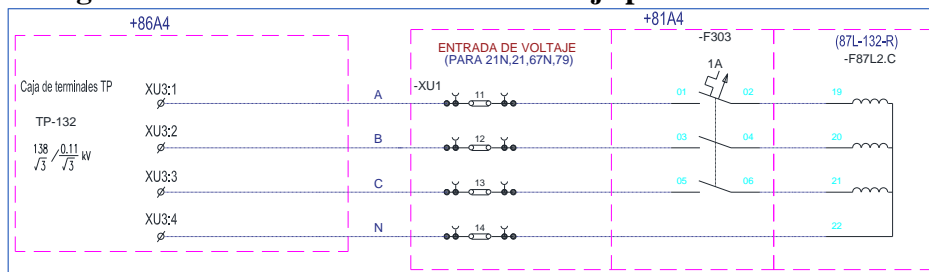
Fuente. Plano D-502F-03-4711

Figura 52. Borneras de entrada de voltaje para IED 87L-132-P



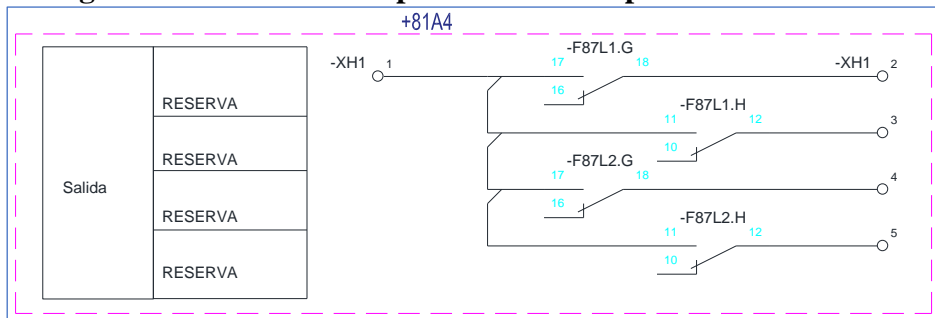
Fuente. Plano D-502F-03-4713

Figura 53. Borneras de entrada de voltaje para IED 87L-132-R



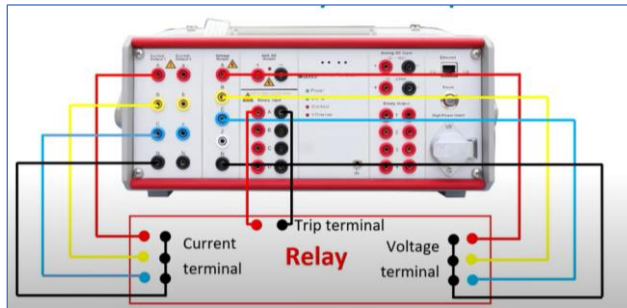
Fuente. Plano D-502F-03-4713

Figura 54. Relé de salida para señal de disparo



Fuente: Plano D-502F-03-4732

Figura 55. Distribución de bornes en la unidad Ponovo PW636i



Fuente. Autor

c) En los IEDs Schneider MICOM P543 se realizarán las siguientes actividades.

1) Descargar los ajustes actuales y guardar el archivo en la PC, de acuerdo al trabajo estándar “Descargar configuración de IED” de la sección 5.2.3.1.4

Una vez conectado y generado un respaldo de información, se revisará las configuraciones del relé de protección tales como:

- Datos del IED de protección
- Parámetros de la línea
- Relación de transformación de TCs y TVs.
- Funciones de protección activas, asignación de contactos de salida y lógicas de control.

2) Inhibir o bloquear la función de protección diferencial hasta realizar las conexiones para señales análogas y aislar los circuitos de disparo hacia el interruptor y funciones de falla de interruptor

3) Inhibir mediante seccionamiento los contactos de disparo de los relés diferenciales de línea hacia los relés de disparo o al circuito de disparo del interruptor en ambos extremos de la línea (IED1: F87L-132P y IED2: F87L-132R)

Mediante los planos del gabinete, se procede abrir los puentes de aislamiento ubicando en la posición de la Tabla 12 y Tabla 13.

Tabla 12 Puente de aislamiento para IED1

PUENTE	DESCRIPCIÓN	POSICIÓN
LK11	DISPARO PH.A	ABIERTO
LK12	DISPARO PH.B	ABIERTO
LK13	DISPARO PH.C	ABIERTO
LK14	DISPARO	ABIERTO
LK15	SALIDA BINARIA DE RECIERRE	ABIERTO
LK16	INICIAR PFI	ABIERTO
LK17	DISPARO 87L2	ABIERTO
LK18	87L1 EBI_87L_Hab_Diff	CERRADO

LK19	RESERVA	CERRADO
------	---------	---------

Fuente. Autor

Tabla 13 Puentes de aislamiento para IED2

PUENTE	DESCRIPCIÓN	POSICIÓN
LK21	DISPARO PH.A	ABIERTO
LK22	DISPARO PH.B	ABIERTO
LK23	DISPARO PH.C	ABIERTO
LK24	DISPARO (K862)	ABIERTO
LK25	SALIDA BINARIA DE RECIERRE	ABIERTO
LK26	INICIAR PFI (50BF)	ABIERTO
LK27	DISPARO 87L2	ABIERTO
LK28	87L1 EBI_87L_Hab_Diff	CERRADO
LK29	RESERVA	CERRADO

Fuente. Autor

En la Figura 56, se presenta la imagen de cómo deben configurarse los puentes de aislamiento para bloqueo de disparo externo.

Figura 56. Posición de puentes de aislamiento IE1 e IED2

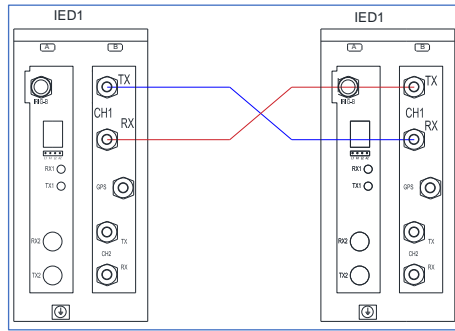


Fuente. Autor

- 4) Inhibir mediante software la función lógica de cierre en falla (SOTF) en los dos extremos (IED1 e IED2)
 - 5) Confirmar que los contactos de disparo de los relés en ambos extremos de la línea (IED1 e IED2) se encuentran inhibidos hacia los interruptores y se tenga señal de la operación de la protección en el equipo simulador Ponovo PW636i
- d) **Establecer comunicación entre IED1: F87L-132P vs IED2: F87L-132R**

En la parte posterior Slot B: Tarjeta de comunicación de fibra para tele protección diferencial, conectar cables de fibra óptica Rx - Tx de acuerdo a la Figura 57.

Figura 57. Conexión de canal de comunicación IED1 to IED2



Fuente. Autor

Mediante software, para que el IED1 vs IED2 se puedan comunicar se debe cambiar la dirección Address en la configuración de acuerdo a la **Figura 58** y **Figura 59**

Figura 58. Configuración de comunicación IED1

PROT COMMS/ IM64			
.....	Scheme Setup	2 Terminal	20.01
.....	Address	1-A	20.03
.....	Comms Mode	Standard	20.10
.....	Baud Rate Ch1	64kbits/s	20.11

Fuente. Autor

Figura 59. Configuración de comunicación IED2

PROT COMMS/ IM64			
.....	Scheme Setup	2 Terminal	20.01
.....	Address	1-B	20.03
.....	Comms Mode	Standard	20.10
.....	Baud Rate Ch1	64kbits/s	20.11

Fuente. Autor

Revisar que el IED1 se encuentre comunicado con el IED2 en estado “Healthy” sin presencia de alarmas, cómo se expone en la Figura 60.

Figura 60. IED1 comunicado con IED2



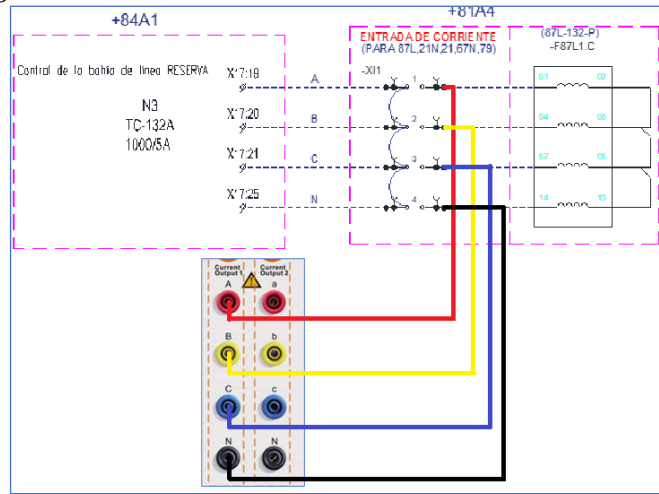
Fuente. Autor

e) **Conectar señales de corriente**

1) En las borneras XII, utilizando cables banana – banana, cortocircuitar borneas 1-2-3-4 y seccionar (abrir) borneras.

2) Conectar cables de señal de corriente entre borneras y la fuente de corriente 1 del equipo de prueba Ponovo PW636i como se indica en la **Figura 61.**

Figura 61. Conexión de señales de corriente IED1

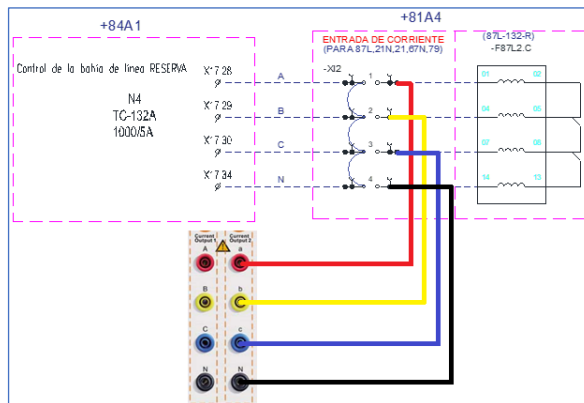


Fuente. Autor

3) En las borneras XI2, utilizando cables banana – banana, cortocircuitar borneas 1-2-3-4 y seccionar (abrir) borneras.

2) Conectar cables de señal de corriente entre borneras y la fuente de corriente 2 del equipo de prueba como se presenta en la **Figura 62.**

Figura 62. Conexión de señales de corriente IED2

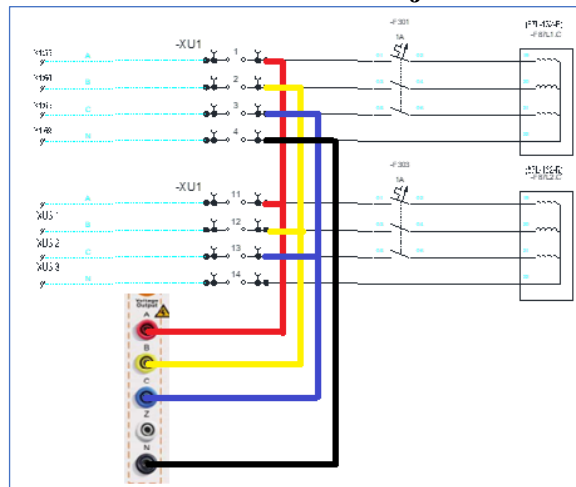


Fuente. Autor

f) **Conectar señales de voltaje**

- 1) Seccionar (abrir) borneras de voltaje XU1:1, 2, 3, 4 (IED1) y borneras 11, 12, 13,14 (IED2)
- 2) Con cables banana- banana conectar borneras: fase A: 1-11, fase B: 2-12, fase c: 3-13 y neutro 4-14.
- 3) Conectar cable de señal de voltaje entre borneras de voltaje y fuente de voltaje del equipo de prueba Ponovo PW636i como se presenta en la Figura 63.

Figura 63. Conexión de señales de voltaje en IED1e IED2

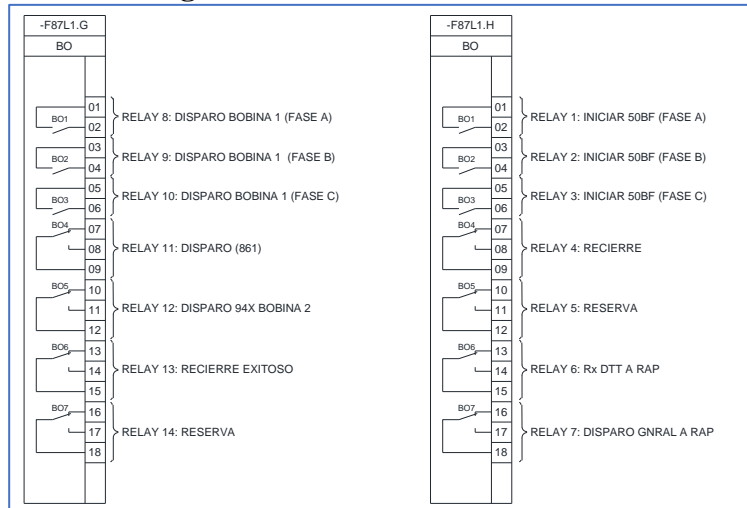


Fuente. Autor

g) **Conectar de contacto de disparo**

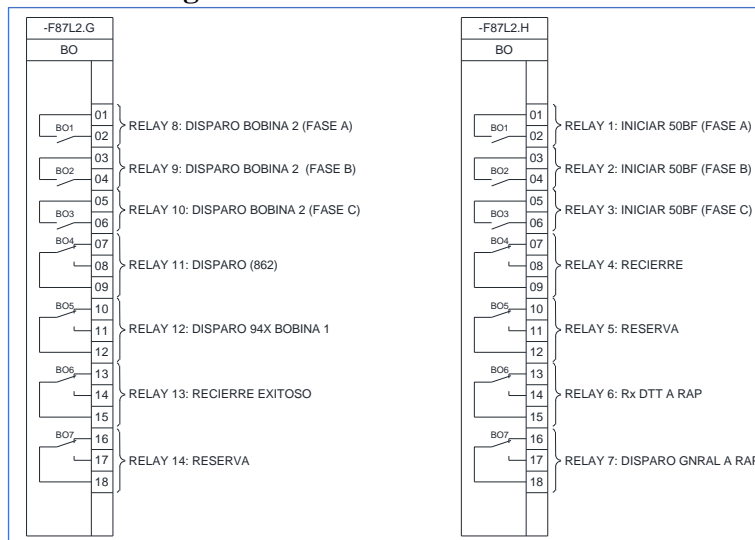
Mediante software y planos se revisa los relés de salida que se encuentren en reserva.
En la Figura 64 y Figura 65 se presenta las salidas de relé.

Figura 64. Salidas de relé IED1



Fuente. Plano D-502F-03-4733

Figura 65. Salida de relé IED2



Fuente. Plano D-502F-03-4734

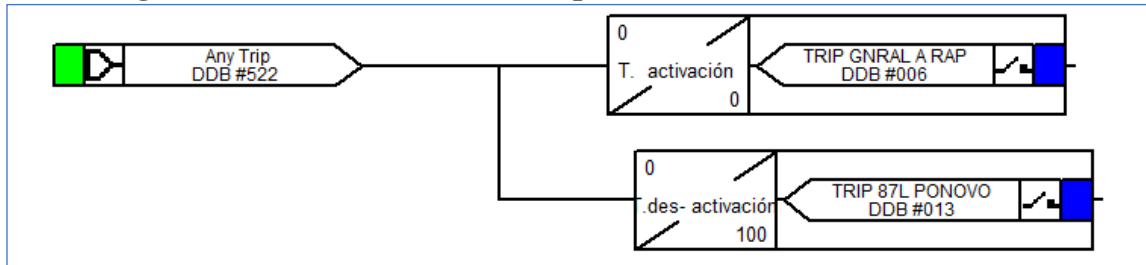
Al analizar el relé de salida para el contacto de disparo para el equipo Ponovo PW636i, se procede a crear en la configuración y en el archivo PSL cargar a cada uno de los IEDs como se indica en la Figura 66 y Figura 67.

Figura 66. Asignación de relé de disparo

GROUP 1 OUTPUT LABELS			
Relay 1	TRIP GENERAL BF		4B.01
Relay 2	TRIP GENERAL BF		4B.02
Relay 3	TRIP GENERAL BF		4B.03
Relay 4	CIERRE Y 79		4B.04
Relay 5	Rx SISTEMICA G2		4B.05
Relay 6	Rx DTT A RAP		4B.06
Relay 7	TRIP GNRAL A RAP		4B.07
Relay 8	TRIP G COIL 2		4B.08
Relay 9	TRIP G COIL 2		4B.09
Relay 10	TRIP G COIL 2		4B.0A
Relay 11	K86-2		4B.0B
Relay 12	TRIP 94X COIL 1		4B.0C
Relay 13	79 EXITOSO BCU		4B.0D
Relay 14	TRIP 87 PONOVO		4B.0E

Fuente. Autor

Figura 67. Conexión de relé de disparo en archivo PLS



Fuente. Autor

5.4.2. Condiciones para las pruebas

- Líneas de transmisión consignadas, sin voltaje.
- Orden de trabajo.

5.4.3. Prueba a la protección IED1

En el Anexo 11 se presenta el “Registro de pruebas a IED” para la documentación de calidad técnica.

a) Verificar medidas

Se inyecta corriente y voltaje secundario para comprobar la correcta configuración de TCs y TVs y la precisión de las mediciones.

En el software power test, módulo básico *Quick Test (4V or 6V,6I)* de la Figura 68 se ingresan los valores de voltaje y corriente secundarios de la Tabla 14, Tabla 15, Tabla 16 y Tabla 17.

Criterio de aceptación: Las mediciones de fase eléctrica deben corresponder con los valores nominales del sistema eléctrico, en base al manual del IED Schneider MICOM P543, el error absoluto entre el valor esperado y el medido debe ser $\pm 1\%$.

Tabla 14. Inyección secundaria de voltaje IED1

INYECCIÓN DE VOLTAJE IED1		
	Magnitud	Ángulo
Va=	66.395	0
Vb=	66.395	-120
Vc=	66.395	-240

Fuente: Autor

Tabla 15. Inyección secundaria de corriente IED1

Inyección de corriente IED1		
	Magnitud	Ángulo
Ia =	2	0
Ib=	2	-120
Ic =	2	-240

Fuente. Autor

Tabla 16. Inyección secundaria de voltaje IED2

Inyección de voltaje IED2		
	Magnitud	Ángulo
Va'=	66.395	0
Vb'=	66.395	-120
Vc'=	66.395	-240

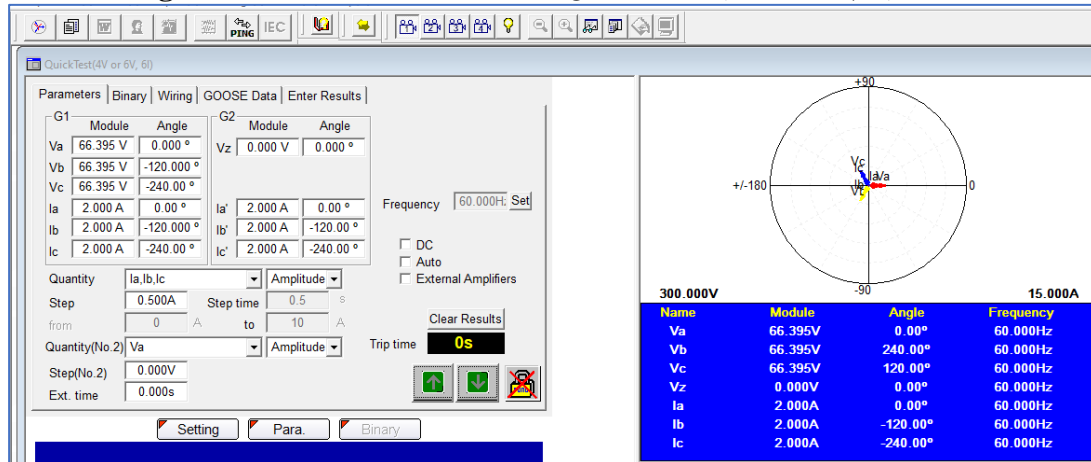
Fuente. Autor

Tabla 17. Inyección secundaria de corriente IED2

Inyección de corriente IED2		
	Magnitud	Ángulo
Ia' =	2	0
Ib'=	2	-120
Ic' =	2	-240

Fuente. Autor

Figura 68. Interfaz Power Test Quick Test (4V or 6V,6I)



Fuente. Autor

b) Prueba de estabilidad de la protección diferencial de línea ANSI 87L

Permite garantizar que ante un flujo de corriente estable en la línea de transmisión no opere el IED por diferencia de corrientes. En el software Power Test, módulo básico *Quick Test (4V or 6V,6I)* de la Figura 68 se ingresan los valores de voltaje y corriente secundarios de la Tabla 14, Tabla 15, Tabla 16 y Tabla 17.

Criterio de aceptación: En base al manual del IED Schneider MICOM P543, el error absoluto entre el valor esperado y el medido debe ser $\pm 1\%$.

c) Prueba de disparo por diferencia de corrientes ANSI 87L

La prueba consiste en verificar el punto o valor de operación de corriente diferencial de pickup de 200 Amperes configurada en el IED para establecer el margen de error y/o sensibilidad de la protección. Se comprueba inyectando corriente secundaria desde un solo IED. En el software power test, módulo básico *Quick Test (4V or 6V, 6I)* de la Figura 68 se configura la corriente desde 0.96 A secundarios (192 A primario) hasta 1.01 A secundarios (202 A primarios) determinado el punto de disparo y no disparo.

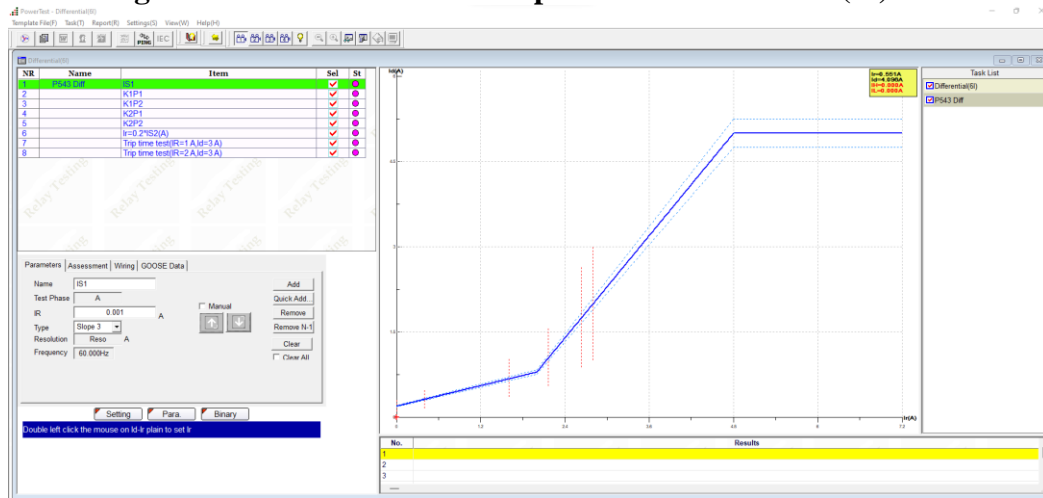
Criterio de aceptación: El error absoluto del punto de operación entre de la corriente diferencial configurada y el corriente diferencial medida debe ser $\pm 5\%$, se deben considerar las recomendaciones expuestas en la norma IEEE C37.102.

d) Prueba de la función de protección diferencial de línea ANSI 87L

Permite probar la característica de la protección diferencial de línea ANSI 87L. En el software power test se utiliza el módulo de protección *diferencial (6I)* de la Figura 69, ingresando los parámetros de ajuste de la protección de la Tabla 18 para obtener la curva real característica y los tiempos de accionamiento de los contactos de disparo.

Criterio de aceptación: Comprobar que los tiempos de respuesta de operación (alarma o disparo) estén de acuerdo a los parámetros de ajuste de protecciones. La tolerancia y/o error del resultado no debe superar $\pm 5\%$ de acuerdo al fabricante del IED MICOM P543 y las recomendaciones expuestas en la norma IEEE C37.102.

Figura 69. Interfaz Power Test protección diferencial (6I)



Fuente. Autor

Tabla 18. Parámetros de ajuste de protección diferencial de línea ANSI 87L: IED1 e IED2

GROUP 1 PHASE DIFF	F87L1-132-P	F87L1-132-R	Dirección (C. R)
Phase Diff	Enabled	Enabled	33.01
Phase Is1	200,0 A	200,0 A	33.06
Phase Is2	2000 A	2000 A	33.07
Phase k1	30,00 %	30,00 %	33.08
Phase k2	150,0 %	150,0 %	33.09
Phase Char	DT	DT	33.0A
Phase Time Delay	0 s	0 s	33.0B
PIT Time	200,0 ms	200,0 ms	33.0E
Ph CT Corr'tion	1	1	33.0F
Compensation	None	None	33.1
PIT I selection	Remote	Remote	33.17

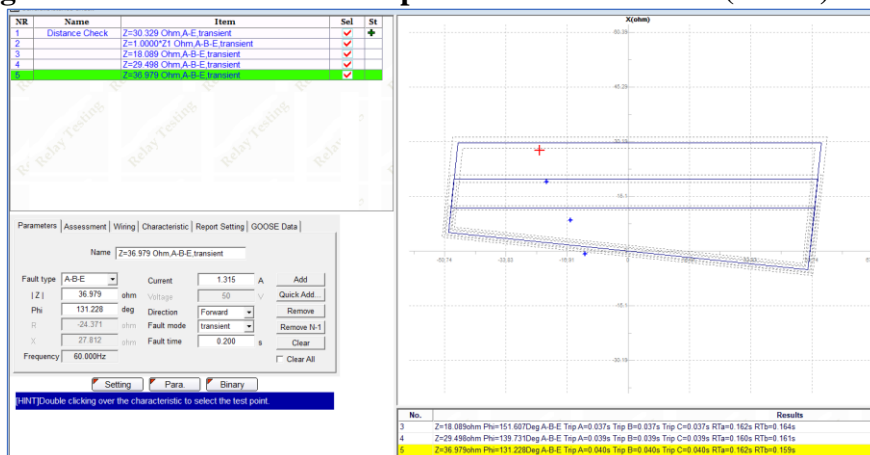
Fuente. Autor, descarga de ajuste de protecciones

e) Prueba de la función de protección de distancia de línea ANSI 21

Permite probar la característica de la protección de distancia de línea ANSI 21. En el software power test se utiliza el módulo de protección *distancia (Z-Phi)* de la Figura 70, ingresando los parámetros de ajuste de la Tabla 19, Tabla 20, Tabla 21 y Tabla 22 para obtener las zonas de protección y los tiempos de accionamiento de los contactos de disparo.

Criterio de aceptación: Comprobar que los tiempos de respuesta de operación (alarma o disparo) estén de acuerdo a los parámetros de ajuste de protecciones. La tolerancia y/o error del resultado no debe superar $\pm 5\%$ de acuerdo al fabricante del IED MICOM P543 y recomendaciones expuestas en la norma IEEE C37.113.

Figura 70. Interfaz Power Test protección de distancia (Z-Phi)



Fuente. Autor

Tabla 19. Parámetros de ajuste protección de distancia de fase ANSI 21: IED1 e IED2

GROUP 1 PHASE DISTANCE	F87L1-132-P	F87L1-132-R	Dirección (C. R)
Phase Chars.	Quad	Quad	31.11
Z1 Ph. Reach	12,00 Ohm	12,00 Ohm	32.02
Z1 Ph. Angle	84,00 deg	84,00 deg	32.03
R1 Ph. Resistive	50,00 Ohm	50,00 Ohm	32.07
Z1 Tilt Top Line	0 deg	0 deg	32.08
Z1 Sensit. Iph>1	60,00 A	60,00 A	32.09
Z2 Ph. Reach	20,00 Ohm	20,00 Ohm	32.1
Z2 Ph. Angle	84,00 deg	84,00 deg	32.11
R2 Ph. Resistive	50,00 Ohm	50,00 Ohm	32.15
Z2 Tilt Top Line	0 deg	0 deg	32.16
Z2 Sensit. Iph>2	60,00 A	60,00 A	32.17
Z3 Ph. Reach	30,00 Ohm	30,00 Ohm	32.2
Z3 Ph. Angle	84,00 deg	84,00 deg	32.21

R3 Ph. Res. Fwd.	50,00 Ohm	50,00 Ohm	32.25
Z3 Tilt Top Line	0 deg	0 deg	32.27
Z3 Sensit. Iph>3	50,00 A	50,00 A	32.28

Fuente. Autor, descarga de ajuste de protecciones

Tabla 20. Parámetros de ajuste protección de distancia de neutro ANSI 21N: IED1 e IED2

GROUP 1 GROUND DISTANCE	F87L1-132-P	F87L1-132-R	Dirección (C. R)
Ground Chars.	Quad	Quad	31.71
Z1 Gnd. Reach	12,00 Ohm	12,00 Ohm	32.51
Z1 Gnd. Angle	84,00 deg	84,00 deg	32.52
Z1 Dynamic Tilt	Enabled	Enabled	32.53
Z1 Tilt Top Line	0 deg	0 deg	32.54
kZN1 Res. Comp.	550,0e-3	550,0e-3	32.55
kZN1 Res. Angle	-3,000 deg	-3,000 deg	32.56
R1 Gnd Resistive	50,00 Ohm	50,00 Ohm	32.59
Z1 Sensit Ignd>1	60,00 A	60,00 A	32.5B
Z2 Gnd. Reach	20,00 Ohm	20,00 Ohm	32.6
Z2 Gnd. Angle	84,00 deg	84,00 deg	32.61
Z2 Dynamic Tilt	Enabled	Enabled	32.63
Z2 Tilt Top Line	0 deg	0 deg	32.64
kZN2 Res. Comp.	550,0e-3	550,0e-3	32.65
kZN2 Res. Angle	-3,000 deg	-3,000 deg	32.66
R2 Gnd Resistive	50,00 Ohm	50,00 Ohm	32.69
Z2 Sensit Ignd>2	60,00 A	60,00 A	32.6B
Z3 Gnd. Reach	30,00 Ohm	30,00 Ohm	32.7
Z3 Gnd. Angle	84,00 deg	84,00 deg	32.71
Z3 Dynamic Tilt	Enabled	Enabled	32.73
Z3 Tilt Top Line	0 deg	0 deg	32.74
kZN3 Res. Comp.	550,0e-3	550,0e-3	32.75
kZN3 Res. Angle	-3,000 deg	-3,000 deg	32.76
R3 Gnd. Res. Fwd	50,00 Ohm	50,00 Ohm	32.79
Z3 Sensit Ignd>3	50,00 A	50,00 A	32.7C

Fuente. Autor, descarga de ajuste de protecciones

Tabla 21. Parámetros esquema lógico de disparo función ANSI 21

GROUP 1 BASIC SCHEME	F87L1-132-P	F87L1-132-R	Dirección (C. R)
LOGIC			
Zone1 Tripping	Phase And Ground	Phase And Ground	34.08
tZ1 Ph. Delay	0 s	0 s	34.09
tZ1 Gnd. Delay	0 s	0 s	34.0 A
Zone2 Tripping	Phase And Ground	Phase And Ground	34.1
tZ2 Ph. Delay	300,0 ms	300,0 ms	34.11

tZ2 Gnd. Delay	300,0 ms	300,0 ms	34.12
Zone3 Tripping	Phase And Ground	Phase And Ground	34.18
tZ3 Ph. Delay	800,0 ms	800,0 ms	34.19
tZ3 Gnd. Delay	800,0 ms	800,0 ms	34.1
ZoneP Tripping	Disabled	Disabled	A
Zone4 Tripping	Disabled	Disabled	34.2
			34.28

Fuente. Autor, descarga de ajuste de protecciones

Tabla 22. Parámetro esquema de teleprotección función ANSI 21

GROUP 1 AIDED SCHEME 1	F87L1-132-P	F87L1-132-R	Dirección (C. R)
Aid. 1 Selection	POR	POR	34.41
Aid 1 Distance	Phase And Ground	Phase And Ground	34.42
Aid.1 Dist. Dly	0 s	0 s	34.43
Aid. 1 DEF	Disabled	Disabled	34.44
Aid. 1 Delta	Disabled	Disabled	34.47
tRev. Guard	20,00 ms	20,00 ms	34.4A
Send On Trip	Aided / Z1	Aided / Z1	34.4C
Weak Infeed	Disabled	Disabled	34.5

Fuente. Autor, descarga de ajuste de protecciones

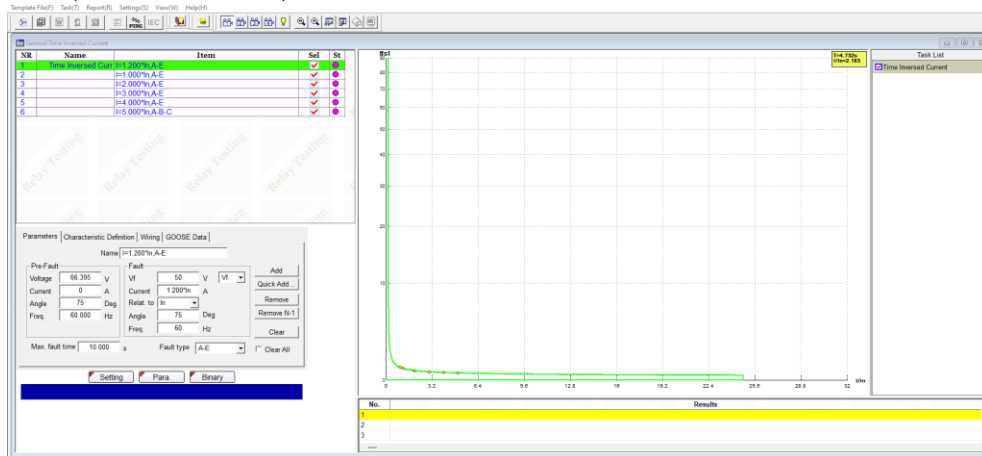
f) Prueba de la función de sobrecorriente direccional a tierra ANSI 67N

Permite comprobar la selectividad ante fallas en dirección a la línea, probando la característica de sobrecorriente y dirección de la protección de sobrecorriente direccional de falla a tierra ANSI 67N.

En el software power test se utiliza 2 módulos; **Tiempo inverso de corriente** de la Figura 71 para probar la sobrecorriente y **Direccional** de la Figura 72 para probar la dirección, ingresando los parámetros de ajuste de la Tabla 23 y Tabla 24 para obtener la curva característica y dirección de la zona de protección.

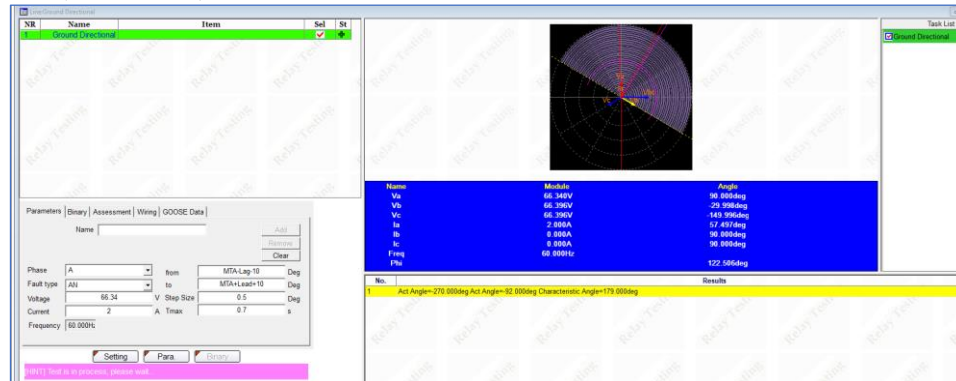
Criterio de aceptación: Comprobar que los tiempos de respuesta de operación (alarma o disparo) estén de acuerdo a los parámetros de ajuste de protecciones. La tolerancia y/o error del resultado no debe superar $\pm 5\%$ de acuerdo al fabricante del IED MICOM P543 y recomendaciones expuestas en la norma IEEE C37.112.

Figura 71. Interfaz Power Test protección de sobrecorriente direccional ANSI 67 (Sobrecorriente)



Fuente. Autor

Figura 72. Interfaz Power Test protección de sobrecorriente direccional ANSI 67 (Dirección)



Fuente. Autor

Tabla 23. Parámetros de ajuste protección de sobrecorriente direccional ANSI 67N

GROUP 1 EARTH FAULT	F87L1-132-P	F87L1-132-R	Dirección (C. R)
IN>1 Status	Enabled	Enabled	38.01
IN>1 Function	IEC S Inverse	IEC S Inverse	38.25
IN>1 Directional	Directional Fwd	Directional Fwd	38.26
IN>1 Current Set	120,0 A	120,0 A	38.29
IN>1 TMS	100,0e-3	100,0e-3	38.2D
IN>1 tRESET	0 s	0 s	38.33
IN>2 Status	Disabled	Disabled	38.35
IN>3 Status	Disabled	Disabled	38.46
IN>4 Status	Disabled	Disabled	38.4D

IN> Blocking	OO1111	OO1111	38.54
IN> DIRECTIONAL			
IN> Char Angle	-60,00 deg	-60,00 deg	38.56
IN> Polarisation	Zero Sequence	Zero Sequence	38.57
IN> VNpol Set	1200 V	1200 V	38.59

Fuente. Autor

Tabla 24. Parámetro esquema de teleprotección función DEF

GROUP 1 AIDED DEF	87L-112P	87L-112R	Dirección (C. R)
DEF Status	Enabled	Enabled	39.02
DEF Polarizing	Zero Sequence	Zero Sequence	39.03
DEF Char. Angle	-60,00 deg	-60,00 deg	39.04
DEF VNpol Set	1200 V	1200 V	39.05
DEF FWD Set	80,00 A	80,00 A	39.07
DEF REV Set	40,00 A	40,00 A	39.08

Fuente. Autor

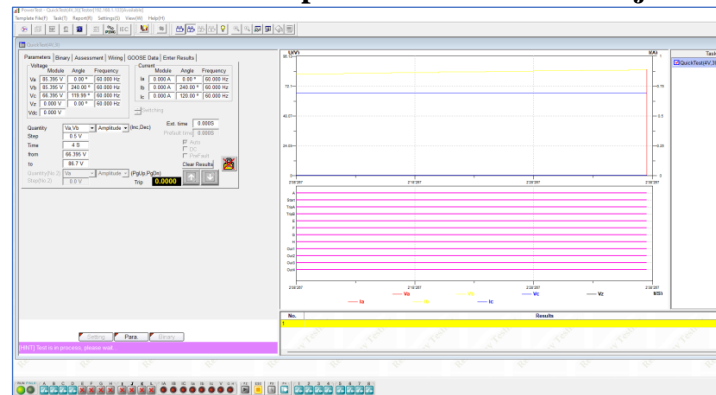
g) Prueba de la función sobre voltaje ANSI 59

Determina cual será el valor máximo de voltaje permitido, después del cual se presentará disparo por sobre voltaje. Permite analizar voltajes sobre el valor nominal (causado por distintos factores): 1.1 y 1.5 veces el valor nominal de voltaje.

Para esta prueba en el software Power Test se utiliza el módulo *QuicTest (4V, 3I)* de la Figura 73, ingresando los datos de la Tabla 25 para configurar el escalón V1> y escalón V2>

Criterio de aceptación: Comprobar que los tiempos de respuesta de operación (alarma o disparo) estén de acuerdo a los parámetros de ajuste de protecciones. La tolerancia y/o error del resultado no debe superar $\pm 2\%$ de acuerdo al fabricante del IED MICOM P543.

Figura 73. Interfaz Power Test protección de sobrevoltaje ANSI 59



Fuente. Autor

Tabla 25. Parámetros de ajuste protección de voltaje ANSI 59

GROUP 1 VOLT PROTECTION	87L-112P	87L-112R	Dirección (C. R)
UNDER VOLTAGE			42.01
V< Measur't Mode	V<1 & V<2 Ph-Ph	V<1 & V<2 Ph-Ph	42.02
V< Operate Mode	V<1 & V<2 Any Ph	V<1 & V<2 Any Ph	42.03
V<1 Function	Disabled	Disabled	42.04
V<2 Status	Disabled	Disabled	42.09
OVERVOLTAGE			42.0D
V> Measur't Mode	V>1 & V>2 Ph-Ph	V>1 & V>2 Ph-Ph	42.0E
V> Operate Mode	V>1 & V>2 Any Ph	V>1 & V>2 Any Ph	42.0F
V>1 Function	DT	DT	42.10
V>1 Voltage Set	180,0 kV	180,0 kV	42.11
V>1 Time Delay	800,0 ms	800,0 ms	42.12
V>2 Status	Enabled	Enabled	42.14
V>2 Voltage Set	158,4 kV	158,4 kV	42.15
V>2 Time Delay	3,000 s	3,000 s	42.16

Fuente. Autor

h) Prueba End to End (IED1 to IED2)

Esta prueba consiste en probar el esquema planteado en la sección 5.3.4 End to End (IED1 to IED2) simulando fallas típicas en ambos extremos de la línea de transmisión en tres casos de estudio para verificar el comportamiento integral del sistema de protección, sistema de comunicaciones, arranque, disparos y reposición del IED.

Para esta prueba en el software power test se utiliza el módulo *TransPlay(4V,3I)* de la Figura 74, los archivos COMTRADE obtenidos de los estudios eléctricos realizados en el comisionado de las protecciones de línea se ingresan en la pestaña *Comtrade file* para la simulación.

Criterio de aceptación: Comprobar que los tiempos de respuesta de operación (alarma o disparo) estén de acuerdo a los parámetros de ajuste de protecciones y verificar que cumpla la secuencia de operaciones en comparación con los registros en la etapa de comisionado.

Figura 74. Interfaz Power Test Trans Play (4V, 3I)



Fuente. Autor

5.4.4 Prueba a la protección IED2

- Realizar las conexiones correspondientes para las pruebas END TO END conforme a los esquemas.
- Aplicar los procedimientos indicados para la protección del IED1 hasta finalizar las simulaciones de todos los casos.
- Restituir las conexiones y habilitar la protección en los dos extremos

6. Resultados

En las Tablas 27-33 y Figuras 75-81, se exponen los resultados obtenidos.

Tabla 26 Plan de mantenimiento preventivo a gabinete de protección 81A4

AMP	DESCRIPCIÓN	PERIODICIDAD
1	Mantenimiento preventivo semestral a gabinete de protección de línea 81A4	Semestral
2	Mantenimiento preventivo anual a gabinete de protección de línea 81A4	Anual
3	Mantenimiento predictivo quinquenal a gabinete de protecciones 81A4	Quinquenal

Fuente. Autor

Tabla 27. Resultado verificación de medidas

MAGNITUD	LECTURA		VALOR		ERROR [%]	ACEPTACIÓN
	ESPERADA		MEDIDO			
IA	400	A	401,3	A	0,003	PASA
IB	400	A	401,2	A	0,003	PASA
IC	400	A	401,3	A	0,003	PASA
IN	0	A	0	A	0,000	PASA
VA	79,67	kV	80,91	kV	0,016	PASA
VB	79,67	kV	79,84	kV	0,002	PASA
VC	79,67	kV	79,61	kV	0,001	PASA

Fuente: Autor

Tabla 28 Resultado prueba de estabilidad 87L

Lectura	IED1	IED2	Estabilidad 87L
	F87L1-132-P	F87L1-132-R	
IA local	401.5	401.5	ACEPTACIÓN PASA
IA Ang local	0	0	
IB local	401.1	401.1	
IB Ang local	-120	-120	
IC local	401.6	401.6	
IC Ang local	119.9	120	
IA remoto	400.4	400.4	
IA Ang remoto	180	180	
IB remoto	400.4	400.4	
IB Ang remoto	60.24	60.24	
IC remoto	400.4	400.4	
IC Ang remoto	-60.2	-60.2	
IA Diferencial	5.23	5.23	
IB Diferencial	5.4	5.4	
IC Diferencial	5.43	5.43	
IA restricción	401.23	401.23	



IB restricción	399.9	399.9
IC restricción	400.2	400.2

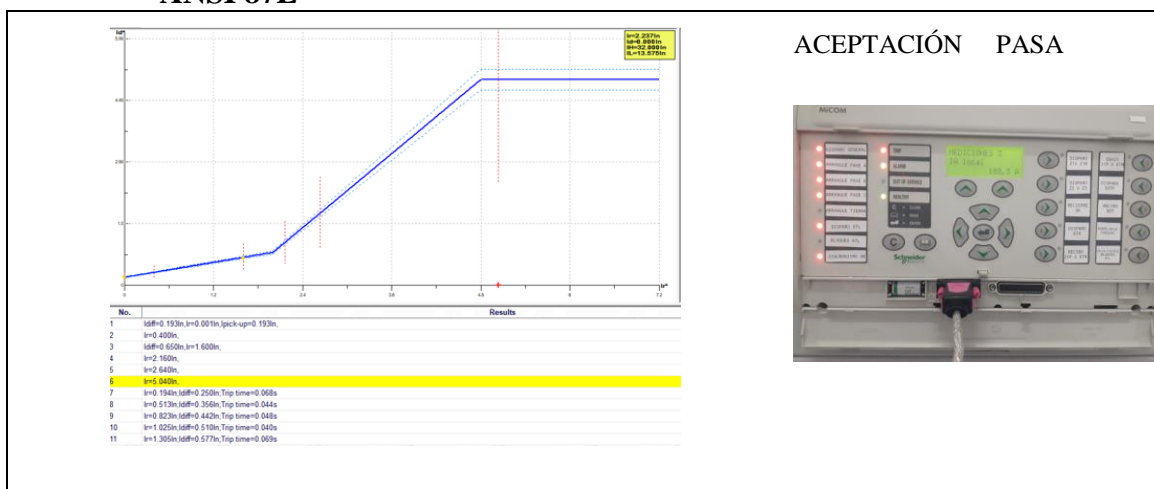
Fuente. Autor

Tabla 29 Resultado disparo por diferencia de corrientes ANSI 87L

NRO PRUEBA	INYECCIÓN I IED1	INYECCIÓN I IED2	IDIF (PICKUP)	IDIF (MEDIDO)	ERROR [%]	ESTADO	ACEPTACIÓN
3	202	0	200	202,36	1,18%	TRIP	PASA
4	201	0	200	201,48	0,74%	TRIP	PASA
5	200	0	200	200,95	0,47%	TRIP	PASA
6	198	0	200	198,78	0,61%	TRIP	PASA
7	196	0	200	196,35	1,83%	TRIP	PASA
8	194	0	200	194,54	2,73%	TRIP	PASA
9	193	0	200	193,54	3,23%	TRIP	PASA
10	192	0	200	192,45	3,78%	NO TRIP	PASA
11	191	0	200	191,56	4,22%	NO TRIP	PASA
12	0	202	200	202,45	1,22%	TRIP	PASA
13	0	201	200	201,45	0,72%	TRIP	PASA
14	0	200	200	200,23	0,11%	TRIP	PASA
15	0	198	200	198,14	0,93%	TRIP	PASA
16	0	196	200	196,57	1,72%	TRIP	PASA
17	0	194	200	194,54	2,73%	TRIP	PASA
18	0	193	200	193,26	3,37%	TRIP	PASA
19	0	192	200	192,21	3,90%	NO TRIP	PASA
20	1	191	200	191,34	4,33%	NO TRIP	PASA

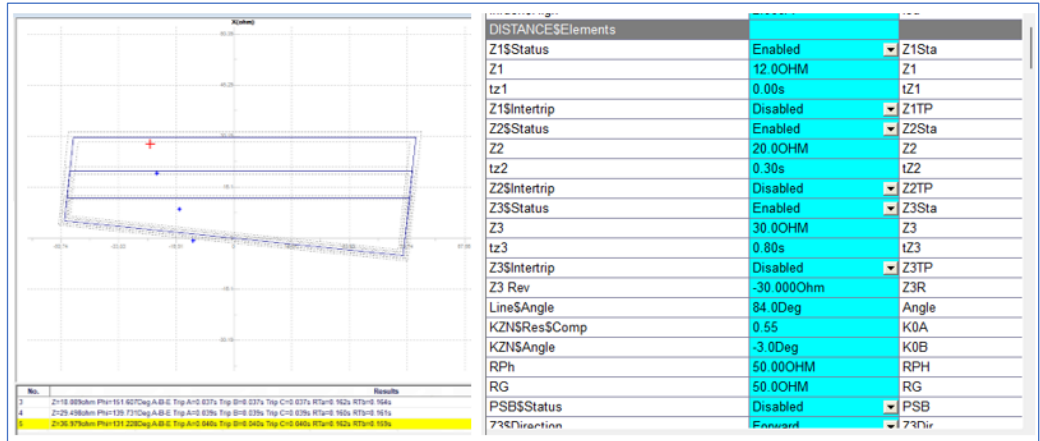
Fuente. Autor

Figura 75. Resultados curva característica de protección diferencial de línea ANSI 87L



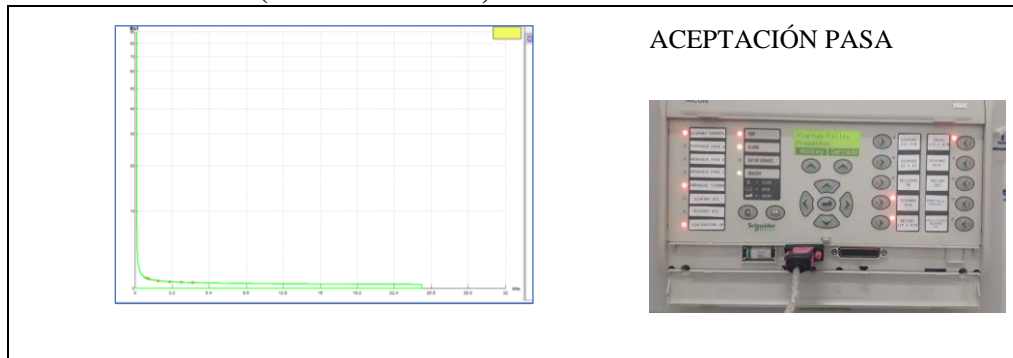
Fuente. Autor

Figura 76 Resultado curva característica de protección de distancia ANSI 21



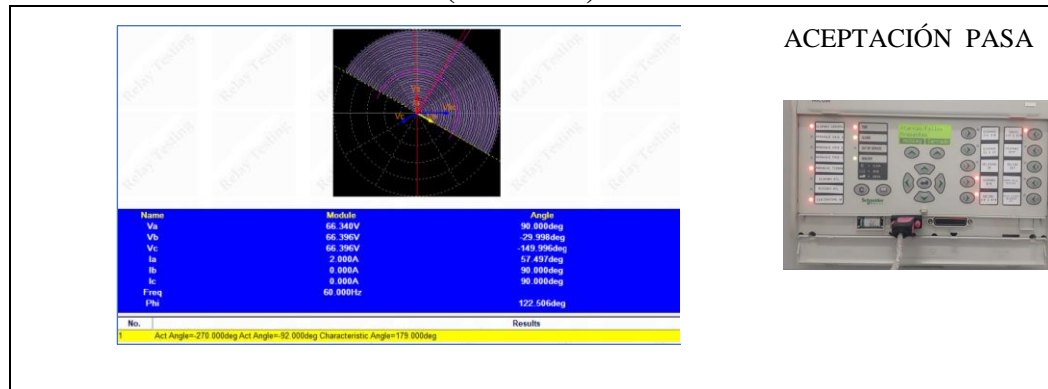
Resultado. Autor

Figura 77 Resultado curva característica protección de sobre corriente direccional ANSI 67 (Normal Inverse)



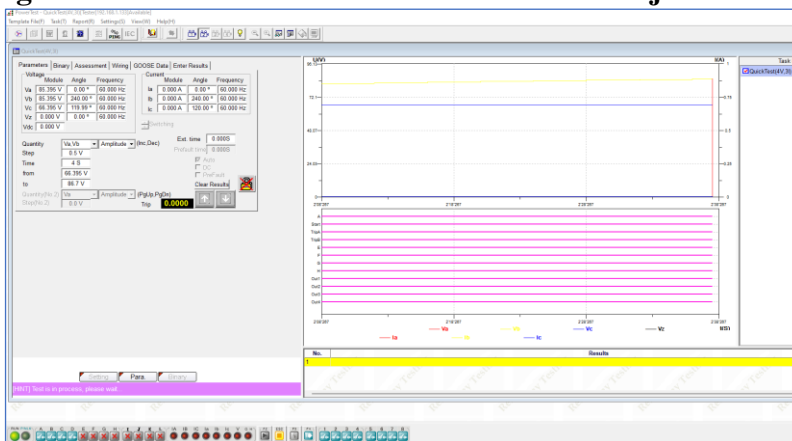
Fuente. Autor

Figura 78 Resultado curva característica de protección de sobre corriente direccional ANSI 67(Dirección)



Fuente. Autor

Figura 79 Resultado de simulación de sobrevoltaje ANSI 59



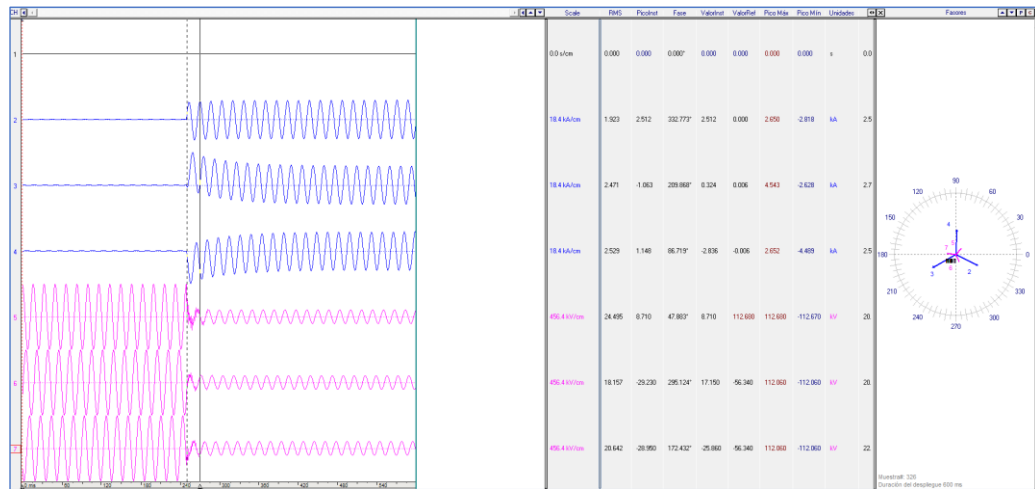
Fuente. Autor

Tabla 30 Resultado Caso 01: Falla Trifásica “ABC” con resistencia de falla de 0Ω, en la línea Yanacocha 1 al 50% (Lado del IED1)

RESULTADO ESPERADO	Esperado	Resultado
Disparo trifásico Local 87L	SI	SI
87Diff Transmisión de señal de comunicación	SI	SI
Recepción de señal de comunicación 87Diff	SI	SI
Disparo Trifásico Remoto 87L	SI	SI
Disparo 67N	NO	NO
Disparo 21Z1	SI	SI
Disparo 21Z2	SI	SI
Disparo 21Z3	NO	NO
Envío 21	SI	SI
Envío 67N	NO	NO
Recibo 21	SI	SI
Recibo 67N	NO	NO
Disparo 85-21 (teleprotección)	SI	SI
Disparo 85-67N (teleprotección)	NO	NO
Tiempo de operación	SI	SI
Distancia de falla km		

Fuente. Autor

Figura 80 Resultado Caso 01: Oscilografía de falla trifásica “ABC”



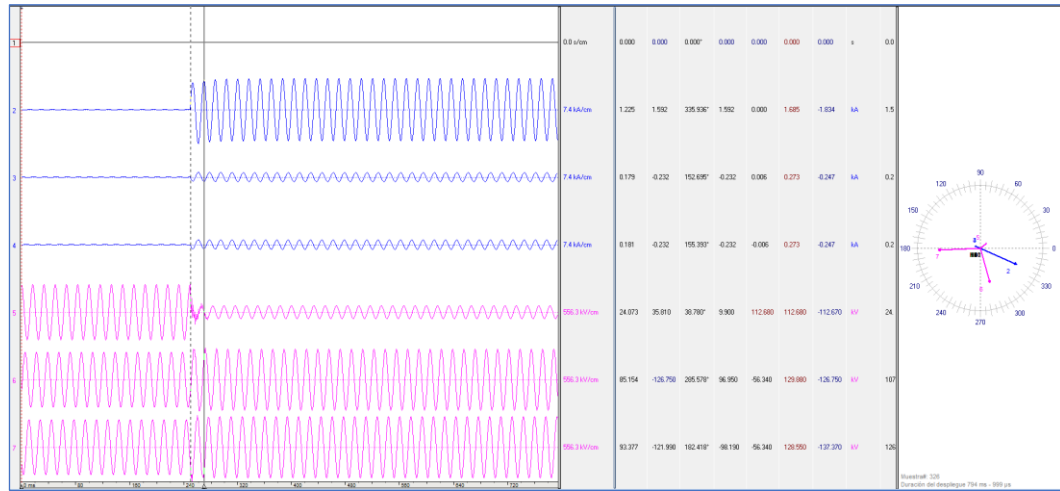
Fuente. Autor

Tabla 31 Resultado Caso 02: Falla Monofásica fase “A” a tierra con resistencia de falla de 0Ω , en la línea Yanacocha1 al 50%

RESULTADO ESPERADO	Esperado	Resultado
Disparo trifásico Local 87L	SI	SI
87Diff Transmisión de señal de comunicación	SI	SI
Recepción de señal de comunicación 87Diff	SI	SI
Disparo Trifásico Remoto 87L	SI	SI
Disparo 67N	SI	SI
Disparo 21Z1	SI	SI
Disparo 21Z2	SI	SI
Disparo 21Z3	NO	NO
Envío 21	SI	SI
Envío 67N	SI	SI
Recibo 21	SI	SI
Recibo 67N	SI	SI
Disparo 85-21 (Teleprotección)	SI	SI
Disparo 85-67N (Teleprotección)	SI	SI
Tiempo de operación	SI	SI
Distancia de falla km		

Fuente Autor

Figura 81 Resultado Caso 02: Oscilografía de falla monofásica fase “A”



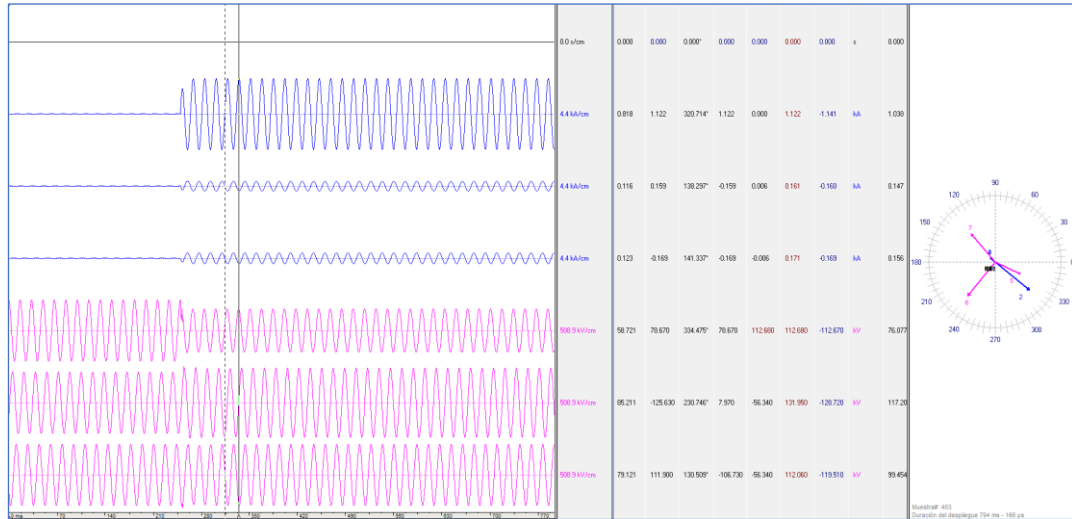
Fuente. Autor

Tabla 32 Resultado Caso 3: Falla Monofásica fase “A” a tierra con resistencia de falla de 30Ω, en la línea Yanacocha 1 al 50%

RESULTADO ESPERADO	Esperado	Resultado
Disparo trifásico Local 87L	SI	SI
87Diff Transmisión de señal de comunicación	SI	SI
Recepción de señal de comunicación 87Diff	SI	SI
Disparo Trifásico Remoto 87L	SI	SI
Disparo 67N	SI	SI
Disparo 21Z1	SI	SI
Disparo 21Z2	SI	SI
Disparo 21Z3	NO	NO
Envío 21	SI	SI
Envío 67N	SI	SI
Recibo 21	SI	SI
Recibo 67N	SI	SI
Disparo 85-21 (Teleprotección)	SI	SI
Disparo 85-67N (Teleprotección)	SI	SI
Tiempo de operación	SI	SI
Distancia de falla km		

Fuente. Autor

Figura 82 Resultado caso 3: Oscilografía de falla monofásica fase “A” con resistencia de falla de 30Ω



Fuente. Autor

7. Discusión

El presente trabajo de titulación tuvo como propósito formular y describir los principales parámetros de normas de seguridad, calidad técnica y trabajos estándar para la elaboración de la guía técnica de mantenimiento al gabinete de protección de línea 81A4 que se encuentra en reserva, como resultado final se obtiene el plan y procedimientos para la ejecución del mantenimiento.

La metodología cualitativa permitió obtener la información de los IEDs en la etapa de comisionado y estado actual de funcionamiento, estableciendo conjuntamente con las jefaturas de le central el plan de pruebas para los IEDs Schneider MICOM P543 de protección de línea, acorde a las necesidades de la central, se establece una periodicidad de 5 años para la ejecución de las pruebas como medida de mantenimiento predictivo.

Para obtener una aproximación a la hipótesis planteada para la ejecución del protocolo de pruebas, se considera la información de las protecciones de una línea de transmisión en funcionamiento y datos de comisionado de la misma, para comprobar los resultados.

- Datos y ajuste de protecciones de la línea Yancocha 1, esta información fue cargada mediante el Software Easergy Studio a los IEDs del gabinete 81 A4 “Reserva” para la ejecución del protocolo de pruebas.
- 3 Casos de estudio realizados en la etapa de comisionado.
-

La inyección de voltaje y corriente secundaria permitió establecer que la lectura de las mediciones tiene una tolerancia y/o error menor al 1%.

Los IEDs en operación normal (prueba de estabilidad) no actúan las protecciones, validando la teoría planteada en la sección 4.7.3 ecuación 2, las dos magnitudes de corriente son iguales y están desfasadas 180 grados.

La prueba de disparo por diferencia de corrientes de la protección diferencial ANSI 87L, permite establecer la corriente diferencial de arranque (pickup) real de 192 Amperes con un margen de error del 3.78% en relación al parametrizado de 200 Amperes.

Las funciones de protección ANSI 87L, ANSI 21, ANSI 64, ANSI 59 son validadas en base a los parámetros de ajuste de cada protección y cumplen satisfactoriamente con la curva probada con tolerancia y/o error menor al $\pm 5\%$.

El diagrama esquemático End to End (IED1 to IED2) de la sección 5.3.4 permite probar los IEDs sin afectar a las subestaciones del extremo remoto, simulando tres casos de estudio que validan la correcta actuación de las protecciones, comunicaciones, teleprotección.

La ejecución del protocolo de pruebas permite comprobar que los tiempos de respuesta de operación (alarma y/o disparo) estén de acuerdo a los parámetros configurados en el ajuste de protecciones, operación de luces piloto y/o diodos led de acuerdo al tipo de fallo, reporte de eventos y el registro oscilografico según la configuración del IED.

Los archivos COMTRADE utilizados en la etapa de comisionado de las protecciones de línea, son cargados al módulo del equipo de prueba Ponovo PW636i para ejecutar la simulación de los casos de falla y evaluar el desempeño del IED MICOM P543; IED1: 87L-132-P e IED2: 87L-132-P con tres casos diferentes, la operación de los IEDs muestran consistencia en los resultados, comparando los resultados con las pruebas End to End del comisionamiento realizado en el año 2018.

Los resultados obtenidos demuestran que el IED1: 87L-132-P e IED2: 87L-132-P cumplen y operan las protecciones de acuerdo a los parámetros de ajuste de protección, por lo tanto están en condiciones óptimas para su continuo funcionamiento.

8. Conclusiones

La investigación realizada mediante el análisis técnico y búsqueda bibliográfica de la información obtenida en manuales técnicos de equipos, normas y procesos de empresas del sector eléctrico, se obtuvo como resultado un producto técnico para la ejecución del mantenimiento al gabinete de protección de línea.

El historial de mantenimiento al gabinete de protección de línea permite reforzar e incluir nuevos trabajos estándar para obtener periodicidades de intervención adecuadas reflejadas en el plan de mantenimiento.

El gabinete de protección de línea 84 A1 al estar en “Reserva”, permite interactuar con los IEDs Schneider MICOM P543 denominados IED1: 87L-132-P e IED2: 87L-132-P accediendo mediante software a los parámetros y lógicas configuradas, armar un banco de pruebas con el equipo Ponovo 636i para ejecutar el protocolo de pruebas, verificar el correcto funcionamiento de los mismos, revisar alarmas y disparos, borrar alarmas y normalizar el IED luego de su operación.

La ejecución de las pruebas con el equipo PONOVO 636i con el software power test módulo de protección, permite crear plantillas base dedicadas para cada prueba, mismas que forman parte de la calidad técnica para probar en otros IEDs cambiando los parámetros de ajuste.

La guía técnica de mantenimiento desarrollada se entregara al área de mantenimiento eléctrico de CELEC EP Gensur, con la documentación e información de calidad técnica de; trabajos estándar, procedimientos de mantenimiento, protocolo de pruebas, registro de ejecución de pruebas, archivos COMTRADE, plantilla de pruebas, que serán de utilidad en el aplicativo IFS Producción de mantenimiento de CELEC EP Gensur.

El desarrollo el presente trabajo sirve de herramienta para que el personal de operación y mantenimiento, frente a un evento de falla interprete el tipo de alarma, función de protección activada, determinar si la falla es interna o externa, distancia de fallo y oscilografías del evento.

9. Recomendaciones

Si se requiere controlar y asegurar la calidad del servicio de mantenimiento, se debe establecer un plan de calidad, acorde a las necesidades de la central Delsitanisagua, el mismo debe ser cumplido por todos los involucrados en el servicio de mantenimiento.

La emisión de esta guía de mantenimiento no significa que el proceso de mejora del mantenimiento ha concluido, CELEC EP Gensur debe continuar con el perfeccionamiento del documento propuesto.

Como trabajo futuro se debe realizar un procedimiento para el análisis pos falla con el fin de obtener bitácoras que permitan analizar la causa raíz de las fallas.


Ante los ingresos de nuevos proyectos de generación en el nodo de 138 kV con influencia en las líneas de transmisión de la subestación Delsitanisagua, se recomienda realizar nuevos estudios de coordinación de protección con la finalidad de actualizar el ajuste de protecciones y pruebas de funcionamiento con archivos comtrade actualizados.

10. Bibliografía

- [1] J. Espinoza Guerrero and P. Estupiñán Segura, "Guía de selección de sistema de protección en subestaciones por medio de relés basados en microprocesadores aplicado en subestaciones de transmisión," 2010.
- [2] C. E. TRANSELECTRIC, "Guía de conceptos, características y funciones de los sistemas de automatización de subestaciones y sus componentes.," vol. I, p. 61, Noviembre 2017.
- [3] V. F. Nasimba Medina, E. Díaz Ocampo, and J. F. Nasimba De Janón, "Introducción a las líneas de transmisión," ed: Grupo Compás-Universidad Técnica Estatal de Quevedo, 2021.
- [4] P. F. Oña Oña, "Modelación de sistemas de protección para líneas de transmisión mediante el uso del algoritmo de Relief," 2015.
- [5] D. Kothari and I. Nagrath, *Power system engineering*: Tata McGraw-Hill New Delhi, India, 2008.
- [6] B. Raul, "Modelos de líneas de transmisión en estado estacionario," *no. la plata*, vol. 2012, p. 16, 2012.
- [7] A. Zúñiga and A. Pedro, "COMPARACIÓN DE LAS FILOSOFÍAS DE ESQUEMAS DE PROTECCIÓN PARA LÍNEAS DE TRANSMISIÓN," 2016.
- [8] M. S. R. Alanis, "Protección de sistemas eléctricos de potencia," *Facultad de Ingeniería Mecánica y Eléctrica. Universidad Autónoma de Nuevo León*, 2005.
- [9] C. R. Mason, *The art and science of protective relaying*: Wiley, 1956.
- [10] A. M. García, "Evaluación del impacto de la generación distribuida en la operación y planificación de las redes de distribución eléctrica," *Universidad Pontificia Comillas, Escuela Técnica Superior de Ingeniería*, 2006.
- [11] F. J. Olvera Blanco, "Relevadores de protección aplicados a las líneas de transmisión," Universidad Autónoma de Nuevo León, 1999.
- [12] C. EP, *Proceso de la orden de trabajo en Celec EP*. Quito-Ecuador, 2018.
- [13] HYDROCHINA, *Manual operación Subestación Delsitanisagua*. Zamora Chinchipe, Ecuador: 2018,7, 2018.
- [14] HYDROCHINA, *Manual operación y mantenimiento dispositivos de protección* vol. R-YW-01-15. Zamora Chinchipe, Ecuador: 2018,7, 2018.
- [15] "IEEE Standard Common Format for Transient Data Exchange (COMTRADE) for Power Systems," *IEEE Std C37.111-1991*, pp. 1-28, 1991.
- [16] "IEEE Standard Inverse-Time Characteristic Equations for Overcurrent Relays," *IEEE Std C37.112-1996*, pp. 1-20, 1996.

11. Anexos

Anexo 1. Trabajo estándar “Inspeccionar tablero”

		Central de Generación:	DELSITANISAGUA		Unidad de Negocio	GENSUR		Versión:	REV 1
		Tipo de Documento:							
TRABAJO ESTÁNDAR									
OBJETO:	TABLERO/ GABINETE	TIPO DE TRABAJO	INSPECCIONAR			AREA:	ELÉCTRICO		
CÓDIGO Trabajo Estándar (TE):		DESCRIPCIÓN TE:	INSPECCIONAR TABLERO			ORG-MITTO IFS:	ICN		
Nro.	ACTIVIDADES					CUALIFICACIÓN IFS	CUALIF. PERSONAL	CNTD.	HRS
1	REVISAR ESTADO GENERAL DE DISPOSITIVOS INTERNOS Y EXTERNOS					ESPELT01N	ESPECIALISTA ELECTRÓNICO 1	1	0.25
2	INSPECCIONAR LAS CONEXIONES, LOS CABLES, TERMINALES, MARQUILLAS Y ETIQUETAS DE EQUIPOS					ESPELT01N	ESPECIALISTA ELECTRÓNICO 1	1	0.5
3	MEDIR Y REGISTRAR VALORES DE VOLTAJE EN FUENTES DE ALIMENTACION AC/DC					ESPELT01N	ESPECIALISTA ELECTRÓNICO 1	1	0.25
4	COMPROBAR FUNCIONAMIENTO DE CALENTADORES Y/O VENTILADORES					ESPELT01N	ESPECIALISTA ELECTRÓNICO 1	1	0.25
5	INSPECCIONAR PUNTOS CALIENTES CON DETECTOR DE TEMPERATURA A DISTANCIA					ESPELT01N	ESPECIALISTA ELECTRÓNICO 1	1	0.25
COD. HERRAMIENTAS	HERRAMIENTAS	CNTD.	COD. REPUESTOS	REPUESTOS	CNTD.	COD. MATERIALES	MATERIALES	CNTD.	
CH-ELC	MEDIDOR DE TEMPERATURA A DISTANCIA	1							
PAMP-3	PINZA AMPERIMETRICA	1							
ELABORADO POR:		REVISADO POR:		AUTORIZADO POR:		ÚLTIMA FECHA DE ACTUALIZACIÓN:			
TESISTA		DIRECTOR DE TRABAJO DE TITULACIÓN		DIRECTOR DE TRABAJO DE TITULACIÓN		14/2023			

Anexo 2. Trabajo estándar “Inspeccionar IED de protección”

		Central de Generación:	DELSITANISAGUA		Unidad de Negocio	GENSUR		Versión:	REV 1
		Tipo de Documento:							
TRABAJO ESTÁNDAR									
OBJETO:	IED DE PROTECCIÓN	TIPO DE TRABAJO	INSPECCIONAR			AREA:	ELÉCTRICO		
CÓDIGO Trabajo Estándar (TE):		DESCRIPCIÓN TE:	INSPECCIONAR IED DE PROTECCIÓN			ORG-MITTO IFS:	ELC		
Nro.	ACTIVIDADES					CUALIFICACIÓN IFS	CUALIF. PERSONAL	CNTD.	HRS
1	INSPECCIONAR CONDICIÓN FÍSICA Y CONEXIONES DEL IED					ESPELT01N	ESPECIALISTA ELECTRÓNICO 1	1	0.25
2	REVISAR ESTADO DE ALARMAS, DISPAROS, COMUNICACIÓN DE IED					ESPELT01N	ESPECIALISTA ELECTRÓNICO 1	1	0.25
3	VERIFICAR FECHA, HORA, PARÁMETROS ELÉCTRICOS					ESPELT01N	ESPECIALISTA ELECTRÓNICO 1	1	0.25
COD. HERRAMIENTAS	HERRAMIENTAS	CNTD.	COD. REPUESTOS	REPUESTOS	CNTD.	COD. MATERIALES	MATERIALES	CNTD.	
ELABORADO POR:		REVISADO POR:		AUTORIZADO POR:		ÚLTIMA FECHA DE ACTUALIZACIÓN:			
TESISTA		DIRECTOR DE TRABAJO DE TITULACIÓN		DIRECTOR DE TRABAJO DE TITULACIÓN		14/2023			


Anexo 3. Trabajo estándar “Probar switch de comunicación industrial”

		Central de Generación:	DELSITANISAGUA		Unidad de Negocio	GENSUR		Versión:	REV 1
		Tipo de Documento:							
TRABAJO ESTÁNDAR									
OBJETO:	SWITCH COMUNICACIÓN	TIPO DE TRABAJO	PROBAR			AREA:	ELÉCTRICO		
CÓDIGO Trabajo Estándar (TE):		DESCRIPCIÓN TE:	PROBAR SWITCH DE COMUNICACIÓN INDUSTRIAL			ORG-MITTO IFS:	ELC		
Nro.	ACTIVIDADES					CUALIFICACIÓN IFS	CUALIF. PERSONAL	CNTD.	HRS
1	LIMPIAR SWITCH Y FERULAS DE CONECTORES DE FIBRA OPTICA					ESPELT01N	ESPECIALISTA ELECTRÓNICO 1	1	0.25
2	REAJUSTAR CONECTORES DE FIBRA OPTICA Y ETHERNET					ESPELT01N	ESPECIALISTA ELECTRÓNICO 1	1	0.25
3	PROBAR FUNCIONAMIENTO DE COMUNICACIÓN					ESPELT01N	ESPECIALISTA ELECTRÓNICO 1	1	0.25
COD. HERRAMIENTAS	HERRAMIENTAS	CNTD.	COD. REPUESTOS	REPUESTOS	CNTD.	COD. MATERIALES	MATERIALES	CNTD.	
	LIMPIADOR DE CONECTORES DE FIBRA OPTICA	1							
	COMPUTADOR	1							
ELABORADO POR:		REVISADO POR:		AUTORIZADO POR:		ÚLTIMA FECHA DE ACTUALIZACIÓN:			
TESISTA		DIRECTOR DE TRABAJO DE TITULACIÓN		DIRECTOR DE TRABAJO DE TITULACIÓN		14/2023			


Anexo 4. Trabajo estándar “Descargar configuración de IED de protección”

		Central de Generación: DELSITANISAGUA	Unidad de Negocio: GENSUR	Versión: REV.1				
		Tipo de Documento: TRABAJO ESTÁNDAR			Fecha: 14/2020			
OBJETO:	IED DE PROTECCIÓN	TIPO DE TRABAJO	INSPECCIONAR	AREA:	ELÉCTRICO			
CÓDIGO Trabajo Estándar (TE):		DESCRIPCIÓN TE:	DESCARGAR CONFIGURACIÓN DE IED DE PROTECCIÓN	ORG-MTTO IFS:	ELC			
Nro.	ACTIVIDADES	CUALIFICACIÓN IFS	CUALIF. PERSONAL	CNTD.	HRS			
1	ESTABLECER COMUNICACIÓN PC- IED	ESPELT01N	11 ASIS. TÉCNICO 7 ELECTRICO	1	0,25			
2	DESCARGAR CONFIGURACIÓN DE IED	ESPELT01N	12 ASIS. TÉCNICO 7 ELECTRICO	1	0,25			
3	DESCARGAR EVENTOS DE FALLA Y OSCIOGRAFÍA DE IED	ESPELT01N	13 ASIS. TÉCNICO 7 ELECTRICO	1	1			
COD. HERRAMIENTAS	HERRAMIENTAS	CNTD.	COD. REPUESTOS	REPUESTOS	CNTD.	COD. MATERIALES	MATERIALES	CNTD.
	COMPUTADOR	1						
	CABLE SERIAL 232	1						
ELABORADO POR: TESISTA		REVISADO POR: DIRECTOR DE TRABAJO DE TITULACIÓN		AUTORIZADO POR: DIRECTOR DE TRABAJO DE TITULACIÓN		ÚLTIMA FECHA DE ACTUALIZACIÓN: 14/2023		


Anexo 5. Trabajo estándar “Limpiar tablero”

		Central de Generación: DELSITANISAGUA	Unidad de Negocio: GENSUR	Versión: REV.1				
		Tipo de Documento: TRABAJO ESTÁNDAR			Fecha: 14/2020			
OBJETO:	TABLERO/ GABINETE	TIPO DE TRABAJO	LIMPIAR	AREA:	ELÉCTRICO			
CÓDIGO Trabajo Estándar (TE):		DESCRIPCIÓN TE:	LIMPIAR TABLERO	ORG-MTTO IFS:	ELC			
Nro.	ACTIVIDADES	CUALIFICACIÓN IFS	CUALIF. PERSONAL	CNTD.	HRS			
1	REVISAR CONDICIÓN DE TRABAJO ELECTRICAMENTE SEGURA	ESPELT01N	ESPECIALISTA ELECTRÓNICO 1	1	0,25			
2	REAJUSTAR O CAMBIAR TERMINALES	ESPELT01N	ESPECIALISTA ELECTRÓNICO 1	1	1,5			
3	REVISAR CONEXIONES A TIERRA	ESPELT01N	ESPECIALISTA ELECTRÓNICO 1	1	0,25			
4	REVISAR LOS CONTACTOS Y OPERACIÓN DE INTERRUPTORES, SELECTORES, BORNERAS Y RELÉS DE CONTROL	ESPELT01N	ESPECIALISTA ELECTRÓNICO 1	1	0,5			
5	VERIFICAR ESTADO DE FUSIBLES	ESPELT01N	ESPECIALISTA ELECTRÓNICO 1	1	0,25			
6	LIMPIAR TABLERO Y COMPONENTES EXTERNOS E INTERNOS	ESPELT01N	ESPECIALISTA ELECTRÓNICO 1	1	2			
7	REVISAR EL FUNCIONAMIENTO GENERAL DEL TABLERO	ESPELT01N	ESPECIALISTA ELECTRÓNICO 1	1	0,5			
COD. HERRAMIENTAS	HERRAMIENTAS	CNTD.	COD. REPUESTOS	REPUESTOS	CNTD.	COD. MATERIALES	MATERIALES	CNTD.
	CAJA DE HERRAMIENTAS ELECTRICAS	1				GNS.01.097.611.00.000	BROCHA 1"	1
	DESTORNILLADOR DE BORNERO PLANO	1				GNS.01.097.555.00.000	LIENICILLO	0,05
	DESTORNILLADOR DE BORNERO ESTRELLA	1				GNS.01.097.729.00.000	AEROSOL DE AIRE COMPRIMIDO	0,25
	LLAVE 10	1				GNS.01.097.1404.00.000	ALCOHOL ISOPROPILICO	0,25
	PINZA AMPERIMETRICA	1				GNS.01.097.538.00.000	LIMPIADOR DE CONTACTOS	0,25
						GNS.01.097.1439.00.000	PROTECTOR PARA AMBIENTES CORROSIVOS	0,25
						GNS.01.097.1441.00.000	TOALLAS ANTIESTATICAS SECAS	1
						GNS.01.097.1442.00.000	TOALLAS ANTIESTATICAS HUMEDAS	1
						GNS.01.097.1441.00.001	GRASA COBRE - COBRE	0,25
ELABORADO POR: TESISTA		REVISADO POR: DIRECTOR DE TRABAJO DE TITULACIÓN		AUTORIZADO POR: DIRECTOR DE TRABAJO DE TITULACIÓN		ÚLTIMA FECHA DE ACTUALIZACIÓN: 14/2022		


Anexo 6. Trabajo estándar “Probar IED de protección”


		Central de Generación: DELSITANISAGUA	Unidad de Negocio: GENSUR	Versión: REV.1				
		Tipo de Documento: TRABAJO ESTÁNDAR			Fecha: 14/2020			
OBJETO:	IED DE PROTECCIÓN	TIPO DE TRABAJO	PROBAR	AREA:	ELÉCTRICO			
CÓDIGO Trabajo Estándar (TE):		DESCRIPCIÓN TE:	PROBAR IED DE PROTECCIÓN	ORG-MTTO IFS:	ELC			
Nro.	ACTIVIDADES	CUALIFICACIÓN IFS	CUALIF. PERSONAL	CNTD.	HRS			
1	DESABILITAR Y/O BLOQUEAR DISPAROS EXTERNOS	ESPELT01N	ESPECIALISTA ELECTRÓNICO 1	1	0,5			
2	DESCARGAR AJUSTE DE PROTECCIONES	ESPELT01N	ESPECIALISTA ELECTRÓNICO 1	1	0,5			
3	CONECTAR EQUIPO DE PRUEBA, SEÑALES DE VOLTAJE CORRIENTE, DISPARO, COMUNICACIÓN	ESPELT01N	ESPECIALISTA ELECTRÓNICO 1	1	0,5			
4	PROBAR PROTOCOLO DE PRUEBAS	ESPELT01N	ESPECIALISTA ELECTRÓNICO 1	1	2			
5	DESCONECTAR EQUIPO DE PRUEBA, SEÑALES DE VOLTAJE CORRIENTE Y DISPARO	ESPELT01N	ESPECIALISTA ELECTRÓNICO 1	1	0,5			
6	REESTABLECER IED DE PROTECCIÓN	ESPELT01N	ESPECIALISTA ELECTRÓNICO 1	1	0,5			
COD. HERRAMIENTAS	HERRAMIENTAS	CNTD.	COD. REPUESTOS	REPUESTOS	CNTD.	COD. MATERIALES	MATERIALES	CNTD.
	CAJA DE HERRAMIENTAS ELECTRICAS	1						
	PINZA AMPERIMETRICA	1						
	EQUIPO DE PRUEBA DE RELÉS	1						
	COMPUTADOR	1						
	CABLE DE COMUNICACIÓN SERIAL 232	1						
ELABORADO POR: TESISTA		REVISADO POR: DIRECTOR DE TRABAJO DE TITULACIÓN		AUTORIZADO POR: DIRECTOR DE TRABAJO DE TITULACIÓN		ÚLTIMA FECHA DE ACTUALIZACIÓN: 14/2022		

Anexo 8. Procedimiento de mantenimiento preventivo anual a gabinete de protección.

	PROCEDIMIENTO PARA EL MANTENIMIENTO ANUAL A GABINETE DE ROTECCION	SELLO: Hoja 1 de 2	
	COD: PERIODICIDAD DE APLICACION: ANUAL (CADA 12 MESES)		
DISTRIBUIR A : <input type="checkbox"/> Gestion de Calidad <input type="checkbox"/> Mant. Civil <input type="checkbox"/> Mant. Mecanico	<input checked="" type="checkbox"/> Mant. Electrico & Electronico <input type="checkbox"/> Operacion <input type="checkbox"/> Relacion con el cliente	<input type="checkbox"/> Compras <input type="checkbox"/> Gestión humana	
		REV # : 1 Original	APROBADO: Jefe de Area FECHA: Abril/2023
ÍTEM	ACTIVIDAD/DESCRIPCIÓN	REFERENCIAS Y/O OBSERVACIONES	
PROCEDIMIENTO			
1	Entregar la OT (orden de trabajo) a Operación para consignación e inicio de actividades	<i>Inspección inicial con personal de Operación y Mantenimiento</i>	
2	Inspección de condiciones físicas y/o mecánicas		
3	Revisar presencia de alarmas en equipos y disparo de dispositivos de protección		
4	Revisar estado general de los dispositivos internos y externos		
4	Inspeccionar estado de las conexiones, los cables, terminales, marquillas y etiquetas de equipos		
5	Verificar y registrar valores de voltaje y corriente en fuentes de alimentación AC y DC	<i>Valores de voltaje y corriente inicial</i>	
6	Revisar parámetros de ajuste en controlador de humedad y temperatura, comprobar funcionamiento de calentadores y ventiladores		
7	Inspeccionar puntos calientes con detector de temperatura a distancia		
8	Revisar estado de alarmas, disparos y comunicación en IED de protección		
9	Revisar funcionamiento de Switch de comunicación		
10	Desconectar todas las fuentes de alimentación voltaje AC y DC	<i>Desconexión de fuentes de voltaje AC y DC por parte de Operaciones</i>	
11	Revisar ausencia de voltaje, dispositivos de protección (interruptores y fusibles) en posición de apertura		
12	Corregir puntos calientes en caso identificar		
13	Reajustar y/o cambiar terminales de conexiones de los dispositivos eléctricos, IEDs y borneras de frontera		
14	Rajustar y/o cambiar terminales de conexiones a tierra, aplicar grasa cobre-cobre		
15	Revisar los contactos de interruptores, selectores, borneras y relés de control		
16	Verificar estado y funcionamiento de fusibles		
17	Limpiar gabinete, componentes interno y externos		
18	Limpiar IEDs y Switch de comunicación		
19	Verificar conectores y jacks de comunicación		
20	Conectar todas las fuentes de alimentación de voltaje AC y DC	<i>Conexión de fuentes de voltaje AC y DC por parte de Operación</i>	
21	Medir y registrar fuentes de voltaje AC y DC nominales de funcionamiento	<i>Valores de voltaje y corriente final</i>	
22	Revisar funcionamiento normal del tablero, IEDs, Switch de comunicación y dispositivos eléctricos		
23	Respaldar configuración y eventos de falla historico de IED de protección		
24	Respaldar configuración de witch de comunicación		
25	Entregar tablero a Operaciones bajo condiciones normales de funcionamiento, desconsignación y terminación de OT	<i>Entrega de trabajos personal de Operación y Mantenimiento</i>	

Anexo 9. Procedimiento de mantenimiento predictivo quinquenal a gabinete de protección.

	PROCEDIMIENTO PARA EL MANTENIMIENTO QUINQUENAL A GABINETE DE ROTECCION UNIDADES Y LINEAS	SELLO: Hoja 1 de 3
	PERIODICIDAD DE APLICACION: QUINQUENAL (CADA 5 AÑOS)	
DISTRIBUIR A: <input type="checkbox"/> Gestion de Calidad <input type="checkbox"/> Mant. Civil <input type="checkbox"/> Mant. Mecanico	<input checked="" type="checkbox"/> Mant. Electrico & Electronico <input type="checkbox"/> Operacion <input type="checkbox"/> Relacion con el cliente	<input type="checkbox"/> Compras <input type="checkbox"/> Gestión humana
		REV #: 1 Original
		APROBADO: Jefe de Área FECHA: Abril/2023
ÍTEM	ACTIVIDAD/DESCRIPCIÓN	REFERENCIAS Y/O OBSERVACIONES
PROCEDIMIENTO		
1	Entregar la OT (orden de trabajo) a Operación para consignación e inicio de actividades	<i>Inspección inicial con personal de Operación y Mantenimiento</i>
2	Inspección de condiciones físicas y/o mecánicas	
3	Revisar presencia de alarmas en equipos y disparo de dispositivos de protección	
4	Revisar estado general de los dispositivos internos y externos	
5	Inspeccionar estado de las conexiones, los cables, terminales, marquillas y etiquetas de equipos	
6	Verificar y registrar valores de voltaje y corriente en fuentes de alimentación AC y DC	<i>Valores de voltaje y corriente inicial</i>
7	Revisar parámetros de ajuste en controlador de humedad y temperatura, comprobar funcionamiento de calentadores y ventiladores	
8	Inspeccionar puntos calientes con detector de temperatura a distancia	
9	Revisar estado de alarmas, disparos y comunicación en IED de protección	
10	Revisar funcionamiento de Switch de comunicación	
11	Revisar herramientas y equipos para ejecutar plan de pruebas a IEDs de protección	<i>Premisas para ejecutar el plan de pruebas a IED de protección</i>
12	Abrir puentes de disparo externo	
13	Descargar ajuste de protecciones de IED	
14	Conectar equipo de prueba de IEDs de protección	<i>Revisar guía técnica de mantenimiento</i>
15	Cortocircuitar y abrir borneras de corriente, conectar señales de corriente a equipo de prueba	
16	Abrir borneras de voltaje, conectar señales de voltaje a equipo de prueba	
17	Conectar contacto de disparo de salida de relé a equipo de prueba	
18	Comunicar IED principal con el IED redundante	<i>Revisar guía técnica de mantenimiento</i>
19	Ejecutar protocolo de pruebas	<i>Revisar Anexo 10 documento de protocolo de pruebas</i>
20	Desconectar cables de comunicación del IED principal con el IED de respaldo	
21	Desconectar cables de contacto de disparo de salida de relé	
22	Retirar cables de señal de voltaje de fase y cerra borneras cortocircuitables	
23	Retirar cables de señal de corriente de fase, cerra borneras cortocircuitables, retirar puentes de cortocircuito	
24	Desconectar equipo de prueba de IEDs de protección	
25	Cerrar puentes de disparo externo	
26	Restablecer IED a condiciones normales de funcionamiento	
27	Desconectar todas las fuentes de alimentación voltaje AC y DC	<i>Desconexión de fuentes de voltaje AC y DC por parte de Operaciones</i>

	PROCEDIMIENTO PARA EL MANTENIMIENTO QUINQUENAL A GABINETE DE ROTECCION UNIDADES Y LINEAS	SELLO: Hoja 2 de 3
	PERIODICIDAD DE APLICACION: QUINQUENAL (CADA 5 AÑOS)	
28	Revisar ausencia de voltaje, dispositivos de protección (interruptores y fusibles) en posición de apertura	
29	Corregir puntos calientes en caso identificar	
30	Reajustar y/o cambiar terminales de conexiones de los dispositivos eléctricos, IEDs y borneras de frontera	
31	Rajustar y/o cambiar terminales de conexiones a tierra, aplicar grasa cobre-cobre	
32	Revisar los contactos de interruptores, selectores, borneras y relés de control	
33	Verificar estado y funcionamiento de fusibles	
34	Limpiar gabinete, componentes interno y externos	
35	Limpiar IEDs y Switch de comunicación	
36	Verificar conectores y jacks de comunicación	
37	Conectar todas las fuentes de alimentación de voltaje AC y DC	<i>Conexión de fuentes de voltaje AC y DC por parte de Operaciones,</i>
38	Medir y registrar fuentes de voltaje AC y DC nominales de funcionamiento	<i>Valores de voltaje y corriente final</i>
39	Revisar funcionamiento normal del tablero, IEDs, Switch de comunicación y dispositivos eléctricos	
40	Respaldar configuración y eventos de falla historico de IED de protección	
41	Respaldar configuración de witch de comunicación	
42	Entregar tablero a Operaciones bajo condiciones normales de funcionamiento, desconsignación y terminación de	<i>Entrega de trabajos personal de Operación y Mantenimiento</i>



**PROCEDIMIENTO PARA EL MANTENIMIENTO QUINQUENAL A
GABINETE DE ROTECCION DE LINEA**


SELLO: Hoja 3 de 3

PERIODICIDAD DE APLICACION: QUINQUENAL (CADA 5 AÑOS)

MEDIDAS DE SEGURIDAD	COORDINAR CON:	RESTRICCIONES
Utilizar equipo de protección personal Establecer condición de trabajo eléctricamnete segura, según 5.2.1.1 Utilizar herramientas convenientemente aisladas	<input type="checkbox"/> Mant. Mecánico <input type="checkbox"/> Mant. Electrico <input type="checkbox"/> Mant. Eletrónico <input type="checkbox"/> Mant. Civil <input checked="" type="checkbox"/> Operación Otros (especificar) <input checked="" type="checkbox"/> Cenace <input type="checkbox"/> <input type="checkbox"/> <input type="checkbox"/>	CENTRAL <input type="checkbox"/> Parada <input checked="" type="checkbox"/> Operado UNIDAD o LINEA <input checked="" type="checkbox"/> Parada <input type="checkbox"/> Operado EQUIPO <input checked="" type="checkbox"/> Parado <input type="checkbox"/> Operado EMBALSE <input type="checkbox"/> Lleno <input type="checkbox"/> Vacio <input checked="" type="checkbox"/> No Requiere

REQUERIMIENTOS				PLANOS Y/O REFERENCIA		RECURSO HUMANO	
EQUIPOS Y HERRAMIENTAS		MATERIALES		PLANO DE REFERENCIA	N° PLANO	PERSONAL	H/H
cant./unid.	Descripción	cant./unid.	Descripción				
1 c/u	Caja de herramientas eléctrica	1 c/u	Brocha 1"			1 Electrónico	6
1 c/u	Pinza amperimétrica	0,05 c/m	Liencillo			1 Eléctrico	4
1 c/u	Pirómetro o cámara termográfica	0,25 c/u	Aerosol aire comprimido				
1 c/u	Equipo de prueba de IEDs	0,25 c/u	alcohol Isopropilico				
1 c/u	Computador	0,25 c/u	Limpiador de contactos				
1 c/u	Cable de comunicación serial 232	1 c/u	Protector de ambientes corrosivos				
		1 c/u	Toallas antiestaticas secas				
		1 c/u	Toallas antiestaticas humedas				

Anexo 10. Plan de pruebas a IED

 UNL Universidad Nacional de Loja	PROTOCOLO DE PRUEBAS A IEDs DE PROTECCIÓN DE LINEA	
	COD:	
PERIODICIDAD DE APLICACION: QUINQUENAL (CADA 5 AÑOS)		
DISTRIBUIR A: <input type="checkbox"/> Gestion de Calidad <input type="checkbox"/> Mant. Civil <input type="checkbox"/> Mant. Mecanico	<input checked="" type="checkbox"/> Mant. Electrico & Electronico <input checked="" type="checkbox"/> Operacion <input type="checkbox"/> Relacion con el cliente	REV#: 1 Original
		REALIZADO: Tesista APROBADO: Director Trab Titulación FECHA: 1/4/2023
1) DATOS GENERALES:		
SUBESTACIÓN : DELSITANISAGUA LÍNEA : Yanacocha-Delsintanisagua 138kV CODIGO CIRCUITO : CIRCUITO 1 FECHA : 10-04-2023 FABRICANTE : SCHNEIDER TIPO : P543 SERIE : 575271F IDENTIFICACIÓN : IED1: 87L-132-P		
2) PROTOCOLO DE PRUEBAS A IED		
a) CHEQUEOS PRELIMINARES		
Condición de conexiones eléctricas de gabinete	NO Aplica	SI Aplica
Alimentación auxiliar	<input type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>
Comunicación con PC	<input type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>
Chequeo de operación de MCB's	<input type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>
Alarmas eventos en IED	<input type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>
Comunicación SAS	<input type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>
b) COMUNICACIÓN ENTRE IEDs CON PATCH CORD DE FIBRA		
IED 1 vs IED 2	NO Aplica	SI Aplica
	<input type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>
c) VERIFICAR MEDIDAS (Invección secundaria)		
Medida de corriente	NO Aplica	SI Aplica
Medida de voltaje	<input type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>
Medida de Pot.Activa	<input checked="" type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>
Medida de Pot.Reactiva	<input checked="" type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>
Medida de Isfemenal e Instrucción	<input type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>
d) CARACTERÍSTICA DE OPERACIÓN DIFERENCIAL 87L		
Prueba de estabilidad	NO Aplica	SI Aplica
LADO 1: IED1		
I Lado IED1 :Relación de CT 1000/5	<input type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>
I Lado IED2: Relación de CT 800/5	<input type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>
Prueba de la función 87L		
Disparo por diferencia de corrientes	<input type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>
Verificación de curva Característica	<input type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>
e) CARACTERÍSTICA DE OPERACIÓN DE DISTANCIA 21		
Protección Fase - Fase	NO Aplica	SI Aplica
Protección fase-tierra	<input type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>
Z1 Acelerada	<input type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>
Envío y recepción PTT	<input type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>
f) CARACTERÍSTICA DE OPERACIÓN DE SOBRECORRIENTE 67N		
Disp I>Direccional	NO Aplica	SI Aplica
Disp I>Normal Inverse AID	<input type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>

g) PROTECCIÓN SOBRE VOLTAJE 59

	NO Aplica	SI Aplica
Disp>	<input type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>
Disp>>	<input type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>

h) END TO END: IED 1 to IED 2 (Invección desde IED1)

	NO Aplica	SI Aplica
CASO 1: Falla Trifásica "ABC" con resistencia de falla de 0Ω , en la línea Yanacocha-Delsintanisagua al 50% .	<input type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>
CASO 2: Falla Monofásica fase "A" a tierra con resistencia de falla de 0Ω , en la línea Yanacocha-Delsintanisagua al 50% .	<input type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>
CASO 3: Falla Monofásica fase "A" a tierra con resistencia de falla de 30Ω , en la línea Yanacocha-Delsintanisagua al 50% .	<input type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>

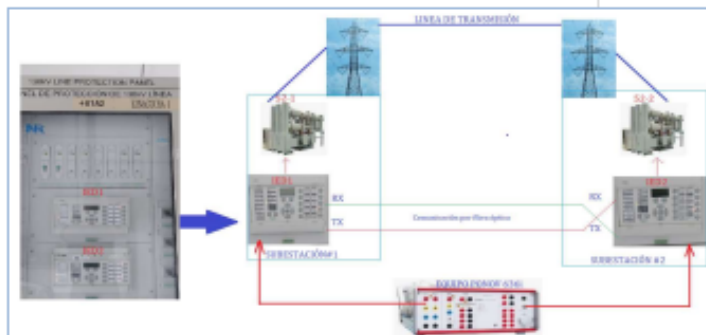
i) SIMULACIÓN DIGITAL

	NO Aplica	SI Aplica
Envío DTT	<input type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>
Recibo DTT	<input type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>

j) OTRAS

	NO Aplica	SI Aplica
Entradas Binarias	<input type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>
Contactos de disparo	<input type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>
Alarmas	<input type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>
Activación de leds	<input type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>

Diagrama esquemático para las pruebas IED1 to IED2



Resultado de las pruebas:

Las funciones probadas en el IED2 funcionan correctamente


Notas:

VER ANEXO 11 : Registro de pruebas para IED1

Se habilita el bloqueo de la función diferencial, cuando el IED se prepara para pruebas

REALIZADO POR:	REVISADO POR:	APROBADO POR:
Tesista	Director de Trabajo de Titulación	Director de Trabajo de Titulación

Anexo 11. Registro de pruebas a IED

	REGISTRO DE PRUEBAS A IED			
	COD:			
	PERIODICIDAD DE APLICACION: QUINQUENAL (CADA 5 AÑOS)			
DISTRIBUIR A: <input type="checkbox"/> Gestion de Calidad <input type="checkbox"/> Mant. Civil <input type="checkbox"/> Mant. Mecanico		<input checked="" type="checkbox"/> Mant. Electrico & Electronico <input type="checkbox"/> Operacion <input type="checkbox"/> Relacion con el cliente	REV#: 1 Original	REALIZADO Tesista APROBADO Director Trab Titulación FECHA: 1/4/2023 Pág: 1 de 9
1 INFORMACIÓN Y DATOS:				
Subestación : DELSITANISAGUA línea de transmisión : Delsintanisagua - Yanacocha 138 kV Código del circuito : Circuito 1 Fecha : 10-04-2023 Tipo de activo : IED protección de línea Identificación del activo: 87L-132-P Fabricante : SCHNEIDER Modelo : MICOM P543 Serie : 575271F				
2 PARAMETROS DE LA LINEA				
Código : Yanacocha 1 Voltaje : 138 kV Longitud : 36,1 km R+ : 0,055422 Ohm X+ : 0,487361 Ohm Ro : 0,660139 Ohm Xo : 1,889661 Ohm				
3 SEÑALES DE VOLTAJE Y CORRIENTE				
IED 1 : F87L1-132-P Datos de VTs VT_línea: 13800 : 115 VT_ln: 7967,4 : 66,395 RT: 120 Datos de TCs CT: 1000 : 5 RT 200 Polaridad: Estandar Factor de corrección de TCs FC: 1		IED 2: F87L2-132-R Datos de VTs VT_línea: 13800,0 : 115 VT_ln: 7967,4 : 66,395 RT 120,0 Datos de TCs CT: 1000 : 5 RT 200 Polaridad: Inversa (para pruebas) Factor de corrección de TCs FC: 1		
4 CHEQUEOS PRELIMINARES		RESULTADO		
4.1 Condición de conexiones eléctricas de gabinete		SI		
4.2 Alimentación auxiliar		SI		
4.3 Comunicación con PC		SI		
4.4 Chequeo de operación de MCB's		SI		
4.5 Alarmas eventos en IED		SI		
4.6 Comunicación SAS		SI		
Elaborado por:		Revisado por:		
Aprobado por:				
NOMBRE				
FIRMA				
CARGO	Tesista	Director de Trabajo de Titulación	Director de Trabajo de Titulación	



Universidad
Nacional
de Loja

REGISTRO DE PRUEBAS A IED

COD:

PERIODICIDAD DE APLICACION: QUINQUENAL (CADA 5 AÑOS)

DISTRIBUIR A:

- Gestion de Calidad Mant. Electrico & Electronico
 Mant. Civil Operacion
 Mant. Mecanico Relacion con el cliente

REV#: **1**

Original

REALIZAD^o: **Testista**

APROBADO: **Director Trab Titulación**

FECHA: **1/4/2023**

Pág: **2 de 9**

4 COMUNICACIÓN ENTRE IED 1 to IED2

IED 1: **F87L1-132-P (local)**

IED2: **F87L2-132-R (remoto)**

COMS/IM64

Scheme Setup : **2 Terminal**

Address : **1-A**

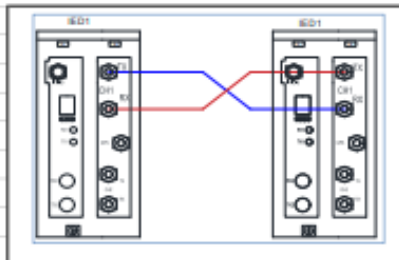
Comms Mode : **Standard**

COMS/IM64

Scheme Setup : **2 Terminal**

Address : **1-B**

Comms Mode : **Standard**



5 VERIFICAR MEDIDAS

Inyección de voltaje IED1

	Mag	Ang
Va=	66,395	0
Vb=	66,395	-120
Vc=	66,395	-240

Inyección de voltaje IED2

	Mag	Ang
Va'=	66,395	0
Vb'=	66,395	-120
Vc'=	66,395	-240

Inyección de corriente IED1

	Mag	Ang
Ia =	2	0
Ib=	2	-120
Ic =	2	-240

Inyección de corriente IED2

	Mag	Ang
Ia' =	2	0
Ib'=	2	-120
Ic' =	2	-240

Magnitud	Lectura esperada		Valor medido		ERROR [%]	ACEPTACIÓN
IA	400	A	401,3	A	0,33%	PASA
IB	400	A	401,2	A	0,30%	PASA
IC	400	A	401,3	A	0,33%	PASA
IN	0	A	0	A	0,00%	PASA
VA	79,67	kV	80,91	kV	1,55%	PASA
VB	79,67	kV	79,84	kV	0,21%	PASA
VC	79,67	kV	79,61	kV	0,08%	PASA

	Elaborado por:	Revisado por:	Aprobado por:
NOMBRE			
FIRMA			
CARGO	Testista	Director de Trabajo de Titulación	Director de Trabajo de Titulación



REGISTRO DE PRUEBAS A IED

COD:

PERIODICIDAD DE APLICACION: QUINQUENAL (CADA 5 AÑOS)

DISTRIBUIR A:

- Gestion de Calidad Mant. Electrico & Electronico
 Mant. Civil Operacion
 Mant. Mecanico Relacion con el cliente

REV#: 1

Original

REALIZAD Testista

APROBADO Director Trab Titulación

FECHA: 1/4/2023

Pág: 3 de 9

6) PRUEBA DE ESTABILIDAD DE PROTECCIÓN DIFERENCIAL 87L : IED1 to IED2

$$I_{dif} = \vec{I}_1 + \vec{I}_2 \quad I_r = \frac{|I_1| + |I_2|}{2}$$

Lectura	Lectura esperada IED1	Lectura medida IED1	Error [%]	Aceptación
IA local	400	401,5	0,38%	PASA
IA Ang local	0	0	0,00%	PASA
IB local	400	401,1	0,28%	PASA
IB Ang local	-120	-120	0,00%	PASA
IC local	400	401,6	0,40%	PASA
IC Ang local	120	119,9	0,08%	PASA
IA remoto	400	400,4	0,10%	PASA
IA Ang remoto	180	180	0,00%	PASA
IB remoto	400	400,4	0,10%	PASA
IB Ang remoto	60	60,24	0,40%	PASA
IC remoto	400	400,4	0,10%	PASA
IC Ang remoto	-60	-60,2	-0,33%	PASA
IA Diferencial	0	5,23	0,00%	PASA
IB Diferencial	0	5,4	0,00%	PASA
IC Diferencial	0	5,43	0,00%	PASA
IA restricción	400	401,23	0,31%	PASA
IB restricción	400	399,9	0,03%	PASA
IC restricción	400	400,2	0,05%	PASA



	Elaborado por:	Revisado por:	Aprobado por:
NOMBRE			
FIRMA			
CARGO	Testista	Director de Trabajo de Titulación	Director de Trabajo de Titulación

REGISTRO DE PRUEBAS A IED

COD:

PERIODICIDAD DE APLICACION: QUINQUENAL (CADA 5 AÑOS)

DISTRIBUIR A:

- Gestion de Calidad Mant. Electrico & Electronico
 Mant. Civil Operacion
 Mant. Mecanico Relacion con el cliente

REV#: **1**

REALIZADO: **Testista**

APROBADO: **Director Trab Titulación**

FECHA: **1/4/2023**

Pág: **4 de 9**

Original

7 PRUEBA DE DISPARO POR DIFERENCIA DE CORRIENTES 87L : IED1 to IED2

$$I_{dif} = \vec{I}_1 + \vec{I}_2 \quad I_r = \frac{|I_1| + |I_2|}{2}$$

Nro Prueba	Inyección I IED1	Inyección I IED12	Idif (Pickup)	Idif (Medido)	Error [%]	Estado	Aceptación
3	202	0	200	202,36	1,18%	TRIP	PASA
4	201	0	200	201,48	0,74%	TRIP	PASA
5	200	0	200	200,95	0,47%	TRIP	PASA
6	198	0	200	198,78	0,61%	TRIP	PASA
7	196	0	200	196,35	1,83%	TRIP	PASA
8	194	0	200	194,54	2,73%	TRIP	PASA
9	193	0	200	193,54	3,23%	TRIP	PASA
10	192	0	200	192,45	3,78%	NO TRIP	PASA
11	191	0	200	191,56	4,22%	NO TRIP	PASA
12	0	202	200	202,45	1,22%	TRIP	PASA
13	0	201	200	201,45	0,72%	TRIP	PASA
14	0	200	200	200,23	0,11%	TRIP	PASA
15	0	198	200	198,14	0,93%	TRIP	PASA
16	0	196	200	196,57	1,72%	TRIP	PASA
17	0	194	200	194,54	2,73%	TRIP	PASA
18	0	193	200	193,26	3,37%	TRIP	PASA
19	0	192	200	192,21	3,90%	NO TRIP	PASA
20	1	191	200	191,34	4,33%	NO TRIP	PASA

ACEPTACIÓN

PASA



	Elaborado por:	Revisado por:	Aprobado por:
NOMBRE			
FIRMA			
CARGO	Testista	Director de Trabajo de Titulación	Director de Trabajo de Titulación



Universidad Nacional de Loja

REGISTRO DE PRUEBAS A IED

COD:

PERIODICIDAD DE APLICACION: QUINQUENAL (CADA 5 AÑOS)

DISTRIBUIR A:

- Gestion de Calidad
- Mant. Electrico & Electronico
- Mant. Civil
- Operacion
- Mant. Mecanico
- Relacion con el cliente

REV#: 1

REALIZADO: Testista

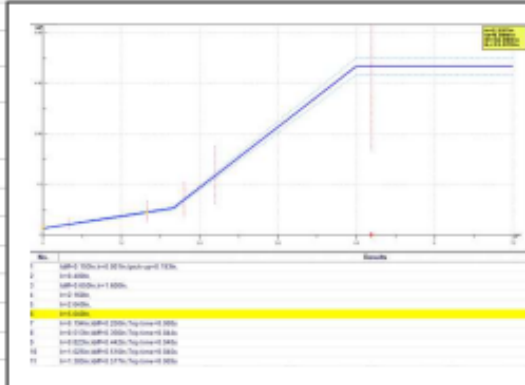
APROBADO: Director Trab Titulación

FECHA: 1/4/2023

Pág: 5 de 9

Original

8 PRUEBA DE LA FUNCIÓN DE PROTECCIÓN DIFERENCIAL



ACEPTACIÓN

PASA



TIPO DE FALLA

RESULTADO

Falla trifásica ABC

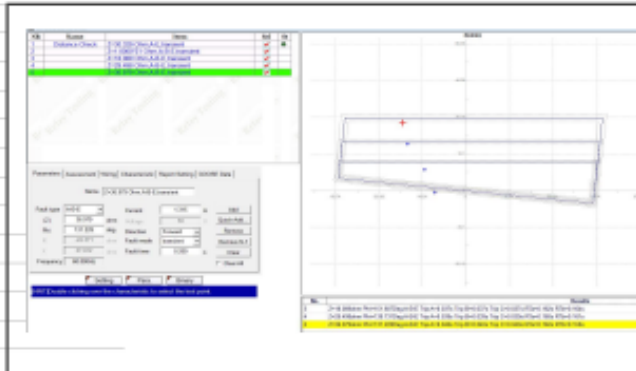
PASA

Falla Monofásica AN

PASA

Los resultados se presentan en formato del software Ponovo

9 PRUEBA DE LA FUNCIÓN DE DISTANCIA DE LÍNEA ANSI 21



ACEPTACIÓN

PASA

TIPO DE FALLA

RESULTADO

Falla trifásica ABC


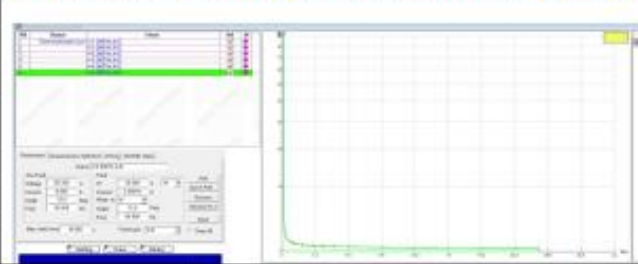

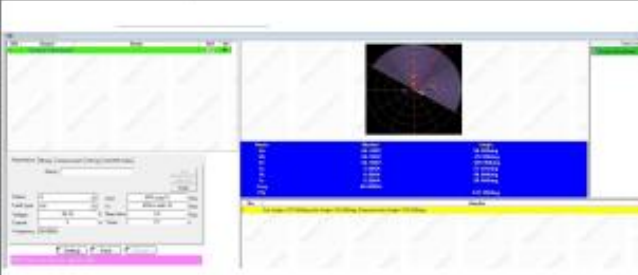

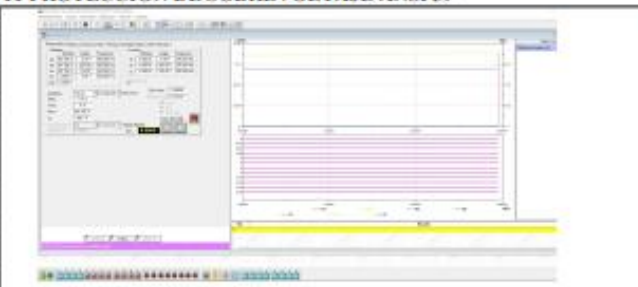
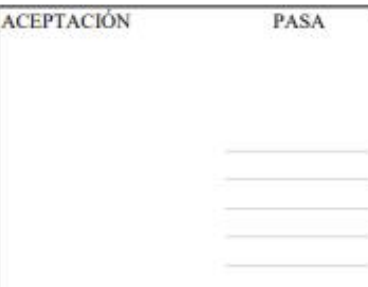
PASA

Falla Monofásica AN

PASA

Los resultados se presentan en formato del software Ponovo

	Elaborado por:	Revisado por:	Aprobado por:
NOMBRE			
FIRMA			
CARGO	Testista	Director de Trabajo de Titulación	Director de Trabajo de Titulación

	REGISTRO DE PRUEBAS A IED		
	COD: PERIODICIDAD DE APLICACION: QUINQUENAL (CADA 5 AÑOS)		
DISTRIBUIR A: <input type="checkbox"/> Gestion de Calidad <input type="checkbox"/> Mant. Civil <input type="checkbox"/> Mant. Mecanico	<input checked="" type="checkbox"/> Mant. Electrico & Electronico <input type="checkbox"/> Operacion <input type="checkbox"/> Relacion con el cliente	REV#: 1 Original	REALIZADO: Testista APROBADO: Director Trab Titulación FECHA: 1/4/2023 Pág: 6 de 9
10 PROTECCIÓN DE SOBRECORRIENTE DIRECCIONAL ANSI 67 (Normal inverse)			
		ACEPTACIÓN PASA 	
		ACEPTACIÓN PASA 	
TIPO DE FALLA Falla Monofásica AN	RESULTADO PASA	Los resultados se presentan en formato del software Ponovo	
11 PROTECCIÓN DE SOBREVOLTAJE ANSI 59			
		ACEPTACIÓN PASA 	
TIPO DE FALLA V1> V2>	RESULTADO PASA PASA	Los resultados se presentan en formato del software Ponovo	
	Elaborado por:	Revisado por:	Aprobado por:
NOMBRE			
FIRMA			
CARGO	Testista	Director de Trabajo de Titulación	Director de Trabajo de Titulación



REGISTRO DE PRUEBAS A IED

COD:
PERIODICIDAD DE APLICACION: QUINQUENAL (CADA 5 AÑOS)

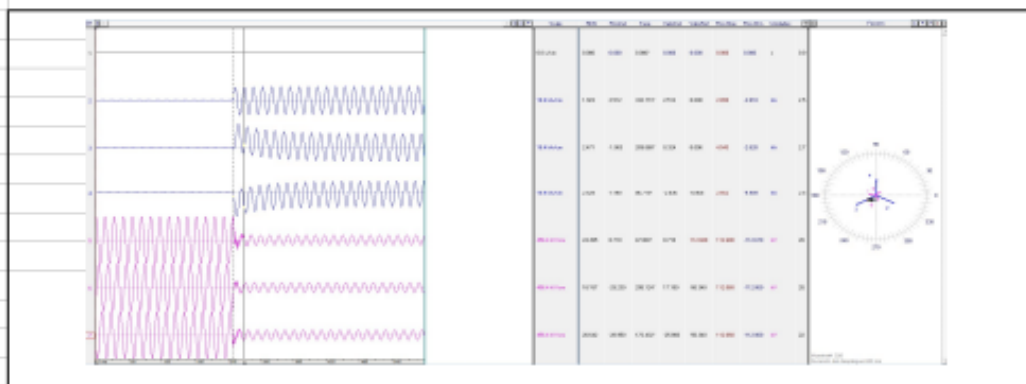
DISTRIBUIR A: <input type="checkbox"/> Gestion de Calidad <input type="checkbox"/> Mant. Civil <input type="checkbox"/> Mant. Mecanico	<input checked="" type="checkbox"/> Mant. Electrico & Electronico <input type="checkbox"/> Operacion <input type="checkbox"/> Relacion con el cliente	REV#: 1 Original	REALIZADO Testista APROBADO Director Trab Titulación FECHA: 1/4/2023 Pág: 7 de 9
--	---	--------------------------------	---

12 PRUEBA END TO END IED1 to IED2 (Inyección desde IED1)


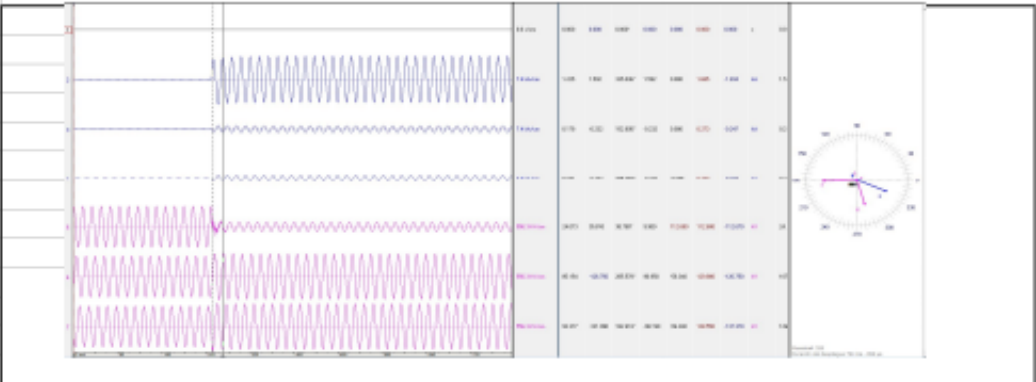
CASO 01 :Falla Trifásica “ABC” con resistencia de falla de 0Ω, en la línea Yanacocha-Delsintanisagua al 50% .


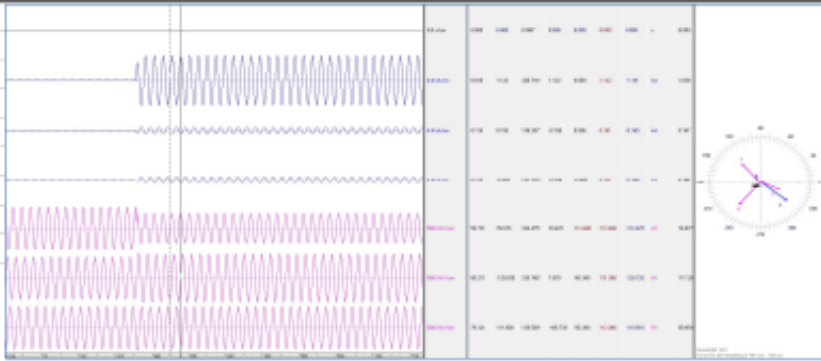
Tiempo de Simulación : 600 ms
 Tiempo de Prefalla : 250 ms
 Tiempo de Falla : 350 ms

RESULTADO ESPERADO	Esperado	Resultado
Disparo trifásico Local 87L	SI	SI
87Diff Transmisión de señal de comunicación	SI	SI
Recepción de señal de comunicación 87Diff	SI	SI
Disparo Trifásico Remoto 87L	SI	SI
Disparo 67N	NO	NO
Disparo 21Z1	SI	SI
Disparo 21Z2	SI	SI
Disparo 21Z3	NO	NO
Envío 21	SI	SI
Envío 67N	NO	NO
Recibo 21	SI	SI
Recibo 67N	NO	NO
Disparo 85-21 (teleprotección)	SI	SI
Disparo 85-67N (teleprotección)	NO	NO
Tiempo de operación	SI	SI
Distancia de falla km		



	Elaborado por:	Revisado por:	Aprobado por:
NOMBRE			
FIRMA			
CARGO	Testista	Director de Trabajo de Titulación	Director de Trabajo de Titulación

	REGISTRO DE PRUEBAS A IED		
	COD: PERIODICIDAD DE APLICACION: QUINQUENAL (CADA 5 AÑOS)		
DISTRIBUIR A: <input type="checkbox"/> Gestion de Calidad <input type="checkbox"/> Mant. Civil <input type="checkbox"/> Mant. Mecanico	<input checked="" type="checkbox"/> Mant. Electrico & Electronico <input type="checkbox"/> Operacion <input type="checkbox"/> Relacion con el cliente	REV#: 1 Original	
		REALIZAD C Tesista APROBADO Director Trab Titulación FECHA: 1/4/2023 Pág: 8 de 9	
12 PRUEBA END TO END IED1 to IED2 (Inyección desde IED1)			
CASO 02 :Falla Monofásica fase "A" a tierra con resistencia de falla de 0Ω, en la línea Yanacocha-Delsintanisagua al 50%			
	Tiempo de Simulación	: 1000 ms	
	Tiempo de Prefalla	: 250 ms	
	Tiempo de Falla	: 750 ms	
RESULTADO ESPERADO			
	Esperado	Resultado	
Disparo trifásico Local 87L	SI	SI	
87Diff Transmisión de señal de comunicación	SI	SI	
Recepción de señal de comunicación 87Diff	SI	SI	
Disparo Trifásico Remoto 87L	SI	SI	
Disparo 67N	SI	SI	
Disparo 21Z1	SI	SI	
Disparo 21Z2	SI	SI	
Disparo 21Z3	NO	NO	
Envío 21	SI	SI	
Envío 67N	NO	SI	
Recibo 21	SI	SI	
Recibo 67N	NO	SI	
Disparo 85-21 (Teleprotección)	SI	SI	
Disparo 85-67N (Teleprotección)	SI	SI	
Tiempo de operación	SI	SI	
Distancia de falla km			
			
	Elaborado por:	Revisado por:	Aprobado por:
NOMBRE			
FIRMA			
CARGO	Tesista	Director de Trabajo de Titulación	Director de Trabajo de Titulación

	REGISTRO DE PRUEBAS A IED		
	COD: PERIODICIDAD DE APLICACION: QUINQUENAL (CADA 5 AÑOS)		
DISTRIBUIR A: <input type="checkbox"/> Gestion de Calidad <input type="checkbox"/> Mant. Civil <input type="checkbox"/> Mant. Mecanico	<input checked="" type="checkbox"/> Mant. Electrico & Electronico <input type="checkbox"/> Operacion <input type="checkbox"/> Relacion con el cliente	REV#: 1 Original	REALIZADO Tesista APROBADO Director Trab Titulación FECHA: 1/4/2023 Pág: 9 de 9
12 PRUEBA END TO END IED1 to IED2 (Inyección desde IED1)			
CASO 3 : Falla Monofásica fase "A" a tierra con resistencia de falla de 30Ω, en la línea Yanacocha-Debsintanisagua al 50%			
Tiempo de Simulación		:	1700 ms
Tiempo de Prefalla		:	250 ms
Tiempo de Falla		:	1450 ms
RESULTADO ESPERADO			
Disparo trifásico Local 87L	Esperado	SI	SI
87Diff Transmisión de señal de comunicación	Esperado	SI	SI
Recepción de señal de comunicación 87Diff	Esperado	SI	SI
Disparo Trifásico Remoto 87L	Esperado	SI	SI
Disparo 67N	Esperado	SI	SI
Disparo 21Z1	Esperado	SI	SI
Disparo 21Z2	Esperado	SI	SI
Disparo 21Z3	Esperado	NO	NO
Envio 21	Esperado	SI	SI
Envio 67N	Esperado	SI	SI
Recibo 21	Esperado	SI	SI
Recibo 67N	Esperado	SI	SI
Disparo 85-21 (Teleprotección)	Esperado	SI	SI
Disparo 85-67N (Teleprotección)	Esperado	SI	SI
Tiempo de operación	Esperado	SI	SI
Distancia de falla km			
			
	Elaborado por:	Revisado por:	Aprobado por:
NOMBRE	Diego Macas	Jorge Carrión	Jorge Carrión
FIRMA			
CARGO	Tesista	Director de Trabajo de Titulación	Director de Trabajo de Titulación

Anexo 12. Certificación de traducción del resumen

Loja, 11 de mayo del 2023

Yo, **William Mauricio Rojas Cumbicus**, con cédula de identidad **1104755366**, con **NIVEL INTERMEDIO B2-INGLÉS**, certificado en el Ministerio de trabajo del Ecuador No. **MDT-OC-330285**, código de calificación **SETEC-CAL-2019-0286**, certifico:

Por medio de la presento **CERTIFICO:**

Que tengo el conocimiento requerido del idioma inglés y que la traducción del resumen de trabajo de titulación denominado: **“Guía técnica de mantenimiento para gabinete de protección 81A4 y plan de ejecución de pruebas a dispositivo electrónico inteligente (IED) en la bahía de línea “Reserva” de la subestación GIS 138 kV de la central Delsitanisagua”**, con autoría del estudiante **Diego Fernando Macas Díaz** portador de la cédula de identidad N°**1104420185**, es textual, verdadera y correcta a mi mejor saber y entender.

Autorizo al interesado a hacer uso del presente para los fines que considere pertinente.

William Mauricio Rojas Cumbicus
NIVEL INTERMEDIO B2-INGLÉS
MDT-OC-330285