

UNIVERSIDAD POLITÉCNICA SALESIANA

SEDE CUENCA

CARRERA DE INGENIERÍA ELÉCTRICA

Trabajo de Titulación previo a la obtención del título de:

INGENIERO ELÉCTRICO

Proyecto técnico con enfoque investigativo

DISEÑO E IMPLEMENTACIÓN DE TABLERO DE PRUEBAS PARA
DISPOSITIVOS ELECTRÓNICOS INTELIGENTES (IED's) DE CONTROL Y
PROTECCIÓN DEL LABORATORIO DE CONTROL, AUTOMATIZACIÓN Y
PROTECCIONES DE LA EMPRESA ELÉCTRICA REGIONAL CENTROSUR
C.A.

AUTORES:

FRANCISCO ANTONIO ARAUJO VAZQUEZ

CRISTIAN GABRIEL BERMEO CALLE

TUTOR:

ING. PABLO DANIEL ROBLES LOVATO MSc.

Cuenca – Ecuador

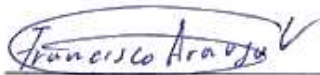
2018

CESIÓN DE DERECHOS DE AUTOR

Nosotros, Francisco Antonio Araujo Vazquez, con cedula de identidad 0301833117, y Cristian Gabriel Bermeo Calle, con cedula de identidad 0301721239, manifestamos nuestra voluntad y cedemos a la Universidad Politécnica Salesiana la titularidad sobre los derechos patrimoniales en virtud, de que somos autores del trabajo de titulación: “DISEÑO E IMPLEMENTACIÓN DE TABLERO DE PRUEBAS PARA DISPOSITIVOS ELECTRÓNICOS INTELIGENTES (IED’s) DE CONTROL Y PROTECCIÓN DEL LABORATORIO DE CONTROL, AUTOMATIZACIÓN Y PROTECCIONES DE LA EMPRESA ELÉCTRICA REGIONAL CENTROSUR C.A.”, mismo que ha sido desarrollado para optar por el título de Ingeniero Eléctrico, en la Universidad Politécnica Salesiana, quedando la Universidad facultada para ejercer plenamente los derechos cedidos anteriormente.

En aplicación a lo determinado en la Ley de Propiedad Intelectual, en nuestra condición de autores, nos reservamos los derechos morales de la obra citada. En concordancia suscribimos este documento en el momento que se realice la entrega del trabajo final en formato impreso y digital a la Biblioteca de la Universidad Politécnica Salesiana.

Cuenca, marzo de 2018.



Francisco Antonio Araujo Vazquez

C.I 0301833117



Cristian Gabriel Bermeo Calle

C.I 0301721239

CERTIFICACIÓN

Yo, Pablo Daniel Robles Lovato, declaro que, bajo mi tutoría fue desarrollado el trabajo de titulación “DISEÑO E IMPLEMENTACIÓN DE TABLERO DE PRUEBAS PARA DISPOSITIVOS ELECTRÓNICOS INTELIGENTES (IED’s) DE CONTROL Y PROTECCIÓN DEL LABORATORIO DE CONTROL, AUTOMATIZACIÓN Y PROTECCIONES DE LA EMPRESA ELÉCTRICA REGIONAL CENTROSUR C.A.”, desarrollado por Francisco Antonio Araujo Vazquez y Cristian Gabriel Bermeo Calle, obteniendo el Proyecto Técnico con Enfoque Investigativo, que cumple con todos los requisitos estipulados por la Universidad Politécnica Salesiana.

Cuenca, marzo de 2018.

A handwritten signature in blue ink, appearing to read 'Pablo Robles', with a light blue circular stamp or watermark behind it.

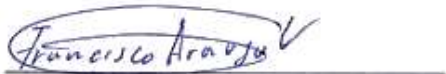
Ing. Pablo Daniel Robles Lovato MsC.

C.I 0101663342

DECLARATORIA DE RESPONSABILIDAD

Nosotros, Francisco Antonio Araujo Vazquez, con cedula de identidad 0301833117, y Cristian Gabriel Bermeo Calle, con cedula de identidad 0301721239, autores del trabajo de titulación: “DISEÑO E IMPLEMENTACIÓN DE TABLERO DE PRUEBAS PARA DISPOSITIVOS ELECTRÓNICOS INTELIGENTES (IED’s) DE CONTROL Y PROTECCIÓN DEL LABORATORIO DE CONTROL, AUTOMATIZACIÓN Y PROTECCIONES DE LA EMPRESA ELÉCTRICA REGIONAL CENTROSUR C.A.”, certificamos que el total contenido de este proyecto técnico con enfoque investigativo es de nuestra exclusiva responsabilidad y autoría.

Cuenca, marzo de 2018.



Francisco Antonio Araujo Vazquez

C.I 0301833117



Cristian Gabriel Bermeo Calle

C.I 0301721239

DEDICATORIA

A mis padres, Francisco y Tere, que me han dado su apoyo incondicional para el alcance de esta meta tan importante en mi vida.

A mis familiares y seres queridos, Diana, Josué, Aarón y Patricia, por todo el apoyo brindado.

Francisco.

AGRADECIMIENTOS

Al tutor del proyecto, Ing. Pablo Robles, que con sus conocimientos y preocupación nos dio un apoyo importante para el desarrollo y finalización de la tesis.

A mi compañero de proyecto, Cristhian Bermeo, por compartir sus conocimientos y con esto haber logrado los objetivos propuestos.

Francisco.

DEDICATORIA

A mi madre María, por ser un ejemplo para seguir, enseñarme y guiarme en el camino de la vida, demostrarme que todo se logra con esfuerzo y paciencia.

A mis hermanos por el apoyo brindado todo este tiempo, gracias a ellos se logró culminar con las metas planteadas.

Cristian

AGRADECIMIENTO

Mi sincero agradecimiento al Ing. Pablo Robles, por el apoyo y conocimientos compartidos para lograr la culminación del proyecto.

A mi compañero Francisco Araujo por compartir su tiempo y conocimientos, y de esta manera haber logrado la meta que nos planteamos al comienzo del proyecto.

Cristian

RESUMEN

En este proyecto se realiza el diseño de tablero de pruebas para Dispositivos Electrónicos Inteligentes IED's de Control y Protección, que la Empresa Eléctrica Regional CENTROSUR C.A tiene instalados en sus Sistemas de Distribución (Alimentadores Primarios y Transformadores de Subestación) y Subtransmisión (Líneas de Subtransmisión). En base a conceptos básicos de Protecciones de Sistemas Eléctricos de Potencia, se realiza la definición de la filosofía de protecciones en alimentadores primarios, transformadores de subestación y líneas de subtransmisión de la Empresa Eléctrica CENTROSUR. Se define el funcionamiento general de un IED (módulos principales) y se detallan los equipos que la CENTROSUR utiliza en los sistemas descritos anteriormente. Se proponen plantillas de pruebas para cada IED y se definen los escenarios posibles para sus pruebas. El diseño de los tableros consta de un diseño físico y un diseño eléctrico, en los cuales se detallan todos los elementos que componen dichos tableros, para asegurar un correcto funcionamiento en las pruebas que se ejecuten. De acuerdo con los diseños, se implementa el tablero correspondiente a alimentadores primarios, en el cual se comprueba su funcionamiento realizando pruebas de cada uno de los equipos.

ABSTRACT

In this project the design of the test board for Intelligent Electronic Devices IED's of Control and Protection is carried out, which the Empresa Eléctrica Regional CENTROSUR CA has installed in its Distribution Systems (Primary Feeders and Substation Transformers) and Subtransmission (Subtransmission Lines). Based on the basic concepts of Protections of Power Electric Systems, the definition of the protection philosophy in primary feeders, transformers of substation and subtransmission lines of the Electric Company CENTROSUR is made. The general functioning of an IED (main modules) is defined and the equipment that CENTROSUR uses in the systems described above is detailed. Test templates are proposed for each IED and possible scenarios are defined for your tests. The design of the boards consists of a physical design and an electrical design, in which all the elements that make up said boards are detailed, to ensure a correct operation in the tests that are executed. According to the designs, the board corresponding to primary feeders is implemented, in which its operation is checked by testing each of the equipment.

CONTENIDOS

CAPÍTULO 1. INTRODUCCIÓN	1
1.1 Antecedentes.....	1
1.2 Justificación.....	1
1.3 Objetivos y Alcance.....	1
1.3.1 Objetivos Generales.....	1
1.3.2 Objetivos Específicos.....	1
1.3.3 Alcance.....	2
CAPÍTULO 2. DEFINICIONES GENERALES DE LOS SISTEMAS ELÉCTRICOS DE POTENCIA.....	5
2.1 Conceptos Generales de los Sistemas Eléctricos de Potencia (S.E.P).....	5
2.2 Perturbaciones en los Sistemas Eléctricos de Potencia.....	6
2.2.1 Clases de perturbaciones.....	6
2.2.1.1 Perturbaciones transitorias.....	6
2.2.1.2 Perturbaciones permanentes.....	6
2.2.2 Causas de las perturbaciones.....	7
2.2.3 Cortocircuito.....	7
2.2.3.1 Estudio de la corriente de cortocircuito.....	7
2.2.3.2 Tipos de cortocircuito.....	8
2.2.4 Sobrecarga.....	8
2.2.5 Subtensión.....	9
2.2.6 Sobretensión.....	9
2.2.7 Variaciones de Frecuencia.....	10
2.3 Subestaciones Eléctricas.....	10
2.3.1 Tipos de Subestaciones Eléctricas.....	10
2.3.2 Transformadores de Potencia.....	13
2.3.2.1 Conexiones de Transformadores de Potencia.....	14
2.3.3 Esquemas eléctricos de Subestaciones.....	16
2.4 Sistema de Distribución.....	18
2.4.1 Alimentadores Primarios.....	20
2.4.2 Configuraciones de Sistemas de Distribución.....	21
2.4.2.1 Radial.....	21
2.4.2.2 Anillo.....	22
2.4.2.3 Malla.....	23
CAPÍTULO 3. PROTECCIÓN DE SISTEMAS ELÉCTRICOS DE POTENCIA.....	25
3.1 Propósito de las protecciones.....	25

3.2 Configuración de un sistema de protección.	25
3.3 Características de un sistema de protección.....	26
3.3.1 Sensibilidad.....	26
3.3.2 Selectividad.....	26
3.3.3 Rapidez.	27
3.3.4 Confiabilidad.....	27
3.4 Filosofía de protecciones.	27
3.5 Protección principal de un sistema de protección.	28
3.6 Protección de respaldo de un sistema de protección.	28
3.7 Relés de Protección.....	30
3.8 Transformadores de medida y protección.	31
3.8.1 Requerimientos Generales para transformadores de medida y protección.	32
3.8.2 Transformadores de corriente (TC).....	35
3.8.2.1 Circuito equivalente.	36
3.8.2.2 Simbología, puntos de conexión y marcas de polaridad.	38
3.8.2.3 Conexiones.....	39
3.8.2.4 Relaciones de Transformación.....	41
3.8.2.5 Carga nominal o Burden.	42
3.8.3 Transformadores de tensión (TP).....	44
3.8.3.1 Circuito equivalente.	44
3.8.3.2 Tipos de TP.	45
3.8.3.3 Potencia nominal.....	45
3.8.3.4 Error de tensión.....	46
3.8.3.5 Conexiones.....	46
3.9 Elementos de Control.....	47
3.9.1 Interruptor automático (Norma ANSI 52).....	47
3.9.1.1 Características importantes.	48
3.9.1.2 Sistemas de un Interruptor Automático.....	49
3.9.1.3 Tipos de Interruptores según su diseño.	51
3.9.2 Seccionadores.	52
3.10 Funciones de protección.....	53
3.10.1 Protección de sobrecorriente no direccional - Norma ANSI: 50 (Instantánea) / 51 (Con Retardo de tiempo).....	53
3.10.1.1 Protección de sobrecorriente instantánea (ANSI 50-50N).....	54
3.10.1.2 Protección de sobrecorriente no direccional con retardo (ANSI 51- 51N).	55
3.10.1.3 Principios de coordinación de protecciones de sobrecorriente.	59
3.10.2 Protección de sobrecorriente direccional (Norma ANSI: 67/67N).	60

3.10.2.1 Principio de funcionamiento.....	61
3.10.2.2 Conexiones.....	62
3.10.2.3 Aplicaciones.....	64
3.10.2.4 Principios de coordinación.....	65
3.10.3 Protección de fallo de interruptor (Norma ANSI: 50BF).....	67
3.10.4 Protección de máxima tensión (Norma ANSI: 59) y mínima tensión (Norma ANSI: 27)	68
3.10.5 Protección de distancia (Norma ANSI: 21/21N)	68
3.10.5.1 Zonas de Protección.....	69
3.10.5.2 Características de disparo.....	71
3.10.5.3 Tele protección.....	74
3.10.6 Protección diferencial (Norma ANSI: 87)	75
3.10.6.1 Protección diferencial de transformador (Norma ANSI: 87T).....	77
3.10.6.1.1 Corrección fasorial en relés numéricos (IED).....	79
3.10.6.1.2 Característica de disparo.	80
3.10.6.1.3 Restricción por armónicos.	81
3.10.6.2 Protección diferencial de línea (Norma ANSI: 87L)	81
3.10.6.2.1 Principio de funcionamiento.	82
3.10.6.2.2 Tele protección.....	83
3.10.6.2.3 Sincronización.....	83
3.10.6.2.4 Medios de comunicación.	84
3.10.7 Protección contra sobreflujo magnético en un transformador de potencia (Norma ANSI: 24).	84
3.10.7.1 Funcionamiento.....	85
3.10.7.2 Características de disparo.....	86
3.10.8 Recierre (Norma ANSI: 79).....	86
3.10.8.1 Coordinación con otros elementos de protección.	88
3.10.8.1.1 Coordinación Reconectador – Relé de sobrecorriente.	89
3.10.8.1.2 Coordinación Reconectador – Fusible.	91
3.10.9 Protección de mínima frecuencia (Norma ANSI: 81U).....	93
3.10.9.1 Funcionamiento.....	93
CAPÍTULO 4. SISTEMA DE PROTECCIÓN Y CONTROL DE LA EMPRESA ELÉCTRICA REGIONAL CENTROSUR C.A.....	96
4.1 Características generales del S.E.P de la Empresa Eléctrica Regional CENTROSUR C.A.	96
4.2 Simbología de elementos.	98
4.3 Filosofía de Control y Protecciones en Líneas de Subtransmisión de la Empresa Eléctrica Regional CENTROSUR C.A.....	101

4.4 Filosofía de Control y Protecciones en Transformadores de Subestación de la Empresa Eléctrica Regional CENTROSUR C.A.	104
4.5 Filosofía de Control y Protecciones en Alimentadores Primarios de la Empresa Eléctrica Regional CENTROSUR C.A.	107
CAPÍTULO 5. DISPOSITIVOS ELECTRÓNICOS INTELIGENTES (IED's) DE CONTROL Y PROTECCIÓN DE LA EMPRESA ELÉCTRICA REGIONAL CENTROSUR C.A.	113
5.1 Conceptos Generales.	113
5.1.1 Módulos principales de los IED's.	115
5.2 IED ABB RED 670 para protección diferencial de línea.	115
5.3 IED ABB RET 670 para protección de transformador.	117
5.4 IED ABB REF 630 para protección y control de alimentador.	118
5.5 Dispositivo de Control de Potencia PCD ABB.	119
5.6 IED Schneider Electric MiCOM P643 para protección y control de transformador.	121
5.7 IED Siemens 7SD53 para protección diferencial de línea.	123
5.8 IED Siemens 7SR224 controlador de reconectador.	125
5.9 IED Siemens 7SJ85 para protección de sobreintensidad.	127
5.10 Unidad de prueba universal de dispositivos de protección OMICRON CMC 356.	129
CAPÍTULO 6. GUÍAS PARA PRUEBAS DE IED's DE CONTROL Y PROTECCIÓN DE LA EMPRESA ELECTRICA REGIONAL CENTROSUR C.A.	132
6.1 Guía para pruebas de IED's de control y protección utilizados en alimentadores primarios.	132
6.2 Guía para pruebas de IED's de control y protección utilizados en transformadores de subestación.	160
6.3 Guía para pruebas de IED's de control y protección utilizados en líneas de subtransmisión.	170
6.4 Pruebas con software Test Universe.	184
6.4.1 Pruebas con módulo QuickCMC.	185
6.4.2 Pruebas con módulo Overcurrent.	188
6.4.3 Pruebas con módulo Ramping.	192
6.4.4 Pruebas con módulo Autoreclosure.	199
6.4.5 Pruebas con módulos Differential y Advanced Differential.	202
6.4.6 Pruebas con módulos Distance y Advanced Distance.	208
6.5 Conexión de equipos.	211
6.5.1 Conexión de generadores de corriente – CMC 356.	214
6.5.2 Conexión de generadores de tensión – CMC 356.	217
6.5.3 Conexión de generadores de voltaje y corriente – CMC 356.	219

CAPÍTULO 7. DISEÑO DE TABLERO DE PRUEBAS.	222
7.1 Revisión de la Norma Técnica Ecuatoriana NTE INEN 2568:2010 (Tableros, Gabinetes, Cajas de paso de alumbrado, Racks y Accesorios de Rack)	222
7.2 Diseño de tablero de pruebas para Alimentadores primarios.....	224
7.2.1 Diseño Físico del Tablero.	224
7.2.1.1 Diseño de paneles frontales y disposición de equipos.	225
7.2.1.2 Lista de equipos, elementos y materiales según su ubicación y función. ...	229
7.2.2 Diseño Eléctrico del Tablero.....	231
7.2.2.1 Datos técnicos de IED's.	231
7.2.2.2 Datos técnicos de elementos de paneles frontales.....	233
7.2.2.3 Datos técnicos de Relés 11 pines - 3 contactos - Circuito de Módulo de Interruptor.	234
7.2.2.4 Datos técnicos de fuentes DC.	235
7.2.2.5 Dimensionamiento de Breakers AC y DC.	235
7.2.2.6 Dimensionamiento de conductores.	239
7.2.2.7 Datos técnicos de borneras de paso.....	241
7.2.3 Presupuesto.	241
7.2.4 Pruebas de tablero implementado.	243
7.3 Diseño de tablero para Transformadores de subestación.	245
7.3.1 Diseño físico del tablero.	245
7.3.1.1 Diseño de paneles frontales y disposición de equipos.	245
7.3.1.2 Lista de equipos, elementos y materiales según su ubicación y función. ...	247
7.3.2 Diseño eléctrico del tablero.....	250
7.3.2.1 Datos técnicos de IED's.	250
7.3.2.2 Datos técnicos de elementos de paneles frontales.....	252
7.3.2.3 Datos técnicos de Relés 11 pines - 3 contactos - Circuito de Módulo de Interruptor.	252
7.3.2.4 Datos técnicos de fuentes DC.	253
7.3.2.5 Dimensionamiento de Breakers AC y DC.	253
7.3.2.6 Dimensionamiento de conductores.	256
7.3.2.7 Datos técnicos de borneras de paso.....	258
7.3.3 Presupuesto.	258
7.4 Diseño de tablero para Líneas de subtransmisión.	260
7.4.1 Diseño físico del tablero.	260
7.4.1.1 Diseño de paneles frontales y disposición de equipos.	260
7.4.1.2 Lista de equipos, elementos y materiales según su ubicación y función. ...	262
7.4.2 Diseño eléctrico del tablero.....	265

7.4.2.1 Datos técnicos de IED's.....	265
7.4.2.2 Datos técnicos de elementos de paneles frontales.....	268
7.4.2.3 Datos técnicos de Relés 11 pines - 3 contactos - Circuito de Módulo de Interruptor.	268
7.4.2.4 Datos técnicos de fuentes DC.	269
7.4.2.5 Dimensionamiento de Breakers AC y DC.	269
7.4.2.6 Dimensionamiento de conductores.	274
7.4.2.7 Datos técnicos de borneras de paso.....	276
7.4.3 Presupuesto.	276
8. CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES.....	279
ANEXOS.	283
Referencias Bibliográficas.....	359

ÍNDICE DE FIGURAS

Figura 1. Sistema Eléctrico de Potencia (S.E.P). (Abdelhay & O.P, 2011), (Elaboración propia)	5
Figura 2. Aspectos importantes para cálculo de corrientes de cortocircuito. (Abdelhay & O.P, 2011), (Elaboración propia).....	8
Figura 3. Subestación de Transformación. (QUE, 2010).....	12
Figura 4. Subestación de Maniobras. (ASC, 2010).....	12
Figura 5. Subestación Interior. (Subestaciones Eléctricas).....	13
Figura 6. Subestación Intemperie. (NotiSur, 2015)	13
Figura 7. Actividades a cargo de las empresas de distribución de energía eléctrica. (Abdelhay & O.P, 2011), (Elaboración propia)	19
Figura 8. Sistema de Distribución. (Abdelhay & O.P, 2011), (Elaboración propia)	20
Figura 9. Alimentador Primario. (Abdelhay & O.P, 2011), (Elaboración propia).....	21
Figura 10. Configuración Radial. (Abdelhay & O.P, 2011), (Sistemas de Distribucion), (Elaboración propia).	22
Figura 11. Configuración en Anillo. (Abdelhay & O.P, 2011), (Sistemas de Distribucion), (Elaboración propia).	23
Figura 12. Configuración en Malla. (Abdelhay & O.P, 2011), (Sistemas de Distribucion)(Elaboración propia).	24
Figura 13. Zonas de Protección. (Elaboración propia), (Romero).....	26
Figura 14. Protección de respaldo. (Elaboración propia), (Romero)	29
Figura 15. Protección Principal y Protección de respaldo. (Elaboración propia), (Romero)	29
Figura 16. Funcionamiento general de un Relé de Protección. (Ramirez Castaño, 2003), (Elaboración propia)	30
Figura 17. Relé numérico Siemens. (Siemens, SIPROTEC 5, s.f.)	31
Figura 18. Impulso tipo rayo. (IEEE, IEEE Standard for Insulation - IEEE Std C62.82.1 2010, 2011).....	35
Figura 19. Circuito equivalente de un TC. (Elaboración propia), (Montano, 2011).....	36
Figura 20. Características del circuito equivalente del TC. (Elaboración propia), (Montano, 2011)	37
Figura 21. Diagrama fasorial de un TC. (Elaboración propia), (Montano, 2011)	37
Figura 22. Simbología, puntos de conexión y marcas de polaridad de un TC. (Montano, 2011), (Elaboración propia)	39
Figura 23. Conexión Estrella TC. (Elaboración propia), (Romero).....	40
Figura 24. Conexión Triangulo TC. (Elaboración propia), (Romero)	41
Figura 25. Circuito equivalente de un TP (Elaboración propia), (Ramirez Castaño, 2003)	45
Figura 26. Conexión Estrella TP. (Elaboración propia), (Ramirez Castaño, 2003).....	46

Figura 27. Conexión en V TP. (Elaboración propia), (Ramirez Castaño, 2003)	47
Figura 28. Tiempo total de despeje de fallas en un interruptor. (Hewitson, Brown, & Balakrishnan, 2005), (Elaboración propia)	49
Figura 29. Contactos indicadores del estado de un Interruptor. (Elaboración propia), (ABB, ADVAC-Medium Voltage Vacuum Circuit Breaker).....	51
Figura 30. Interruptor de tanque muerto e Interruptor de tanque vivo. (Omicron, Aparato de prueba de impedancia / de disyuntores / de alta tensión / motorizado, 2017), (Electricidad, 2012)	51
Figura 31. Seccionadores cuchillas giratorias y cuchillas deslizantes. (UTN)	52
Figura 32. Seccionador fusible ubicado en red eléctrica de distribución. (Siemens, Interruptor seccionador de fusible / de tensión media / compacto / de exterior, 2017)	53
Figura 33. Curva de daño de equipos. (Barrantes Pinela, 2011).....	54
Figura 34. Niveles de falla en un sistema radial – Sobrecorriente instantánea. (Elaboración propia), (Ramirez Castaño, 2003)	55
Figura 35. Protección de sobrecorriente de tiempo definido. (Elaboración propia), (Barrantes Pinela, 2011).....	56
Figura 36. Característica de tiempo inverso. (Elaboración propia), (Barrantes Pinela, 2011).....	57
Figura 37. Curvas de la protección de sobrecorriente 50-51. (Ramirez Alanis, 2005).....	59
Figura 38. Coordinación de protecciones de sobrecorriente con retardo de tiempo 51 – característica de tiempo inverso. (Elaboración propia), (Gers J. M., 2013).....	60
Figura 39. Aplicación de la protección de sobrecorriente direccional. (Gers & Edward, 2011), (Elaboración propia)	61
Figura 40. Puntos de referencia para relés de sobrecorriente direccional. (Romero), (Elaboración propia).	62
Figura 41. Conexión de cuadratura. (Tamasco, 2007), (Elaboración propia).....	63
Figura 42. Conexión de cuadratura – 30°. (Tamasco, 2007), (Elaboración propia).....	63
Figura 43 Conexión de cuadratura – 45°. (Tamasco, 2007), (Elaboración propia).....	64
Figura 44. Ejemplo de coordinación de protecciones de sobrecorriente direccional 67. (Elaboración propia), (Bertrand, 2000).....	66
Figura 45. Ejemplo de funcionamiento de la protección 50BF. (Siemens, SIPROTEC 7SD53), (Elaboración propia)	67
Figura 46. Principio de funcionamiento de la Protección de distancia. (Hewitson, Brown, & Balakrishnan, 2005), (Elaboración propia)	69
Figura 47. Zonas de Protección – Protección de distancia. (Elaboración propia), (Tamasco, 2007)	70
Figura 48. Característica MHO. (Elaboración propia), (Hewitson, Brown, & Balakrishnan, 2005)	71
Figura 49. Característica MHO-Zonas de Protección. (Elaboración propia), (Tamasco, 2007)	72
Figura 50. Característica Cuadrilateral - Zonas de Protección. (Elaboración propia), (Tamasco, 2007)	73

Figura 51. Configuración de una protección diferencial. (Elaboración propia), (Ramirez Castaño, 2003)	75
Figura 52. Configuración de una protección diferencial con restricción. (Elaboración propia), (Gers & Edward, 2011)	76
Figura 53. Curva de Operación y No operación de una protección diferencial con restricción. (Elaboración propia), (Gers & Edward, 2011).....	77
Figura 54. Protección diferencial de transformador. (Elaboración propia), (Gers & Edward, 2011).....	78
Figura 55. Característica de disparo de protección diferencial de transformador 87T. (Elaboración propia), (Ziegler, 2005)	80
Figura 56. Protección diferencial de línea. (Elaboración propia), (ABB, Protección diferencial de Línea RED 670, 2011)	82
Figura 57. Principio de funcionamiento de la protección diferencial de línea 87L. (Siemens, SIPROTEC 7SD53), (Elaboración propia)	83
Figura 58. Curva de magnetización. (Elaboración propia), (UDELAR)	85
Figura 59. Característica de disparo de una protección de sobreflujo magnético. (Elaboración propia), (Freire Coral)	86
Figura 60. Secuencia típica de operación de Función de Recierre 79. (Elaboración propia), (Gers & Edward, 2011)	87
Figura 61. Curvas de tiempo inverso de la función de Recierre. (Elaboración propia), (Gers & Edward, 2011).....	89
Figura 62. Coordinación Reconectador – Relé de sobrecorriente. (Elaboración propia), (IEEE, IEEE Std C37.104 Guide for Automatic Reclosing of Circuit Breakers for AC Distribution and Transmission Lines, 2012).....	90
Figura 63. Coordinación Reconectador – Fusible aguas arriba. (Elaboración propia), (Gers J. M., 2013)	92
Figura 64. Coordinación Reconectador – Fusible aguas abajo. (Elaboración propia), (Gers J. M., 2013)	93
Figura 65. Escalones de frecuencia. (Elaboración propia), (Siemens, SIPROTEC 5 Protección de Sobreintensidad 7SJ85).....	95
Figura 66. Denominación de Alimentadores Primarios - Centrosur. (Larriva, 2017), (Elaboración propia)	98
Figura 67. Diagrama de Control y Protección de Líneas de Subtransmisión. (Novillo, Filosofía de Protecciones - CENTROSUR, 2017), (CENTROSUR, 2015), (Elaboración propia)	101
Figura 68. Diagrama de Control y Protección de Transformadores de Subestación. (Novillo, Filosofía de Protecciones - CENTROSUR, 2017), (CENTROSUR, 2015), (Elaboración propia)	104
Figura 69. Diagrama de Control y Protección 1 de Alimentadores Primarios. (Novillo, Filosofía de Protecciones - CENTROSUR, 2017), (CENTROSUR, 2015), (Elaboración propia)	107
Figura 70. Característica de tiempo inverso combinada con una unidad instantánea. (Novillo, Filosofía de Protecciones - CENTROSUR, 2017), (Elaboración propia).	109

Figura 71. Diagrama de Control y Protección 2 de Alimentadores Primarios. (Novillo, Filosofía de Protecciones - CENTROSUR, 2017), (CENTROSUR, 2015), (Elaboración propia)	111
Figura 72. Diagrama general de un IED. (Hewitson, Brown, & Balakrishnan, 2005) ...	114
Figura 73. IED ABB RED 670 para protección diferencial de línea. (ABB, Protección diferencial de Línea RED 670, 2011)	116
Figura 74. Aplicación del IED RED 670 a una línea de dos terminales. (ABB, Protección diferencial de Línea RED 670, 2011)	117
Figura 75. IED ABB RET 670 para protección de transformador. (ABB, IED RET 670 de protección de Transformador, 2007).....	118
Figura 76. IED ABB REF 630 para protección y control de alimentador. (ABB, Protección y Control de Alimentador REF630).....	119
Figura 77. Dispositivo de Control de Potencia PCD ABB. (ABB, OVR outdoor vacuum reclosers)	120
Figura 78. IED MiCOM P643 para Protección y Control de Transformador. (SchneiderElectric)	121
Figura 79. Diagrama funcional - IED MiCOM P643 para Protección y Control de Transformador. (SchneiderElectric).....	122
Figura 80. IED Siemens 7SD53 para protección diferencial de línea. (Siemens, SIPROTEC 7SD53)	123
Figura 81. Estructura de Hardware – IED 7SD53 para protección diferencial de línea. (Siemens, SIPROTEC 7SD53)	124
Figura 82. IED Siemens 7SR224 controlador de reconectador. (Siemens, Reyrolle 7SR224 Argus).....	125
Figura 83. Diagrama funcional - IED Siemens 7SR224 controlador de reconectador. (Siemens, Reyrolle 7SR224 Argus).....	126
Figura 84. IED Siemens 7SJ85 para protección de sobreintensidad. (Siemens, SIPROTEC 5 Protección de Sobreintensidad 7SJ85)	127
Figura 85. Ejemplo de configuración de IED 7SJ85 para aplicación a líneas. (Siemens, SIPROTEC 5 Protección de Sobreintensidad 7SJ85)	128
Figura 86. Unidad de prueba universal de dispositivos de protección OMICRON CMC 356. (Omicron, CMC 356 El equipo de prueba universal de relés y de puesta en servicio., 2013).....	130
Figura 87. Característica de disparo – curva de tiempo inverso – fallas F-N. (IEEE, IEEE Std C37.112-1996, 1996), (Elaboración propia)	134
Figura 88. Característica de reposición – curva de tiempo inverso – fallas F-N. (IEEE, IEEE Std C37.112-1996, 1996), (Elaboración propia)	135
Figura 89. Característica de tiempo inverso – característica instantánea – fallas entre fases. (IEEE, IEEE Std C37.112-1996, 1996), (Elaboración propia)	136
Figura 90. Rampas t/Corriente para pruebas de arranque y reposición. (Omicron, Soluciones de Prueba para sistemas de protección y medida, 2014), (Elaboración propia).....	139
Figura 91. Rampa - Señal Frecuencia- variable, Tensión-fija. (Elaboración propia)	143

Figura 92. Rampa - Señal Tensión- variable, Frecuencia-fija. (Elaboración propia).	144
Figura 93. Rampa - Señal Tensión – fija, Frecuencia variable – estabilización en frecuencia nominal (Reposición). (Omicron, Soluciones de Prueba para sistemas de protección y medida, 2014), (Elaboración propia).....	144
Figura 94. Ejemplo de operación de Función 79 para fallas transitorias. (Tamasco, 2007), (Elaboración propia).....	147
Figura 95. Ejemplo de operación de Función 79 para fallas permanentes. (Tamasco, 2007), (Elaboración propia).....	148
Figura 96. Características de tiempo inverso Función 51N – Función 79. (IEEE, IEEE Std C37.112-1996, 1996), (Elaboración propia).....	148
Figura 97. Características de reposición – curvas de tiempo inverso Función 51N – Función 79. (IEEE, IEEE Std C37.112-1996, 1996), (Elaboración propia).....	149
Figura 98. Características de tiempo inverso Función 51 – Función 79. (IEEE, IEEE Std C37.112-1996, 1996), (Elaboración propia).....	149
Figura 99. Características de reposición – curvas de tiempo inverso Función 51 – Función 79. (IEEE, IEEE Std C37.112-1996, 1996), (Elaboración propia).....	150
Figura 100. Rampas t/V para arranque y disparo de cada escalón – Función 59. (Omicron, Soluciones de Prueba para sistemas de protección y medida, 2014), (Elaboración propia).....	154
Figura 101. Rampas t/V para reposición de cada escalón – Función 59. (Omicron, Soluciones de Prueba para sistemas de protección y medida, 2014), (Elaboración propia).....	155
Figura 102. Rampas t/V para arranque y disparo de cada escalón – Función 27. (Omicron, Soluciones de Prueba para sistemas de protección y medida, 2014), (Elaboración propia).....	158
Figura 103. Rampas t/V para reposición de cada escalón – Función 27. (Omicron, Soluciones de Prueba para sistemas de protección y medida, 2014), (Elaboración propia).....	159
Figura 104. Característica típica de disparo de un IED de protección diferencial 87T. (Elaboración propia), (Ziegler, 2005).....	161
Figura 105. Característica de disparo y restricción de un IED de protección diferencial 87T. (Elaboración propia), (Ziegler, 2005), (SchneiderElectric).....	164
Figura 106. Característica de tiempo inverso – Función de protección 24. (SchneiderElectric), (Elaboración propia).....	167
Figura 107. Característica de reposición – Función de protección 24. (SchneiderElectric), (Elaboración propia).....	168
Figura 108. Rampas t/V y t/HZ para Arranque y reposición – Función de protección 24. (Omicron, Soluciones de Prueba para sistemas de protección y medida, 2014), (Elaboración propia).....	170
Figura 109. Característica de operación – Función 87L - IED 7SD53. (Siemens, SIPROTEC 7SD53) (Elaboración propia).....	172
Figura 110. Corrientes de carga capacitiva en líneas. (ABB, Line Differential Protection RED670 2.1 IEC Application Manual, 2016), (Elaboración propia).....	173

Figura 111. Característica de operación – Función 87L - IED RED670. (ABB, Line Differential Protection RED670 2.1 IEC Application Manual, 2016), (Elaboración propia).....	174
Figura 112. Características de arranque – Función 87L - IED 7SD53. (Siemens, SIPROTEC 7SD53) (Elaboración propia).....	178
Figura 113. Característica de disparo MHO – Función 87L – IED 7SD53 – RED670. (Siemens, SIPROTEC 7SD53), (ABB, Line Differential Protection RED670 2.1 IEC Application Manual, 2016) (Elaboración propia).....	179
Figura 114. Característica de disparo Cuadrilateral – Función 87L – IED 7SD53 – RED670. (Siemens, SIPROTEC 7SD53), (ABB, Line Differential Protection RED670 2.1 IEC Application Manual, 2016) (Elaboración propia).....	180
Figura 115. Característica direccional – Función 67. (ABB, Line Differential Protection RED670 2.1 IEC Application Manual, 2016), (Elaboración propia)	183
Figura 116. Menú principal – Test Universe 3.10. (Omicron, Software Test Universe 3.10, 2016).....	185
Figura 117. Ajustes de dispositivo a probar – Test Universe 3.10. (Omicron, Software Test Universe 3.10, 2016).....	185
Figura 118. Definición de parámetros en módulo QuickCMC. (Omicron, Software Test Universe 3.10, 2016).....	186
Figura 119. Valores de tensión y corriente correspondiente a falla L1-E – Función 50/51 - QuickCMC. (Omicron, Software Test Universe 3.10, 2016).....	187
Figura 120. Configuración de paso/rampa de señal de corriente de falla – QuickCMC. (Omicron, Software Test Universe 3.10, 2016).....	187
Figura 121. Configuración de característica de tiempo inverso – Función 51 - Overcurrent. (Omicron, Software Test Universe 3.10, 2016).....	188
Figura 122. Parámetros de protección de sobrecorriente – Función 50/51 - Overcurrent. (Omicron, Software Test Universe 3.10, 2016).....	188
Figura 123. Características de tiempo inverso y tiempo definido – Función 50/51 - Overcurrent. (Omicron, Software Test Universe 3.10, 2016).....	189
Figura 124. Pruebas de disparo para distintas fallas - no direccional – Overcurrent. (Omicron, Software Test Universe 3.10, 2016).....	189
Figura 125. Pruebas de arranque y reposición – Overcurrent. (Omicron, Software Test Universe 3.10, 2016).....	190
Figura 126. Configuración para pruebas de sobrecorriente Direccional – Función 67 - Overcurrent. (Omicron, Software Test Universe 3.10, 2016).....	190
Figura 127. Configuración de parámetros direccionales –Función 67 – Overcurrent. (Omicron, Software Test Universe 3.10, 2016).....	191
Figura 128. Pruebas de disparos para distintas fallas – Función 67 - Overcurrent. (Omicron, Software Test Universe 3.10, 2016).....	192
Figura 129. Configuración de Rampa para valores de falla – Arranque y Reposición – Función 51 - Ramping. (Omicron, Software Test Universe 3.10, 2016).....	193
Figura 130. Rampa para valores de falla – Arranque y Reposición- Función 51 – Ramping. (Omicron, Software Test Universe 3.10, 2016)	193

Figura 131. Configuración de Rampa de tensión – Arranque, Disparo y Reposición – Función 59 – Ramping. (Omicron, Software Test Universe 3.10, 2016)	194
Figura 132. Rampa de tensión – Arranque, Disparo y Reposición – Función 59 – Ramping. (Omicron, Software Test Universe 3.10, 2016)	194
Figura 133. Configuración de Rampa de tensión – Arranque, Disparo y Reposición – Función 27 – Ramping. (Omicron, Software Test Universe 3.10, 2016)	195
Figura 134. Rampa de tensión – Arranque, Disparo y Reposición – Función 27 – Ramping. (Omicron, Software Test Universe 3.10, 2016)	195
Figura 135. Configuración de Rampa de frecuencia – Arranque, Disparo y Reposición – Función 81 – Ramping. (Omicron, Software Test Universe 3.10, 2016)	196
Figura 136. Rampa de frecuencia – Arranque, Disparo y Reposición – Función 81 – Ramping. (Omicron, Software Test Universe 3.10, 2016)	196
Figura 137. Configuración de Rampa de voltaje – Bloqueo – Función 81 – Ramping. (Omicron, Software Test Universe 3.10, 2016)	197
Figura 138. Rampa de voltaje – Bloqueo – Función 81 – Ramping. (Omicron, Software Test Universe 3.10, 2016).....	197
Figura 139. Configuración de Rampa de voltaje – Arranque, Disparo y Reposición – Función 24 – Ramping. (Omicron, Software Test Universe 3.10, 2016)	198
Figura 140. Rampa de voltaje – Arranque, Disparo y Reposición – Función 24 – Ramping. (Omicron, Software Test Universe 3.10, 2016)	198
Figura 141. Configuración de Rampa de voltaje y frecuencia – Arranque, Disparo y Reposición – Función 24 – Ramping. (Omicron, Software Test Universe 3.10, 2016)..	199
Figura 142. Rampa de voltaje y frecuencia – Arranque, Disparo y Reposición – Función 24 – Ramping. (Omicron, Software Test Universe 3.10, 2016)	199
Figura 143. Configuración de tipo de falla L2-N – Función 79 – Autoreclosure. (Omicron, Software Test Universe 3.10, 2016)	200
Figura 144. Configuración de Secuencia fallida – Función 79 – Autoreclosure. (Omicron, Software Test Universe 3.10, 2016)	201
Figura 145. Ajustes de evaluación – Función 79 – Autoreclosure. (Omicron, Software Test Universe 3.10, 2016).....	201
Figura 146. Oscilografía de Secuencia fallida – Función 79 – Autoreclosure. (Omicron, Software Test Universe 3.10, 2016).....	202
Figura 147. Configuración de característica de operación – Función 87T – Differential monofásico. (Omicron, Software Test Universe 3.10, 2016)	203
Figura 148. Definición de puntos de disparo - característica de operación – Función 87T – Differential monofásico. (Omicron, Software Test Universe 3.10, 2016)	204
Figura 149. Definición de puntos de disparo - característica de operación – Función 87T – Differential monofásico (Omicron, Software Test Universe 3.10, 2016)	204
Figura 150. Definición de puntos de disparo y tipo de falla – Función 87T – Diff Configuration. (Omicron, Software Test Universe 3.10, 2016).....	205
Figura 151. Datos de falla – Función 87T – Diff Configuration. (Omicron, Software Test Universe 3.10, 2016).....	206

Figura 152. Definición de valores para búsqueda de característica - Diff Operating Characteristic. (Omicron, Software Test Universe 3.10, 2016).....	207
Figura 153. Definición de valores para comprobación de tiempos de disparo - Diff Trip Time Characteristic. (Omicron, Software Test Universe 3.10, 2016).....	207
Figura 154. Definición de valores para prueba de restricción por armónicos - Diff Harmonic Restraint. (Omicron, Software Test Universe 3.10, 2016).....	208
Figura 155. Definición de parámetros de zonas – Función 21 – Distance. (Omicron, Software Test Universe 3.10, 2016).....	209
Figura 156. Configuración de característica – Función 21 – Distance. (Omicron, Software Test Universe 3.10, 2016).....	209
Figura 157. Definición de puntos de disparo y tipo de falla – Función 21 – Distance. (Omicron, Software Test Universe 3.10, 2016).....	210
Figura 158. Definición de puntos de disparo y tipo de falla en característica Cuadrilateral – Función 21 – Advanced Distance. (Omicron, Software Test Universe 3.10, 2016).....	211
Figura 159. Definición de valores para búsqueda de característica – Función 21 – Advanced Distance. (Omicron, Software Test Universe 3.10, 2016).....	211
Figura 160. Configuración de Hardware Salidas analógicas – Test Universe – CMC 356. (Omicron, Software Test Universe 3.10, 2016).....	212
Figura 161. Detalles de la Configuración de Hardware – Test Universe. (Omicron, Software Test Universe 3.10, 2016).....	213
Figura 162. Configuración de Hardware Entradas binarias – Test Universe – CMC 356. (Omicron, Software Test Universe 3.10, 2016).....	214
Figura 163. Conexión estándar de generadores de corriente CMC 356 con IED – Pruebas para Función 50/51. (Polo, 2017), (Elaboración propia).....	215
Figura 164. Conexión estándar de generadores de corriente CMC 356 con IED – Pruebas para Función 87T. (Polo, 2017), (Elaboración propia).....	216
Figura 165. Conexión estándar de generadores de corriente CMC 356 con IED – Pruebas para Función 87L. (Polo, 2017), (Elaboración propia).....	217
Figura 166. Conexión estándar de generadores de tensión CMC 356 con IED – Pruebas para Funciones 27-59-81-24. (Polo, 2017), (Elaboración propia).....	218
Figura 167. Conexión estándar de generadores de tensión CMC 356 con IED – Salida VL4. (Polo, 2017), (Elaboración propia).....	219
Figura 168. Parámetros del TC – Pruebas para función 67 – 21. (Omicron, Software Test Universe 3.10, 2016).....	220
Figura 169. Barra de estado que indica el sentido de la Corriente - Pruebas para función 67 - 21 (Omicron, Software Test Universe 3.10, 2016).....	220
Figura 170. Conexión estándar de generadores de tensión y corriente CMC 356 con IED – Pruebas para Funciones 67-21. (Polo, 2017), (Elaboración propia).....	221
Figura 171. Distancias, alturas y profundidades de rack cerrado. (INEN, 2010).....	223
Figura 172. Rack cerrado disponible en CENTROSUR – Vista frontal y lateral. (Elaboración propia).	225
Figura 173. Panel frontal para IED 7SJ85. (Elaboración propia).....	226

Figura 174. Panel frontal para IED 7SR224. (Elaboración propia)	226
Figura 175. Panel frontal para IED PCD 2000. (Elaboración propia)	227
Figura 176. Disposición de equipos y paneles frontales – Tablero de alimentadores primarios. (Elaboración propia)	228
Figura 177. Panel frontal para IED MICOM P643. (Elaboración propia)	245
Figura 178. Panel frontal para IED RET 670. (Elaboración propia).....	246
Figura 179. Disposición de equipos y paneles frontales – Tablero de transformadores de subestación. (Elaboración propia)	247
Figura 180. Panel frontal para IED 7SD53 – Equipo 1 y 2. (Elaboración propia).....	260
Figura 181. Panel frontal para IED RED 670 – Equipo 1 y 2. (Elaboración propia).....	261
Figura 182. Disposición de equipos y paneles frontales – Tablero de líneas de subtransmisión. (Elaboración propia)	262

INDICE DE TABLAS

Tabla 1. Contenidos Generales del Tablero de Pruebas.....	3
Tabla 2. Conexiones de transformadores de potencia. (Rojas Flores), (Sánchez García & López León, 2012), (Elaboración propia).....	15
Tabla 3. Esquemas eléctricos de subestaciones. (Abdelhay & O.P, 2011), (Subestaciones Eléctricas), (Elaboración propia)	17
Tabla 4. Condiciones de servicio usuales de temperatura y altitud. (Elaboración propia), (IEEE, Standard Requirements for Instruments Transformers, 2008)	32
Tabla 5. Factores de corrección de altitud para alturas mayores a 1000 m. (IEEE, Standard Requirements for Instruments Transformers, 2008).....	33
Tabla 6. BIL y pruebas dieléctricas. (IEEE, Standard Requirements for Instruments Transformers, 2008).....	34
Tabla 7. Relaciones de Transformación simples y dobles para TC. (IEEE, Standard Requirements for Instruments Transformers, 2008).....	42
Tabla 8. Cargas nominales o Burdens TC. (IEEE, Standard Requirements for Instruments Transformers, 2008).....	43
Tabla 9. Cargas nominales TP. (IEEE, Standard Requirements for Instruments Transformers, 2008).....	45
Tabla 10. Sistemas que conforman un Interruptor automático. (Siemens, Interruptores de potencia de alta tensión), (Elaboración propia).....	50
Tabla 11. Constantes para determinación del tiempo según normativas. (Gers & Edward, 2011).....	58
Tabla 12. Medios de comunicación usados en Protección Diferencial de línea 87L. (Ziegler, 2005)	84
Tabla 13. Escalones de frecuencia con asignación de potencias y tiempos correspondientes. (Elaboración propia), (Siemens, SIPROTEC 5 Protección de Sobreintensidad 7SJ85).....	94
Tabla 14. Características generales de líneas de subtransmisión, transformadores y alimentadores primarios - Centrosur. (CENTROSUR, 2015), (Larriva, 2017), (Elaboración propia)	96
Tabla 15. Información general de subestaciones - CENTROSUR. (Illescas, 2017), (Elaboración propia)	97
Tabla 16. Características generales de Interruptores de Potencia – Empresa Eléctrica Regional CENTROSUR. (CENTROSUR, 2015), (Elaboración propia)	98
Tabla 17. Simbología de elementos de control y pararrayos. (CENTROSUR, 2015), (MEER, 2011), (Elaboración propia).....	98
Tabla 18. Simbología ANSI/IEC de transformadores de potencia, transformadores de instrumento y función de protección. (EATON), (Elaboración propia)	100
Tabla 19. Funciones de protecciones principales y de respaldo en Líneas de Subtransmisión. (Novillo, Filosofía de Protecciones - CENTROSUR, 2017), (Elaboración propia)	102

Tabla 20. Funciones de protecciones principales y de respaldo en Transformadores de subestación. (Novillo, Filosofía de Protecciones - CENTROSUR, 2017), (Elaboración propia).....	105
Tabla 21. Funciones de protecciones principales y de respaldo en cabecera de S/E – Alimentadores Primarios. (Novillo, Filosofía de Protecciones - CENTROSUR, 2017), (Elaboración propia).	108
Tabla 22. Funciones de protecciones principales aguas abajo de S/E – Alimentadores Primarios. (Novillo, Filosofía de Protecciones - CENTROSUR, 2017), (Empresa Eléctrica Regional CENTROSUR).....	110
Tabla 23. Datos para guía de pruebas - Función de Protección 51/51N - 50. (Siemens, SIPROTEC 5 Protección de Sobreintensidad 7SJ85), (ABB, Protección y Control de Alimentador REF630), (Elaboración propia).....	133
Tabla 24. Pruebas para Función de Protección 51N. (Elaboración propia), (Omicron, Soluciones de Prueba para sistemas de protección y medida, 2014).	137
Tabla 25. Datos para guía de pruebas - Función de Protección 81U. (Siemens, SIPROTEC 5 Protección de Sobreintensidad 7SJ85), (ABB, Protección y Control de Alimentador REF630), (Elaboración propia).....	140
Tabla 26. Pruebas para Función de Protección 81U. (Elaboración propia), (Omicron, Soluciones de Prueba para sistemas de protección y medida, 2014).	142
Tabla 27. Datos para guía de pruebas - Función de Protección 79. (ABB, PCD Aparato de Control de Potencia), (Siemens, Reyrolle 7SR224 Argus), (Elaboración propia)	145
Tabla 28. Valores típicos de ajuste de Tiempo Muerto – Función 79. (IEEE, IEEE Std C37.104 Guide for Automatic Reclosing of Circuit Breakers for AC Distribution and Transmission Lines, 2012).....	146
Tabla 29. Pruebas para Función de Protección 79 – 51/51N. (Elaboración propia), (Omicron, Soluciones de Prueba para sistemas de protección y medida, 2014).....	151
Tabla 30. Datos para guía de pruebas - Función de Protección 59. (Siemens, SIPROTEC 5 Protección de Sobreintensidad 7SJ85), (ABB, Protección y Control de Alimentador REF630), (Elaboración propia).....	152
Tabla 31. Pruebas para Función de Protección 59. (Elaboración propia), (Omicron, Soluciones de Prueba para sistemas de protección y medida, 2014).	153
Tabla 32. Datos para guía de pruebas - Función de Protección 27. (Siemens, SIPROTEC 5 Protección de Sobreintensidad 7SJ85), (ABB, Protección y Control de Alimentador REF630), (Elaboración propia).....	156
Tabla 33. Pruebas para Función de Protección 27. (Elaboración propia), (Omicron, Soluciones de Prueba para sistemas de protección y medida, 2014).	157
Tabla 34. Datos para guía de pruebas – Función de Protección 87T. (SchneiderElectric), (ABB, IED RET 670 de protección de Transformador, 2007), (Elaboración propia)	160
Tabla 35. Pruebas para Función de Protección 87T – Arranque y disparo. (Elaboración propia), (Omicron, Soluciones de Prueba para sistemas de protección y medida, 2014).162	
Tabla 36. Datos para guía de pruebas – Función de Protección 87T. (SchneiderElectric), (ABB, IED RET 670 de protección de Transformador, 2007), (Elaboración propia)	163

Tabla 37. Pruebas para Función de Protección 87T – Bloqueo por corrientes de restricción. (Elaboración propia), (Omicron, Soluciones de Prueba para sistemas de protección y medida, 2014).....	165
Tabla 38. Datos para guía de pruebas – Función de Protección 24. (SchneiderElectric), (ABB, IED RET 670 de protección de Transformador, 2007), (Elaboración propia)	166
Tabla 39. Pruebas para Función de Protección 24 – Arranque, disparo y reposición. (Elaboración propia), (Omicron, Soluciones de Prueba para sistemas de protección y medida, 2014).	169
Tabla 40. Datos para guía de pruebas – Función de Protección 87L. (Siemens, SIPROTEC 7SD53), (ABB, Protección diferencial de Línea RED 670, 2011), (Elaboración propia)	171
Tabla 41. Pruebas para Función de Protección 87L – Arranque y disparo. (Elaboración propia), (Omicron, Soluciones de Prueba para sistemas de protección y medida, 2014).	175
Tabla 42. Datos para guía de pruebas – Función de Protección 21. (Siemens, SIPROTEC 7SD53), (ABB, Protección diferencial de Línea RED 670, 2011), (Elaboración propia)	176
Tabla 43. Pruebas para Función de Protección 21 – Arranque y disparo. (Elaboración propia), (Omicron, Soluciones de Prueba para sistemas de protección y medida, 2014).	181
Tabla 44. Datos para guía de pruebas – Función de Protección 67. (ABB, Protección diferencial de Línea RED 670, 2011), (Elaboración propia)	182
Tabla 45. Pruebas para Función de Protección 67 – Arranque y disparo. (Elaboración propia), (Omicron, Soluciones de Prueba para sistemas de protección y medida, 2014).	184
Tabla 46. Equipos, elementos y materiales según su ubicación y función – Tablero de alimentadores primarios. (Elaboración propia).....	229
Tabla 47. Datos de consumo generales de IED's – Tablero de alimentadores primarios. (Siemens, SIPROTEC 5 Protección de Sobreintensidad 7SJ85), (ABB, PCD Aparato de Control de Potencia), (Siemens, Reyrolle 7SR224 Argus), (Elaboración propia)	231
Tabla 48. Datos de consumo de entradas binarias IED's – Tablero de alimentadores primarios. (Siemens, SIPROTEC 5 Protección de Sobreintensidad 7SJ85), (ABB, PCD Aparato de Control de Potencia), (Siemens, Reyrolle 7SR224 Argus), (Elaboración propia)	232
Tabla 49. Datos de salidas binarias IED's - Tablero de alimentadores primarios. (Siemens, SIPROTEC 5 Protección de Sobreintensidad 7SJ85), (ABB, PCD Aparato de Control de Potencia), (Siemens, Reyrolle 7SR224 Argus), (Elaboración propia)	233
Tabla 50. Estados lógicos de contactos de interruptor – 52a y 52b. (Elaboración propia).....	234
Tabla 51. Consumo de bobinas de Relé Relpol R15 por IED – Tablero de alimentadores primarios. (Relpol), (Elaboración propia)	235
Tabla 52. Corrientes nominales o de carga – Breakers AC – Tablero de alimentadores primarios. (Elaboración propia).....	236
Tabla 53. Características de los Breakers AC – Tablero de alimentadores primarios. (Elaboración propia)	236
Tabla 54. Corrientes nominales o de carga – Breakers DC – Tablero de alimentadores primarios. (Elaboración propia)	237

Tabla 55. Características de los Breakers DC – Tablero de alimentadores primarios. (Elaboración propia)	238
Tabla 56. Datos de conductores AWG. (AmericanWireGaugeStandard).....	239
Tabla 57. Determinación de calibre de conductor AWG – Tablero de alimentadores primarios. (Elaboración propia)	240
Tabla 58. Presupuesto – Tablero de Alimentadores primarios. (Elaboración propia – Consulta a proveedores).....	242
Tabla 59. Equipos y rack disponibles en laboratorio – Tablero de Alimentadores primarios. (Elaboración propia – Consulta a personal de CENTROSUR)	243
Tabla 60. Equipos, elementos y materiales según su ubicación y función – Tablero de transformadores. (Elaboración propia)	248
Tabla 61. Datos de consumo generales de IED’s – Tablero de transformadores. (SchneiderElectric), (ABB, IED RET 670 de proteccion de Transformador, 2007), (Elaboración propia)	250
Tabla 62. Datos de consumo de entradas binarias IED’s – Tablero de transformadores. (SchneiderElectric), (ABB, IED RET 670 de proteccion de Transformador, 2007), (Elaboración propia)	251
Tabla 63. Datos de salidas binarias IED’s – Tablero de transformadores. (SchneiderElectric), (ABB, IED RET 670 de proteccion de Transformador, 2007), (Elaboración propia)	252
Tabla 64. Consumo de bobinas de Relé Relpol R15 por IED – Tablero de transformadores. (Relpol), (Elaboración propia).....	253
Tabla 65. Corrientes nominales o de carga – Breakers AC – Tablero de transformadores. (Elaboración propia)	254
Tabla 66. Características de los Breakers AC – Tablero de transformadores. (Elaboración propia)	254
Tabla 67. Corrientes nominales o de carga – Breakers DC - Tablero de transformadores. (Elaboración propia)	255
Tabla 68. Características de los Breakers DC – Tablero de transformadores. (Elaboración propia)	256
Tabla 69. Determinación de calibre de conductor AWG – Tablero de transformadores. (Elaboración propia)	257
Tabla 70. Presupuesto – Tablero de transformadores. (Elaboración propia).....	258
Tabla 71. Equipos y rack disponibles en laboratorio – Tablero de transformadores. (Elaboración propia – Consulta a personal de CENTROSUR)	259
Tabla 72. Equipos, elementos y materiales según su ubicación y función – Tablero de líneas de subtransmisión. (Elaboración propia)	263
Tabla 73. Datos de consumo generales de IED’s – Tablero de líneas de subtransmisión. (ABB, Proteccion diferencial de Linea RED 670, 2011), (Siemens, SIPROTEC 7SD53), (Elaboración propia)	265
Tabla 74. Datos de consumo de entradas binarias IED’s – Tablero de líneas de subtransmisión (ABB, Proteccion diferencial de Linea RED 670, 2011), (Siemens, SIPROTEC 7SD53), (Elaboración propia)	266

Tabla 75. Datos de salidas binarias IED's – Tablero de líneas de subtransmisión. (ABB, Protección diferencial de Línea RED 670, 2011), (Siemens, SIPROTEC 7SD53), (Elaboración propia)	267
Tabla 76. Consumo de bobinas de Relé Relpol R15 por IED – Tablero de líneas de subtransmisión. (Relpol), (Elaboración propia)	269
Tabla 77. Corrientes nominales o de carga – Breakers AC – Tablero de líneas de subtransmisión. (Elaboración propia)	270
Tabla 78. Características de los Breakers AC – Tablero de líneas de subtransmisión. (Elaboración propia)	270
Tabla 79. Corrientes nominales o de carga – Breakers DC - Tablero de líneas de subtransmisión. (Elaboración propia)	271
Tabla 80. Características de los Breakers DC – Tablero de líneas de subtransmisión. (Elaboración propia)	273
Tabla 81. Determinación de calibre de conductor AWG – Tablero de líneas de subtransmisión. (Elaboración propia)	275
Tabla 82. Presupuesto – Tablero de líneas de subtransmisión. (Elaboración propia).....	277
Tabla 83. Equipos y rack disponibles en laboratorio – Tablero de líneas de subtransmisión. (Elaboración propia – Consulta a personal de CENTROSUR)	278

CAPÍTULO 1. INTRODUCCIÓN

1.1 Antecedentes.

La Empresa Eléctrica Regional CENTROSUR C.A dentro del Departamento de Supervisión y Control (DSC), dispone de un Laboratorio de Control, Automatización y Protecciones, en el cual se realizan actividades previo a su puesta en marcha en campo, procedimientos de rutina para determinar el comportamiento de los IED's frente a eventos de falla, configuraciones de control y protección nuevas, etc. Los equipos o sistemas típicamente probados por DSC son: Sistemas de Automatización de Subestaciones (SAS), Unidades Terminales Remotas (RTU), pruebas y configuración de Dispositivos Electrónicos Inteligentes (IED's) de control y protección, etc.

DSC realiza estas pruebas individualmente en cada dispositivo. Sin embargo, tiene la limitación de no poder probar el comportamiento global de estos sistemas. Además, no dispone de una base de datos de plantillas de pruebas, lo cual dificulta evaluar de una manera rápida el comportamiento de sus equipos.

1.2 Justificación.

Se ha visto necesario el diseño e implementación del tablero de pruebas para IED's de control y protección, en donde se puedan conectar dichos dispositivos y aplicar las pruebas necesarias antes de ser instalados en campo, para así asegurar un correcto funcionamiento. Además, es importante que dichas pruebas sean documentadas, es decir poder contar con una guía que contenga todos los procedimientos para la realización de las pruebas.

1.3 Objetivos y Alcance.

1.3.1 Objetivos Generales.

- Diseñar e implementar un tablero de pruebas para IED's de control y protección del Laboratorio de Control, Automatización y Protecciones de la Empresa Eléctrica Regional CENTROSUR C.A.

1.3.2 Objetivos Específicos.

- Describir los IED's de control y protección utilizados en los Sistemas de Subtransmisión y Distribución de la CENTROSUR, que se encuentran disponibles en el laboratorio.

- Identificar y definir la filosofía de protecciones aplicada a los Sistemas de Distribución (transformadores de subestación y alimentadores primarios) y Subtransmisión (líneas de subtransmisión) de la CENTROSUR.
- Definir los escenarios de prueba y los procedimientos para cada dispositivo, así como también los criterios de evaluación, en base a las funciones de protección que se aplican a los Sistemas de Distribución y Subtransmisión de la CENTROSUR.
- Realizar una plantilla de pruebas para verificar el estado de funcionamiento de los IED's de control y protección (software Test Universe).
- Obtener la información necesaria para el diseño e implementación de tablero de pruebas:
 - Normativas utilizadas para tableros de pruebas
 - Equipamiento
 - Materiales
 - Herramientas
- Diseñar e implementar un kit de pruebas de equipamiento primario de corte y maniobra (módulo de interruptor), es decir que simule el funcionamiento de interruptores de potencia y seccionadores y que formará parte de los tableros de pruebas.

1.3.3 Alcance.

El presente proyecto pretende diseñar e implementar un tablero de pruebas para IED's de control y protección pertenecientes al Laboratorio de Control, Automatización y Protecciones de la Empresa Eléctrica Regional CENTROSUR C.A, en donde se podrán probar los diferentes IED's que dispone la CENTROSUR. Para esto se realizará la descripción de los IED's utilizados en el Sistema de Subtransmisión y Distribución de la CENTROSUR. Se hará la descripción de la filosofía, esquemas y funciones de protección que son utilizados por la CENTROSUR en el Sistema de Distribución (Transformadores de Potencia y Alimentadores primarios) y Subtransmisión (Líneas de Subtransmisión).

La nomenclatura de funciones de protección y elementos de control estarán basados en la normativa ANSI/IEEE.

En cada prueba de estos dispositivos se tendrán los respectivos criterios de evaluación, en base a la función de protección que se vaya a probar con el uso de los equipos de prueba que dispone el laboratorio. De igual manera, dentro de la documentación se tendrá una plantilla de pruebas que servirá para verificar el estado de funcionamiento de los IED's (software Test Universe).

Previo al diseño e implementación del tablero de pruebas será importante la obtención de la información necesaria correspondiente a las normativas que se utilizan para tableros, así mismo se obtendrá la información sobre herramientas (hardware y software), equipos y materiales necesarios para el diseño e implementación del tablero. Para la parte de control se realizará el diseño e implementación de un kit de pruebas de equipamiento primario de corte y maniobra, el cual simulará el funcionamiento de interruptores de potencia y seccionadores, dicho kit será parte del tablero de pruebas y funcionará juntamente con los IED's de control y protección en las distintas pruebas que se realicen.

Para el diseño eléctrico del tablero de pruebas se hará uso de la normativa IEC.

En la siguiente tabla se presentan los contenidos generales del Tablero de Pruebas, los cuales serían parte de la instalación eléctrica necesaria para las pruebas antes mencionadas.

Tabla 1. Contenidos Generales del Tablero de Pruebas

Contenidos Generales del Tablero de Pruebas
Alimentación C.A de equipos
Alimentación C.C de equipos (fuentes C.C)
Conexión de Entradas de los IED (pruebas)
Conexión de Salidas de los IED
Elementos de Protección para C.A y C.C
Conexión de Relés auxiliares de C.C (salidas)
Disposición de Borneras de acuerdo con el tipo de señal y nivel de tensión
Señalización de accionamiento de los IED

Por petición de parte del Departamento de Supervisión y Control, el tablero a diseñar e implementar será en base a los equipos de protección y control utilizados en alimentadores primarios, por lo cual, debido a cuestiones de tiempo y disposición de materiales, los otros tableros de equipos usados en líneas de subtransmisión y transformadores serán solamente diseñados.

CAPÍTULO 2. DEFINICIONES GENERALES DE LOS SISTEMAS ELÉCTRICOS DE POTENCIA.

2.1 Conceptos Generales de los Sistemas Eléctricos de Potencia (S.E.P).

El Sistema Eléctrico de Potencia (S.E.P) es el conjunto de equipos y elementos (generadores, transformadores, líneas, etc.) que interactúan entre sí para ofrecer el servicio de energía eléctrica a los clientes o consumidores finales, tomando en cuenta parámetros importantes como son la calidad y la economía. (Abdelhay & O.P, 2012)

En la Figura 1 se puede observar un diagrama unifilar general de cómo está conformado un S.E.P.

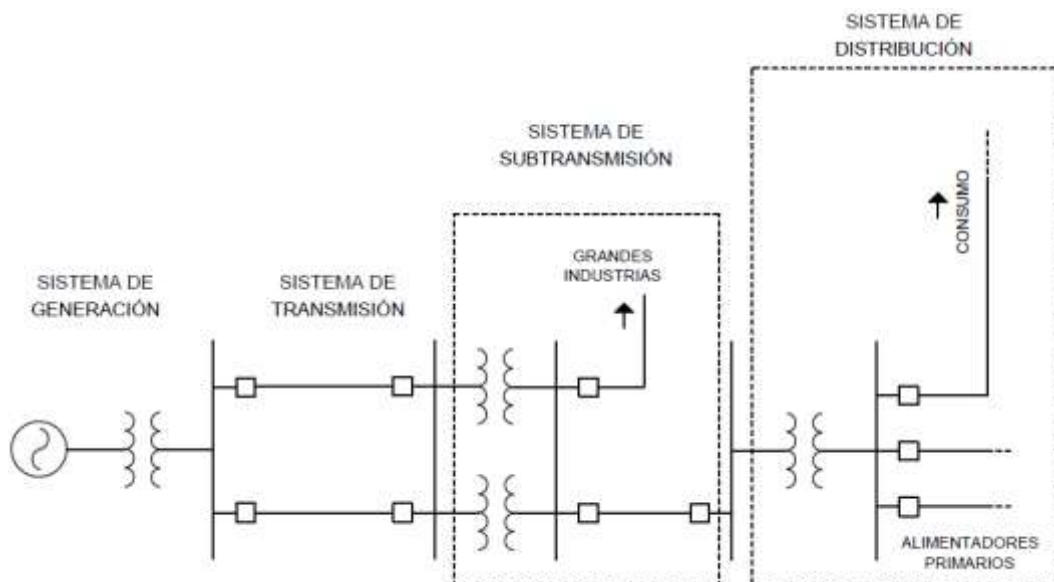


Figura 1. Sistema Eléctrico de Potencia (S.E.P). (Abdelhay & O.P, 2012), (Elaboración propia)

El S.E.P se encuentra dividido generalmente en 4 etapas: Sistema de Generación, Sistema de Transmisión, Sistema de Subtransmisión y Sistema de Distribución.

El Sistema de Generación convierte energía mecánica en energía eléctrica, dicha energía mecánica se obtiene a partir de fuentes primarias como son: energía hidráulica, energía térmica, energía solar, energía eólica, energía nuclear, para posteriormente originar movimientos en máquinas mecánicas como son turbinas, las cuales se conectan a un generador eléctrico, y por principio de este, se obtiene tensión eléctrica en sus terminales. Luego de la etapa de generación, la tensión

eléctrica es elevada a través de transformadores para que la potencia eléctrica sea transmitida en el Sistema de Transmisión, seguido de esto se tienen los Sistemas de Subtransmisión y Distribución en donde la tensión es reducida a niveles aptos para el consumo. (Abdelhay & O.P, 2012)

A continuación, se muestran los valores típicos de tensión (fase-fase) en cada uno de los sistemas mencionados anteriormente.

- Sistema de Generación: 13.8 kV, 26kV. (Romero)
- Sistema de Transmisión: 115kV, 138 kV, 230 kV, 500kV, etc. (Romero)
- Sistema de Subtransmisión: 69kV, 115kV, 230kV. (Romero)
- Sistema de Distribución: 34.5kV, 22kV, 13.8kV, 6.3kV (Alimentadores Primarios). (Romero)

2.2 Perturbaciones en los Sistemas Eléctricos de Potencia.

El S.E.P en su operación en estado estable, tiene valores nominales establecidos tanto en tensión, corriente y frecuencia (variables eléctricas). Debido a eventos de diferente índole (perturbaciones) el sistema eléctrico puede pasar a un estado de operación anormal, el cual puede afectar directamente a los equipos, personas y elementos que conforman dicho sistema, perjudicando la calidad de servicio eléctrico y por ende a los consumidores finales. (Abdelhay & O.P, 2012)

2.2.1 Clases de perturbaciones.

Las perturbaciones se clasifican en dos grupos que se mencionan a continuación.

2.2.1.1 Perturbaciones transitorias.

Las perturbaciones transitorias son alteraciones en las variables eléctricas que tienen un período corto de tiempo, pero que sin embargo pueden ser causantes de daños en equipos y elementos, por lo cual existen dispositivos que actúan rápidamente para despejar dichas anomalías. Dadas las circunstancias estas perturbaciones pueden de alguna manera desaparecer por sí solas. (Abdelhay & O.P, 2012)

2.2.1.2 Perturbaciones permanentes.

De acuerdo con la definición anterior, las perturbaciones transitorias pueden llegar a convertirse en perturbaciones permanentes si no son eliminadas en un tiempo determinado, lo que provoca un tiempo mayor en la reparación del sistema,

ocasionando de esta forma que el servicio eléctrico sea interrumpido. (Abdelhay & O.P, 2012)

2.2.2 Causas de las perturbaciones.

Existen algunas causas de perturbaciones en el S.E.P que se mencionan a continuación:

- Árboles que caen sobre las líneas aéreas, dando lugar a que se den contactos entre fases y/o tierra.
- Accidentes de tránsito en donde la infraestructura eléctrica resulta afectada.
- Descargas atmosféricas (rayos) que producen sobretensiones y dañan el aislamiento del sistema.
- Desastres naturales como inundaciones, terremotos, derrumbes, etc.
- Realización de maniobras que pueden dar lugar al aumento de tensión.
- Ingresos o salidas de carga que pueden causar disminución o incremento en la frecuencia del sistema. (Abdelhay & O.P, 2012)

2.2.3 Cortocircuito.

Un cortocircuito se define como la unión accidental entre fases y/o tierra, provocando corrientes elevadas debido a la baja impedancia entre los puntos mencionados. (Abdelhay & O.P, 2012)

2.2.3.1 Estudio de la corriente de cortocircuito.

Las corrientes generadas por un cortocircuito son muy elevadas, es decir muchas veces la corriente nominal del sistema. El estudio de cortocircuito sirve para determinar o calcular las magnitudes y ángulos de los fasores de corrientes y tensiones que se presentan durante el cortocircuito El resultado del estudio de cortocircuitos permite determinar la capacidad de corte de los equipos de potencia, ajustes de protecciones, potencial daño térmico de elementos y equipos. (Abdelhay & O.P, 2012)

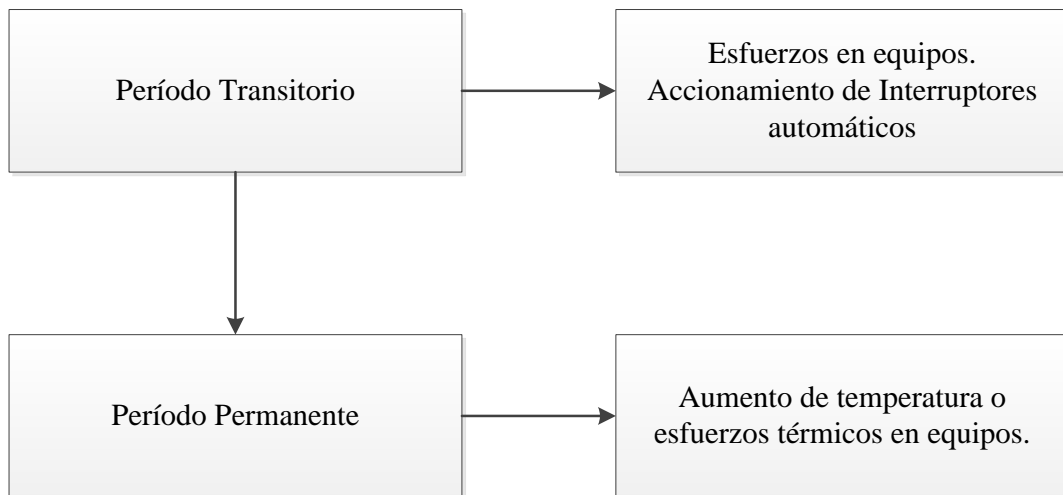


Figura 2. Aspectos importantes para cálculo de corrientes de cortocircuito. (Abdelhay & O.P, 2012),
(Elaboración propia)

En la Figura 2 se indican las consecuencias de las corrientes de cortocircuito en base a aspectos importantes para el cálculo de dichas corrientes. Las variaciones de temperatura o efectos térmicos son características importantes que pueden provocar daños a líneas y transformadores debido a los limitantes de temperatura que poseen dichos elementos.

2.2.3.2 Tipos de cortocircuito.

Existen dos tipos de cortocircuitos:

Asimétricos (desbalanceados):

- Fase a Tierra
- Dos Fases
- Dos Fases a Tierra. (Abdelhay & O.P, 2012)

Simétricos (balanceados):

- Trifásico
- Trifásico a Tierra. (Abdelhay & O.P, 2012)

2.2.4 Sobrecarga.

Una sobrecarga ocurre cuando la corriente sobrepasa el valor nominal del equipo o el sistema, por ejemplo, si se llega a tener el doble de la corriente nominal del sistema analizado se habla de una sobrecarga. La diferencia con el cortocircuito es que en

este último se producen corrientes de hasta 20 veces el valor nominal, producido por el contacto entre fases y/o tierra. (Abdelhay & O.P, 2012)

La sobrecarga puede producir daños en los equipos que conforman el sistema de potencia, así como también reducir su vida útil (exceso de temperatura), todo esto dependiendo del tiempo de duración de dicha perturbación. (Abdelhay & O.P, 2012)

2.2.5 Subtensión.

Una subtensión es una disminución de la tensión por debajo de su valor nominal. Pueden darse casos en los que estas variaciones de tensión tengan cortas duraciones de tiempo (transitorias) o sean de carácter permanente (larga duración). Dicha perturbación puede ser causada por otro tipo de fallas como lo es un cortocircuito o por la puesta en marcha de cargas significativas. (Vargas Lopez, 2005)

La disminución de la tensión de acuerdo con su duración se clasifica en dos grupos importantes según normas internacionales: (Vargas Lopez, 2005)

- Tensión Sag según IEEE (de corta duración) (Vargas Lopez, 2005)
- Tensión Dip según IEC (de corta duración) (Vargas Lopez, 2005)

Por otro lado, las subtensiones de larga duración son definidas de igual manera como subtensiones. (Vargas Lopez, 2005).

2.2.6 Sobretensión.

Las sobretensiones se dan cuando existe un aumento de la tensión por encima del valor nominal. Las consecuencias de una sobretensión son principalmente el daño que se da al aislamiento del sistema, es decir cuando se supera el valor de dicho aislamiento. De igual manera estas variaciones de tensión causan daños a otros equipos del sistema como son los transformadores. (Abdelhay & O.P, 2012)

Las sobretensiones pueden darse ser debido a:

- Maniobras (sobretensiones internas)
- Descargas atmosféricas (sobretensiones externas). (Abdelhay & O.P, 2012)

2.2.7 Variaciones de Frecuencia.

Las variaciones de frecuencia (sobre frecuencia y baja frecuencia) provocan una mala operación en los equipos y elementos conectados en el S.E.P. Las causas de estas variaciones son directamente relacionadas con la etapa de generación, es por esto por lo que la frecuencia es considerada una variable global del sistema. Durante la operación en estado estable del S.E.P se da continuamente la conexión y desconexión de cargas, lo cual hace que los generadores se desaceleren o aceleren, influyendo directamente en el valor de la frecuencia. (Abdelhay & O.P, 2012)

Para dar solución a estos problemas existe la llamada Regulación de Frecuencia:

- Regulación Primaria: Dada por el control automático en cada generador. (Rodriguez Castillo, 2008)
- Regulación Secundaria: Manual o automática luego de la primera regulación. (Rodriguez Castillo, 2008)
- Deslastres de carga por bajas frecuencias. (Rodriguez Castillo, 2008)
- Salidas de generación por frecuencias que estén por encima del valor nominal. (Rodriguez Castillo, 2008)

2.3 Subestaciones Eléctricas.

Una subestación eléctrica se define como el conjunto de instalaciones de equipos y elementos que tiene los siguientes objetivos principales:

- Transformación de la tensión (elevar o reducir). (Rojas Bravo)
- Maniobras (abrir y cerrar circuitos). (Rojas Bravo)

2.3.1 Tipos de Subestaciones Eléctricas.

Las subestaciones eléctricas se pueden clasificar según:

- La función que cumplen. (Rojas Bravo)
- La ubicación dentro del S.E.P. (Rojas Bravo)
- La instalación. (Rojas Bravo)

Según su función se tiene principalmente:

- Subestación de Transformación: Posee el elemento principal que es el transformador, el cual recibe un nivel de tensión determinado y entrega otro nivel de tensión a la salida. (Rojas Bravo)
- Subestación de Maniobras: Posee elementos de maniobra como son seccionadores e interruptores que sirven para conectar y desconectar circuitos. (Rojas Bravo)

Según la ubicación dentro del S.E.P:

- Subestación de Subtransmisión: Recibe la tensión proveniente del Sistema de Transmisión para luego alimentar al Sistema de Distribución con niveles determinados de tensión. (Rojas Bravo)
- Subestación de Distribución: Es alimentada por las líneas del Sistema de Subtransmisión, teniendo en su salida los alimentadores primarios que van hacia la carga o consumidores finales. (Rojas Bravo)

Según la instalación se tiene:

- Subestaciones Interiores: Alberga sus equipos y elementos dentro de cuartos o edificios. (Rojas Bravo)
- Subestaciones Intemperie: Los equipos y elementos de esta subestación se encuentran al aire libre, es decir dentro de un terreno o zona determinada. (Rojas Bravo)

En las Figuras 3, 4, 5 y 6 se pueden ver los diferentes tipos de Subestaciones Eléctricas mencionadas:



Figura 3. Subestación de Transformación. (QUE, 2010).



Figura 4. Subestación de Maniobras. (ASC, 2010).



Figura 5. Subestación Interior. (*Subestaciones Eléctricas*).



Figura 6. Subestación Intemperie. (*NotiSur, 2015*)

2.3.2 Transformadores de Potencia.

Como definición general se tiene que un transformador es una máquina eléctrica que funciona bajo la inducción electromagnética que se da entre sus devanados primario y secundario. Un transformador recibe un valor de tensión en su devanado primario y de acuerdo con su diseño eleva o reduce dicho valor que podrá ser entregado por el devanado secundario. (UDELAR)

Los transformadores de potencia son los elementos más importantes de la subestación, tanto en costos como en su funcionalidad dentro del sistema. (UDELAR)

En las Subestaciones de Distribución, los transformadores son los encargados de reducir la tensión que proviene del Sistema de Subtransmisión. La tensión se reduce a niveles adecuados para atender la demanda.

La información básica de transformadores de potencia es la siguiente:

- Tensión que recibe el devanado primario (kV). (Gaona Jiménez, 2009)
- Tensión entregada por el devanado secundario (kV). (Gaona Jiménez, 2009)
- Potencia del transformador (MVA). (Gaona Jiménez, 2009)
- Conexión (grupo vectorial). (Gaona Jiménez, 2009)
- Tipo de enfriamiento: Existen algunos tipos de enfriamiento de transformadores como enfriamiento natural (AA), enfriamiento por aire forzado (AFA), transformador sumergido en aceite (OA), entre otros. (RTE, 2014), (Gaona Jiménez, 2009)
- Impedancia: Dato porcentual que presentan los fabricantes de la máquina que se determina a base de ensayos de cortocircuito (devanado secundario cortocircuitado) para verificar las pérdidas en los devanados del transformador. La impedancia %Z se compone de una parte resistiva %R y una reactancia %X. (Electron, 2015). Dichos valores se determinan mediante cálculo y mediciones realizadas tanto en el lado primario como secundario del transformador. En definitiva, dicho dato porcentual es importante en caso de cortocircuitos que se presenten cuando la máquina opere en el sistema. (Fabres, 2011)

2.3.2.1 Conexiones de Transformadores de Potencia.

Dado que la mayoría de los transformadores de potencia que se encuentran en las subestaciones son trifásicos, estos tienen distintas conexiones en sus devanados primarios y secundarios (grupo vectorial). (Gaona Jiménez, 2009). En la Tabla 2 se especifican dichas conexiones.

Tabla 2. Conexiones de transformadores de potencia. (Rojas Flores), (Sánchez García & López León, 2012), (Elaboración propia)

CONEXIÓN	DENOMINACIÓN	CARACTERÍSTICAS
Estrella-Estrella	Y-Y	Neutro en el secundario. Operación eficiente donde la carga trifásica no es desbalanceada.
Triángulo-Triángulo	$\Delta - \Delta$	Utilizado en sistemas donde las tensiones no son altas. Operación con cargas desbalanceadas sin problema.
Triángulo-Estrella	$\Delta - Y$	Utilizado para transformador elevador de tensión. Dispone de Neutro en el lado secundario y admite cargas desbalanceadas.
Estrella-Triángulo	Y- Δ	Utilizado para transformador reductor de tensión.

Una cuestión importante que mencionar en esta parte es el llamado Código Horario, que representa el ángulo de desfase entre la magnitud de la tensión (fase-fase) del primario y la magnitud de tensión del secundario. Dependiendo de la conexión que tenga el transformador, existen diferentes códigos horarios. (Sánchez García & López León, 2012)

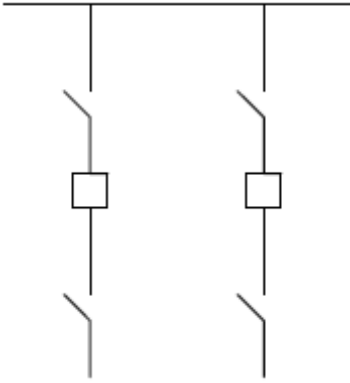
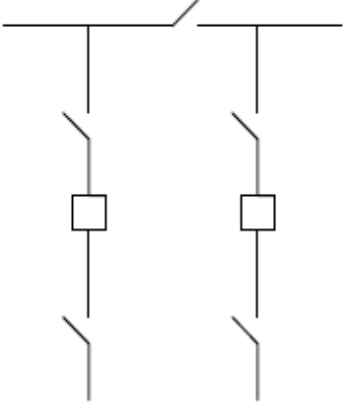
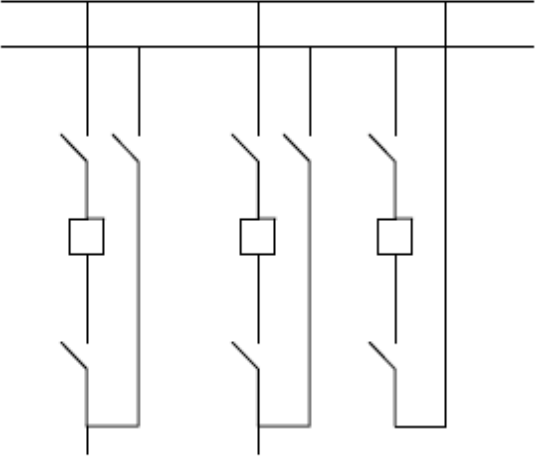
El código horario se obtiene del resultado de dividir el ángulo de desfase para 30 grados ($\pi/6$). Por ejemplo, si se tiene la conexión Dy5 quiere decir que:

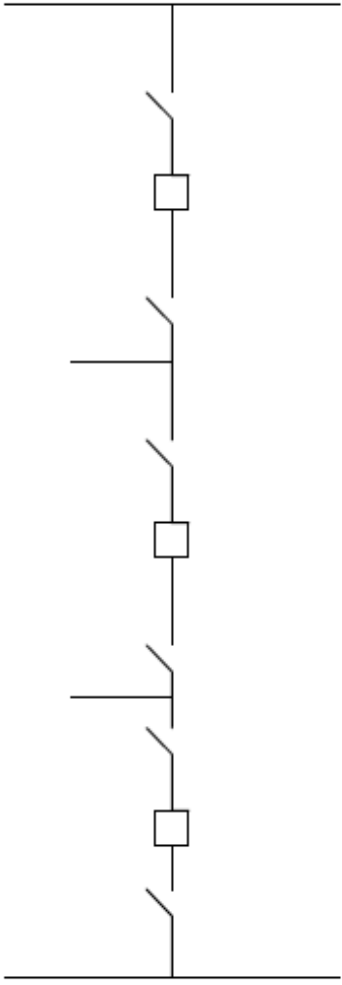
- El primario está en Triángulo. (Sánchez García & López León, 2012)
- El secundario en Estrella. (Sánchez García & López León, 2012)
- Código horario (5) es decir el ángulo de desfase es 150 grados. (Sánchez García & López León, 2012)

2.3.3 Esquemas eléctricos de Subestaciones.

Los esquemas eléctricos de subestaciones son los arreglos de elementos de maniobra (seccionadores e interruptores) que se tienen partiendo del diseño de la subestación y que sirven para garantizar una buena operación del sistema (por ejemplo, en caso de fallas) así como también para realizar mantenimiento de los equipos que conforman la subestación. A continuación, en la Tabla 3, se detallan los esquemas. (Abdelhay & O.P, 2012)

Tabla 3. Esquemas eléctricos de subestaciones. (Abdelhay & O.P, 2012), (Subestaciones Eléctricas),
(Elaboración propia)

ESQUEMA	NOMBRE	DESCRIPCIÓN
	<p>Interruptor sencillo- Barra Simple</p>	<p>Falla en la barra: todos los elementos conectados quedan indisponibles.</p> <p>Apertura de Interruptor: Los elementos asociados al interruptor son desconectados.</p>
	<p>Interruptor sencillo- Barra Partida</p>	<p>Falla en la barra: Queda indisponible la mitad de la barra.</p> <p>Apertura de Interruptor: Los elementos asociados al interruptor son desconectados.</p>
	<p>Interruptor sencillo- Barra de transferencia</p>	<p>Falla en barra: Se dispone de doble barra (1 barra de transferencia) e interruptor de transferencia.</p> <p>Apertura de Interruptor: El servicio de energía eléctrica se</p>

		mantiene.
	Interruptor y medio	<p>Falla en barra: Se mantiene el servicio de energía eléctrica.</p> <p>Apertura o fallo de Interruptor: Se mantiene el servicio de energía eléctrica.</p> <p>Apertura o fallo de Interruptor central: Operación con un solo circuito.</p>

2.4 Sistema de Distribución.

De acuerdo con el inciso 2.1, se vio como está organizado un Sistema Eléctrico de Potencia y entre los sistemas que lo conforman tenemos al Sistema de Distribución el cual tiene la misión de suministrar el servicio eléctrico a los centros de consumo, sean estos residenciales, comerciales e industriales. Las empresas de distribución deben asegurar que el sistema se encuentre en óptimas condiciones para que de esta manera se ofrezca un servicio eléctrico de calidad. (Abdelhay & O.P, 2012). Las actividades que cumplen las empresas de distribución se especifican en la Figura 7.

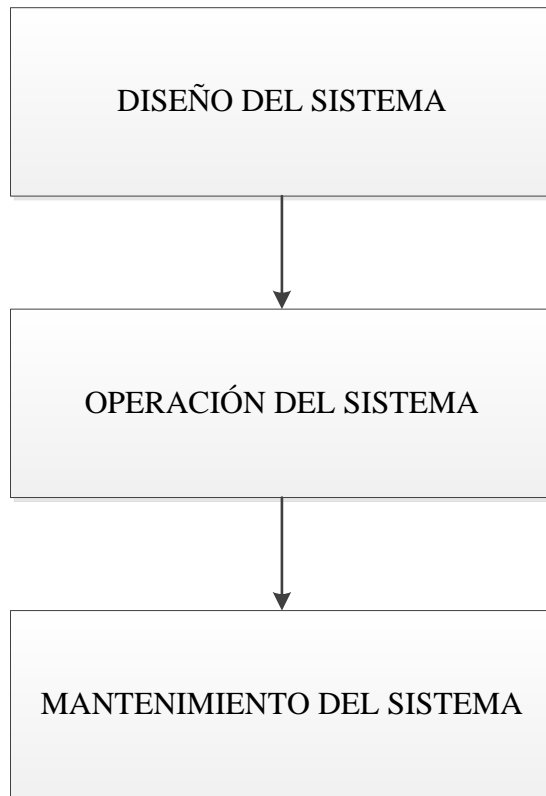


Figura 7. Actividades a cargo de las empresas de distribución de energía eléctrica. (Abdelhay & O.P, 2012), (Elaboración propia)

Como se ve en la Figura 7, las actividades que realizan las empresas distribuidoras son principalmente la de Diseño (cálculos, dimensionamiento de elementos y equipos), Operación (supervisión, control, automatización y protección) y Mantenimiento (correctivo y preventivo). (Abdelhay & O.P, 2012)

Por otro lado, en la Figura 8 se indica un esquema de cómo está conformado generalmente un Sistema de Distribución:

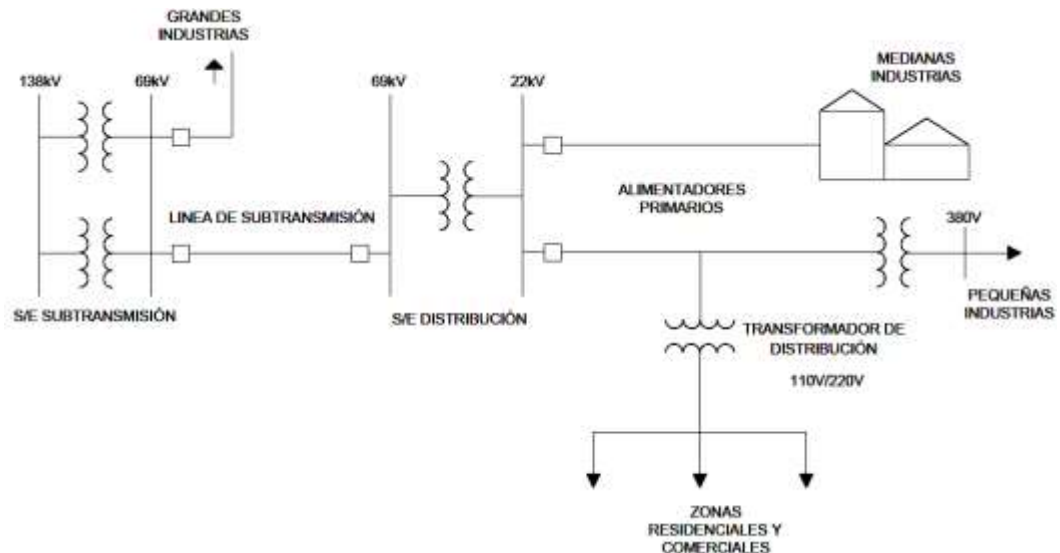


Figura 8. Sistema de Distribución. (Abdelhay & O.P, 2012), (Elaboración propia)

2.4.1 Alimentadores Primarios.

Según la Figura 8, los alimentadores primarios son los que parten desde la subestación de distribución hacia los transformadores de distribución y como se indicó en el punto 2.1 los niveles de tensión típicos en alimentadores primarios son 34.5kV, 22kV, 13.8kV, 6.3kV. (Abdelhay & O.P, 2012)

Un alimentador primario se compone de:

- Troncal: Es la parte que posee la mayor capacidad, es decir es la parte que va desde la subestación hacia los puntos de conexión llamados ramales. (Abdelhay & O.P, 2012)
- Ramal: Es la parte que va conectada a la troncal del alimentador y posterior a esto se conectan a los transformadores de distribución. (Abdelhay & O.P, 2012)

En la Figura 9 se aprecia de mejor manera un diagrama unifilar de un alimentador primario:

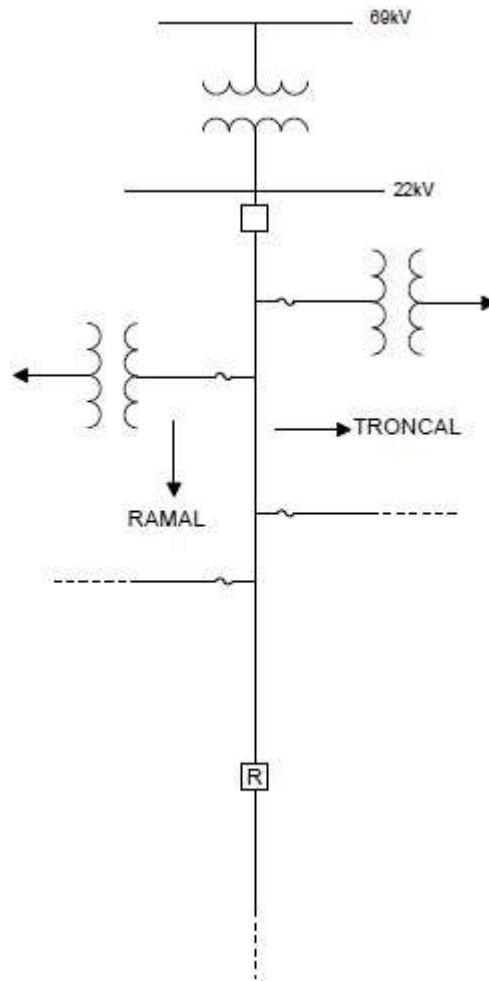


Figura 9. Alimentador Primario. (Abdelhay & O.P, 2012), (Elaboración propia).

2.4.2 Configuraciones de Sistemas de Distribución.

Existen tres configuraciones básicas en Sistemas de Distribución que se explican a continuación.

2.4.2.1 Radial.

En esta configuración se parte de la subestación de distribución hacia la carga, es decir sin tener un retorno. En el caso de fallas, existe una baja confiabilidad, ya que, en el proceso de despeje de dichas anomalías, los usuarios a ser desconectados del sistema son muchos. En los Sistemas de Distribución radiales se disponen de elementos de maniobra (seccionadores) normalmente abiertos para realizar transferencias de carga de un alimentador a otro en caso de fallas. (Abdelhay & O.P, 2012). En la Figura 10 se puede apreciar lo mencionado anteriormente.



Figura 10. Configuración Radial. (Abdelhay & O.P, 2012), (*Sistemas de Distribucion*), (Elaboración propia).

2.4.2.2 Anillo.

De acuerdo con la definición anterior, en una configuración en anillo si existe retorno hacia la barra de la subestación, por lo cual esta configuración ofrece una mayor confiabilidad en caso de fallas, es por esto por lo que esta configuración es utilizada en donde existen cargas significativas, como por ejemplo industrias, en donde las interrupciones del servicio deben ser mínimas. (Abdelhay & O.P, 2012). El esquema se indica en la Figura 11.

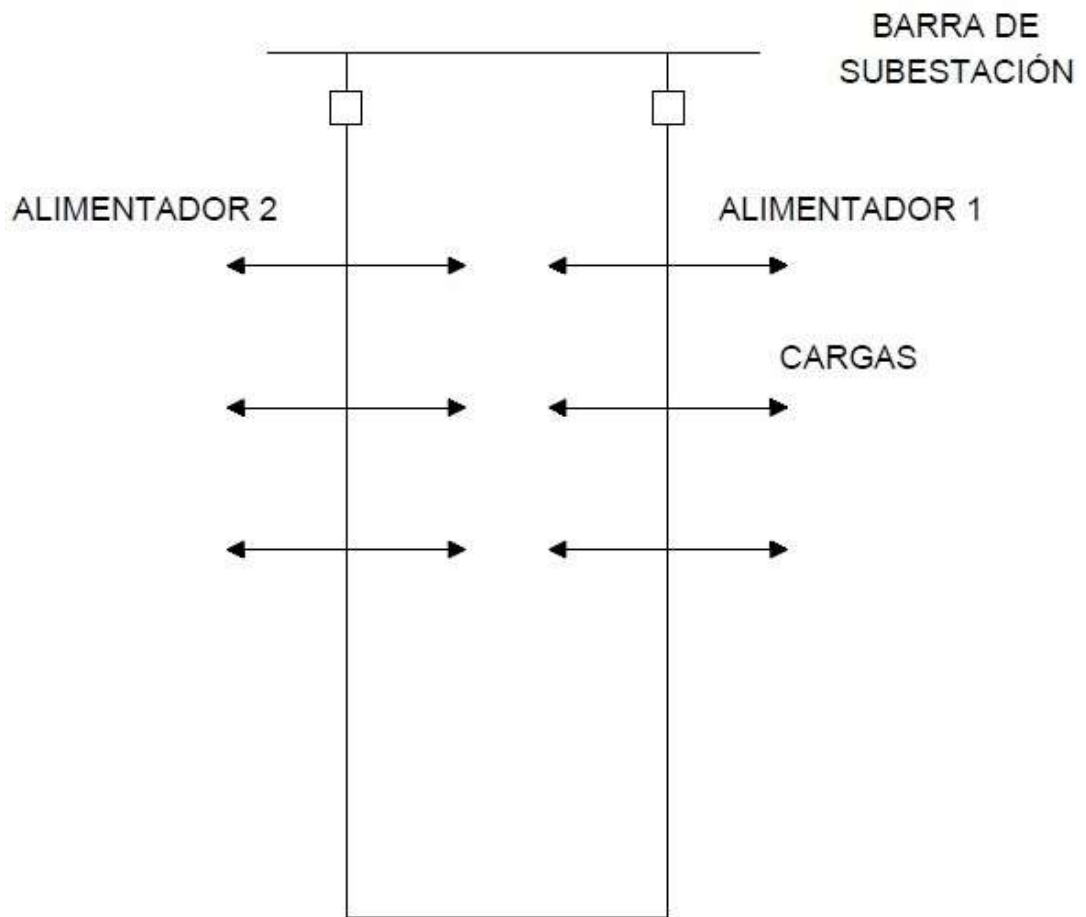


Figura 11. Configuración en Anillo. (Abdelhay & O.P, 2012), (Sistemas de Distribucion), (Elaboración propia).

2.4.2.3 Malla.

Una configuración en malla se da cuando existen más puntos de alimentación para el sistema y de igual manera cuando hay una conexión entre subestaciones o nodos de dicho sistema. La configuración en malla es comúnmente utilizada en los Sistemas de Subtransmisión los cuales alimentan a los Sistemas de Distribución. (Abdelhay & O.P, 2012). El esquema se indica en la Figura 12.

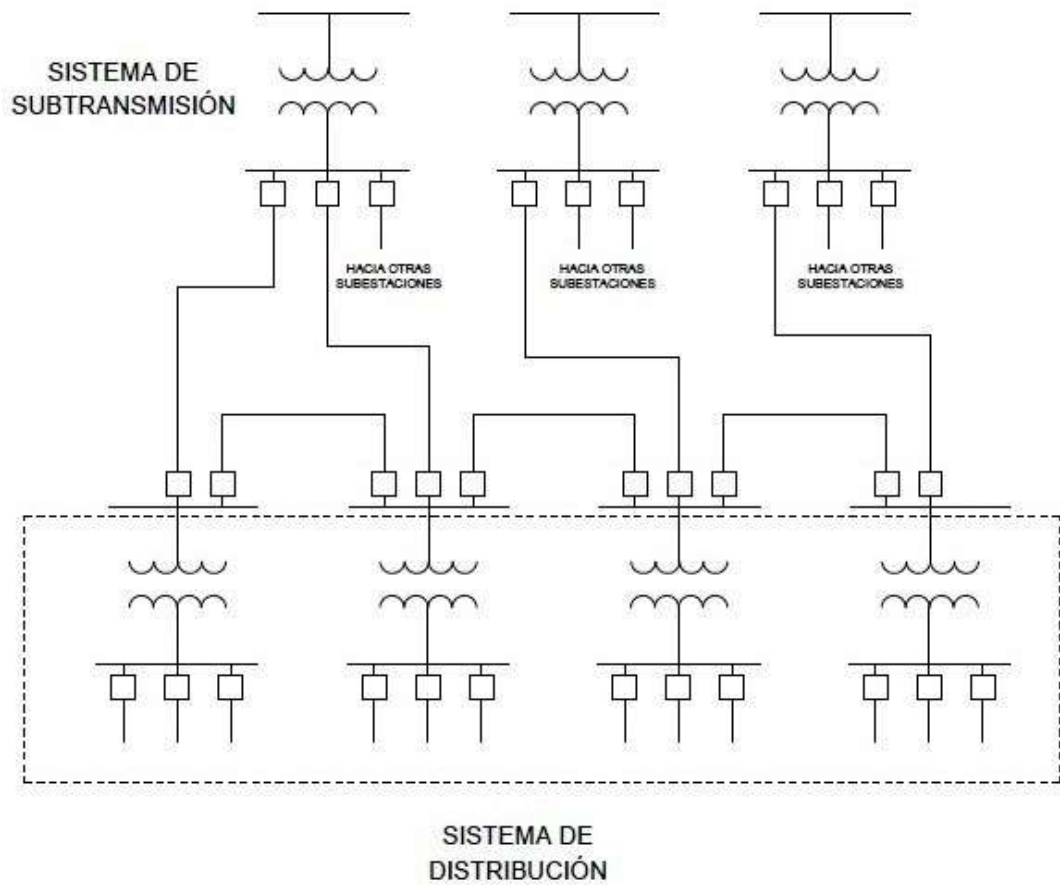


Figura 12. Configuración en Malla. (Abdelhay & O.P, 2012), (Sistemas de Distribucion)
(Elaboración propia).

CAPÍTULO 3. PROTECCIÓN DE SISTEMAS ELÉCTRICOS DE POTENCIA.

3.1 Propósito de las protecciones.

El propósito primordial de las protecciones es garantizar el funcionamiento correcto del Sistema Eléctrico de Potencia (S.E.P) ante fallas y evitar posibles daños de equipos y dispositivos pertenecientes al S.E.P, de igual manera garantizar la seguridad de las personas. En otras palabras, las protecciones tienen la misión de contrarrestar las fallas y las consecuencias que estas producen. Dicho esto, las protecciones garantizan que las interrupciones del servicio eléctrico sean mínimas. (Romero)

3.2 Configuración de un sistema de protección.

Los Sistemas Eléctricos de Potencia (S.E.P) se dividen en zonas de protección, cuando ocurre una falla, las consecuencias de esta se visualizan en varias partes del sistema, al dividir el sistema en zonas se garantiza que las protecciones actúen, realizando la apertura de los circuitos afectados, logrando así aislar dichas anomalías y manteniendo el servicio a las partes no afectadas. (Romero)

Las zonas de protección (Figura 13) se encuentran determinadas por la ubicación de equipos, como son los transformadores de medida TC (Transformador de Corriente) y TP (Transformador de Potencial), dichos transformadores son conectados a los relés de protección que operan según previos ajustes, enviando señales de control a los interruptores. (Romero)

Los elementos para proteger son generalmente generadores, líneas, transformadores, barras y alimentadores primarios. (Romero)

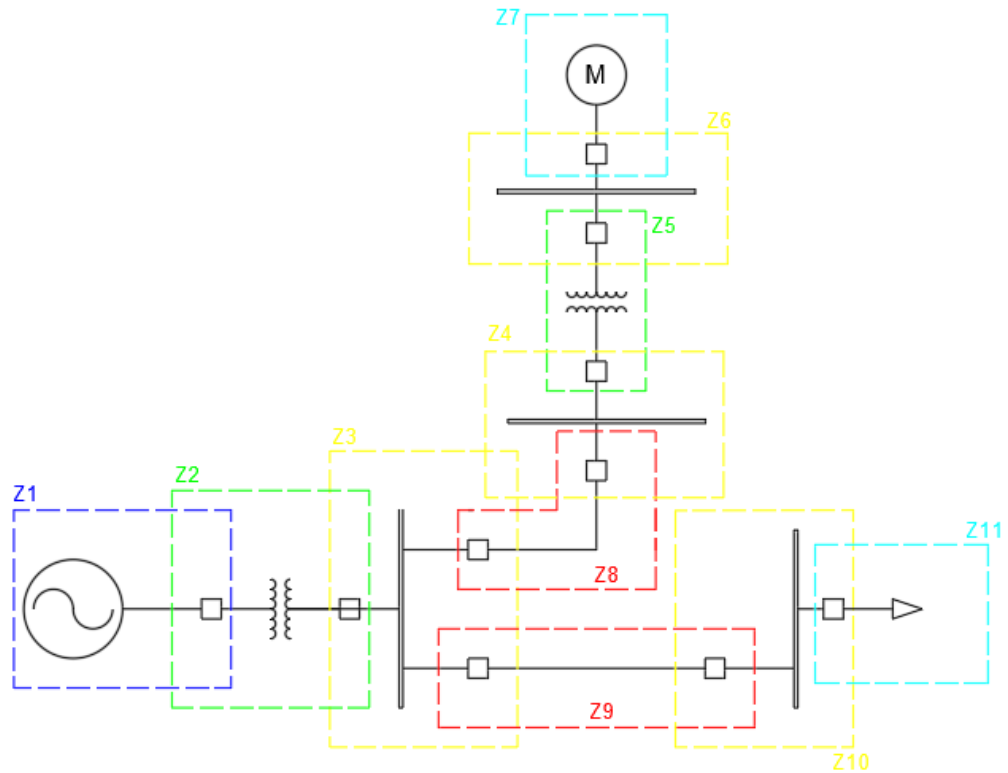


Figura 13. Zonas de Protección. (Elaboración propia), (Romero)

En base a la Figura 13 tenemos la descripción de cada zona:

- Z1: Zona de protección de generadores. (Romero)
- Z2-Z5: Zona de protección de transformadores. (Romero)
- Z3-Z4-Z6-Z10: Zona de protección de barras. (Romero)
- Z7-Z11: Zona de protección de alimentadores primarios. (Romero)
- Z8-Z9: Zona de protección de líneas. (Romero)

3.3 Características de un sistema de protección.

Los sistemas de protección deben operar de una manera óptima, por lo cual deben cumplir con algunas características básicas.

3.3.1 Sensibilidad.

En cuanto a la sensibilidad, debe tener la particularidad de detectar las mínimas variaciones en referencia a los valores ajustados con anterioridad. (FING, 2007)

3.3.2 Selectividad.

Selectividad quiere decir que los dispositivos de protección deben actuar u operar solo dentro de su zona determinada, para anomalías externas se coordinan con otros equipos. (FING, 2007)

3.3.3 Rapidez.

Con la rapidez se trata de reducir la duración de la falla, para garantizar la estabilidad del sistema y minimizar los daños de los componentes. (FING, 2007)

3.3.4 Confiabilidad.

La confiabilidad es la probabilidad de que los dispositivos funcionen de una manera correcta en determinados periodos de tiempo. (FING, 2007)

Se tiene dos tipos de probabilidades:

- Probabilidad para que la protección funcione en forma correcta y en el momento adecuado. (FING, 2007)
- Probabilidad para que la protección no funcione en el momento que no le corresponde. (FING, 2007)

3.4 Filosofía de protecciones.

De acuerdo con el punto 3.2, el Sistema de Protección divide al S.E.P en zonas, en las cuales existen equipos importantes que delimitan dichas zonas:

- Transformadores de medida TC y TP. (Romero)
- Relés de Protección. (Romero)
- Interruptores automáticos (Control-cierre y apertura). (Romero)

Como resultado de los estudios de flujo de carga y cortocircuitos de un S.E.P, se llegan a determinar los valores de las variables eléctricas (tensión, corriente) en condiciones de carga y durante perturbaciones eléctricas. Teniendo dichos valores se pueden seleccionar los equipos mencionados anteriormente. (Romero)

Con referencia a lo anterior, la Filosofía de Protecciones se refiere básicamente a:

- Ubicación de TC y TP (determinación de zonas de protección). (Romero)
- Tipos de Relés de Protección utilizados en cada zona (sobrecorriente, sobretensión, sobre y baja frecuencia, etc.) (Romero)
- Ubicación de los interruptores automáticos. (Romero)

En el caso de presentarse fallas en el sistema, la coordinación de estos equipos es importante, ya que se debe aislar solo la sección o zona afectada, de esta manera se previene que otras zonas que se encuentren en normal funcionamiento sean desconectadas. (Romero)

3.5 Protección principal de un sistema de protección.

Una Protección principal es la que debe funcionar en cuanto se presente una falla, es decir en el menor tiempo posible, enviando las señales de control necesarias para la apertura de interruptores y de esta manera aislar solamente la zona afectada. (Romero)

3.6 Protección de respaldo de un sistema de protección.

La Protección de respaldo es utilizada cuando la protección principal no funciona correctamente, lo cual quiere decir que no se ha despejado la falla en un determinado tiempo. (Romero)

En caso de que algún elemento de maniobra no opere en un tiempo dado, la protección de respaldo se encarga de abrir otros interruptores disponibles en el sistema. (Romero)

Básicamente existen dos tipos de Protección de respaldo:

- Protección de respaldo local. (Romero)
- Protección de respaldo remoto. (Romero)

En la Figura 14 se indican las características de estas protecciones.

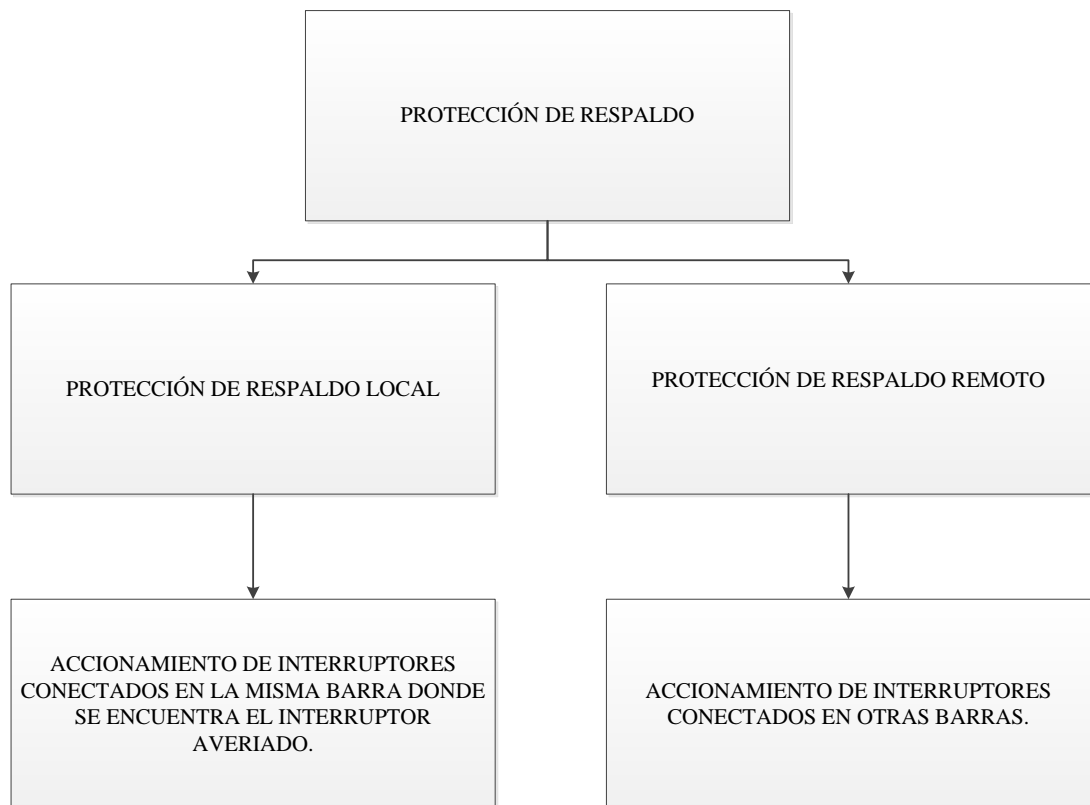


Figura 14. Protección de respaldo. (Elaboración propia), (Romero)

Para la explicación de esta parte, se tiene el ejemplo de la Figura 15:

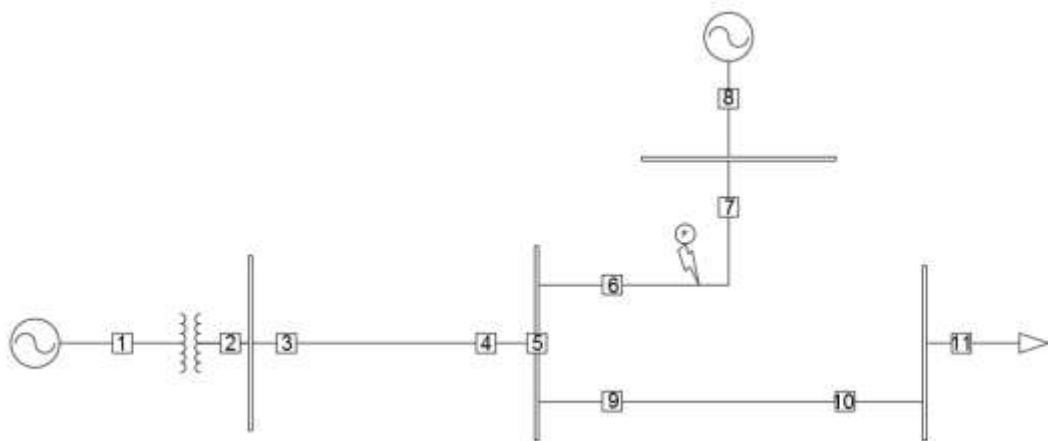


Figura 15. Protección Principal y Protección de respaldo. (Elaboración propia), (Romero)

En el caso de una falla F indicada en la Figura 15, la Protección principal ordenaría una apertura a los interruptores 6 y 7, aislando solo esa zona. De darse una avería en el interruptor 6 por ejemplo, la Protección de respaldo local daría una orden de

apertura a los interruptores 4 y 5. Por otro lado la Protección de respaldo remota ordenaría una apertura del interruptor 3. (Romero)

3.7 Relés de Protección.

Los relés de protección son dispositivos que tienen como objetivo recibir señales de corriente o de tensión con el fin de determinar si existen fallas en el sistema en base a valores pre-ajustados. En el caso de existir fallas, el relé envía señales digitales de salida a los elementos de maniobra. (Ramirez Castaño, 2003)

Para que los relés lleven a cabo su finalidad deben realizar un procesamiento de las señales analógicas como se observa en la Figura 16.



Figura 16. Funcionamiento general de un Relé de Protección. (Ramirez Castaño, 2003), (Elaboración propia)

Las señales provenientes de los TC o TP entran al relé como señales analógicas, el relé se encarga de procesar esta señal y convertirla en señal digital, estas señales digitales son enviadas para realizar el control de accionamiento de contactos de los interruptores, para de esta manera despejar las fallas o emitir alarmas. (Ramirez Castaño, 2003)

Los Relés de protección se pueden clasificar en los siguientes tipos:

- Según la construcción. (Ramirez Castaño, 2003)
- Según la función de protección. (Ramirez Castaño, 2003)

Según la construcción se puede citar los siguientes:

- Relés electromecánicos. (Ramirez Castaño, 2003)
- Relés digitales. (Ramirez Castaño, 2003)

- Relés numéricos (Dispositivos Electrónicos Inteligentes-IED). (Ramirez Castaño, 2003)

Según la función de protección se tiene básicamente:

- Relés de sobrecorriente. (Ramirez Castaño, 2003)
- Relés de sobrecorriente direccional. (Ramirez Castaño, 2003)
- Relés diferenciales. (Ramirez Castaño, 2003)
- Relés de distancia. (Ramirez Castaño, 2003)
- Relés de sobretensión y mínima tensión. (Ramirez Castaño, 2003)

En la Figura 16 se vio principalmente el funcionamiento de un Relé de protección digital, el funcionamiento de un Relé numérico (IED) se explicará con más detalle en el Capítulo 5. En la Figura 17 se observa un relé numérico de Siemens.



Figura 17. Relé numérico Siemens. (Siemens, SIPROTEC 5, s.f.)

3.8 Transformadores de medida y protección.

Los transformadores de medida y protección son utilizados para suministrar señales a circuitos de protección, medida y control. Las magnitudes de las señales que necesitan dichos circuitos deben ser reducidas a valores adecuados para su funcionamiento. (Montano, 2011)

Los transformadores de protección envían las señales de corriente o tensión a los relés de protección, estos transformadores deben tener suficiente precisión para soportar por ejemplo valores de corriente como los que se presentan en un cortocircuito (punto de saturación alto). (Montano, 2011)

3.8.1 Requerimientos Generales para transformadores de medida y protección.

Según la Norma C57.13 - 2008 de la IEEE, se disponen de requerimientos generales para transformadores de medida y protección, indicados a continuación:

Para las Condiciones de Servicio se tiene:

- Condiciones de servicio (Tabla 4) usuales de temperatura y altitud (Tabla 5): Especifica los valores de temperatura y altitud no mayor a 1000 metros sobre el nivel del mar. En la Tabla 4 se especifican las condiciones de servicio mencionadas. (IEEE, Standard Requirements for Instruments Transformers, 2008)

Tabla 4. Condiciones de servicio usuales de temperatura y altitud. (Elaboración propia), (IEEE, Standard Requirements for Instruments Transformers, 2008)

CONDICIONES DE SERVICIO USUALES DE TEMPERATURA Y ALTITUD	ESPECIFICACIONES
Temperatura ambiente promedio 30° C	Refrigeración: Temperatura < 40° C y la Temperatura promedio en un periodo de 24h < 30° C Mínima Temperatura: -30° C
Temperatura ambiente promedio 55° C	Temperatura máxima < 65° C

- Mientras la altitud aumenta, la rigidez dieléctrica del aire disminuye, es por esto por lo que a alturas mayores a 1000 metros sobre el nivel del mar se deben realizar correcciones para obtener dicha rigidez dieléctrica a las alturas requeridas (Tabla 8). (IEEE, Standard Requirements for Instruments Transformers, 2008)

Tabla 5. Factores de corrección de altitud para alturas mayores a 1000 m. (IEEE, Standard Requirements for Instruments Transformers, 2008)

ALTITUD (m)	FACTOR DE CORRECCIÓN DE ALTITUD PARA LA RIGIDEZ DIELECTRICA
1000	1
1200	0.98
1500	0.95
1800	0.92
2100	0.89
2400	0.86
2700	0.83
3000	0.8
3600	0.75
4200	0.7
4500	0.67

La altitud de 4500 metros sobre el nivel del mar es considerada la máxima en dicha norma. (IEEE, Standard Requirements for Instruments Transformers, 2008)

Parámetros importantes en relación con frecuencia y tensión:

- Según la norma, los transformadores de instrumento funcionarán a una frecuencia de 60 HZ. (IEEE, Standard Requirements for Instruments Transformers, 2008)
- Nivel Básico de Aislamiento (BIL): El BIL se define básicamente como la resistencia eléctrica del aislamiento dada en función de valores de cresta (kV) de un impulso tipo rayo en condiciones normales. (IEEE, IEEE Standard for Insulation - IEEE Std C62.82.1 2010, 2011)

Cada transformador de instrumento tendrá asignado un BIL, esto con el objetivo de demostrar las pruebas dieléctricas realizadas por el fabricante y que el equipo es

capaz de soportar. (IEEE, Standard Requirements for Instruments Transformers, 2008)

Dichas pruebas se las realiza para:

- Tensión que soporta a frecuencia industrial (kV). (IEEE, Standard Requirements for Instruments Transformers, 2008)
- Tensión que soporta tipo rayo (kV). (IEEE, Standard Requirements for Instruments Transformers, 2008)

En la Tabla 6 y Figura 18 se especifican las pruebas mencionadas.

Tabla 6. BIL y pruebas dieléctricas. (IEEE, Standard Requirements for Instruments Transformers, 2008)

Maximum system voltage (kV)	Nominal system voltage (kV)	BIL and full-wave crest (kV) ^b	Chopped wave minimum time to crest flashover (kV) and (us)	Power frequency applied voltage test (kV rms)	Wet 60 Hz 10 s withstand (kV rms) ^c	Minimum creepage distance for Light Pollution (mm) and (in)
0.66	0.6	10	12 —	4	—	— —
1.20	1.2	30	36 1.50	10	6 ^d	— —
2.75	2.4	45	54 1.50	15	13 ^d	— —
5.60	5.0	60	69 1.50	19	20 ^d	— —
9.52	8.7	75	88 1.60	26	24 ^d	— —
15.5	15	95	110 1.80	34	30 ^d	— —
15.5	15	110	130 2.00	34	34	279 11
25.5	25	125	145 2.25	40	36 ^d	381 15
25.5	25	150	175 3.00	50	50	432 17
36.5	34.5	200	230 3.00	70	70	660 26
48.3	46	250	290 3.00	95	95	890 35
72.5	69	350	400 3.00	140	140	1220 48
123	115	450	520 3.00	185	185	1680 66
123	115	550	630 3.00	230	230	2010 79
145	138	650	750 3.00	275	275	2340 92
170	161	750	865 3.00	325	315	2900 114
245	230	900	1035 3.00	395	350	3560 140
245	230	1050	1210 3.00	460	445	4320 170
362	345	1300	1500 3.00	575		5210 205
550	500	1675	1925 3.00	750		8080 318
550	500	1800	2070 3.00	800		8080 318
800	765	2050	2360 3.00	920		11200 442

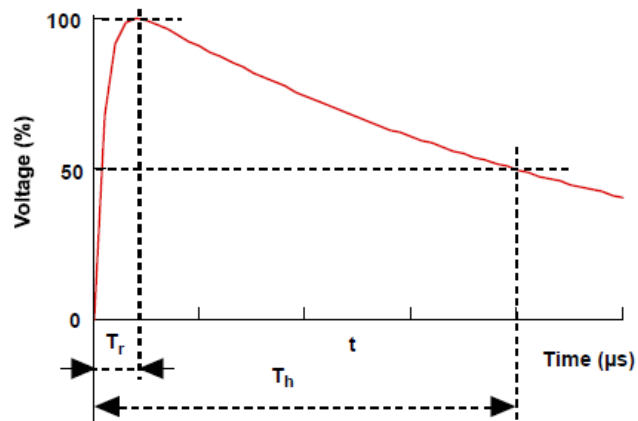


Figura 18. Impulso tipo rayo. (IEEE, IEEE Standard for Insulation - IEEE Std C62.82.1 2010, 2011)

En la Figura 18 se observa un impulso tipo rayo (tensión, tiempo) y se indica especialmente el tiempo de cresta de la onda (T_r).

Las pruebas o ensayos pueden ser realizados en dos tipos: Secos (dry) o húmedos (wet) en base a los procedimientos y datos propuestos en la norma. (IEEE, Standard Requirements for Instruments Transformers, 2008)

En la Tabla 6 se especifican los distintos valores para pruebas dieléctricas de transformadores de instrumento. Se tienen los valores de tensión máximos del sistema, valores nominales del sistema, BIL, tiempo mínimo de un impulso tipo rayo y valor dado (onda cortada), tensión a frecuencia industrial que puede soportar (en húmedo). Los valores indicados también pueden referirse a las normas IEEE Std C57.19.00 e IEEE Std C57.12.00.

3.8.2 Transformadores de corriente (TC).

Los transformadores de corriente (TC) son equipos diseñados para entregar una señal de corriente menor y proporcional a la señal que se quiere medir en alta o media tensión. (Montano, 2011)

Según la aplicación del transformador de corriente este puede ser utilizado como transformador de medición o transformador de protección, ya que estos transformadores pueden operar de estas dos maneras. (Montano, 2011)

Los valores de la corriente nominal en el secundario pueden ser 1A o 5A, al tener estos valores en el secundario se logra aislar los dispositivos de protección y medida de la red de alta o media tensión. (Montano, 2011)

El valor de 5A es el más utilizado y es el valor dado en la norma IEEE C57.13. Los valores secundarios de 1A son utilizados cuando se tienen grandes distancias (longitud del cable). (Ramirez Castaño, 2003)

3.8.2.1 Circuito equivalente.

El principio de funcionamiento se obtiene del modelo de transformador ideal, como el que se muestra en la Figura 19.

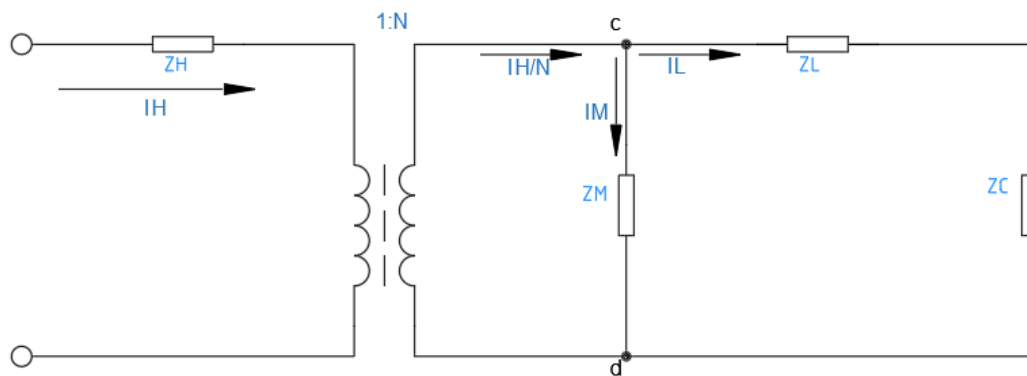


Figura 19. Circuito equivalente de un TC. (Elaboración propia), (Montano, 2011)

Dónde:

ZH: Impedancia del primario.

ZL: Impedancia del secundario.

ZC: Impedancia de la carga.

ZM: Impedancia de magnetización.

IH: Corriente en el primario.

IL: Corriente de carga.

IM: Corriente de magnetización.

IH/N: Corriente en el secundario.

1: N: relación de transformación (Montano, 2011)

En la Figura 20 se tienen algunas características del circuito equivalente del TC.

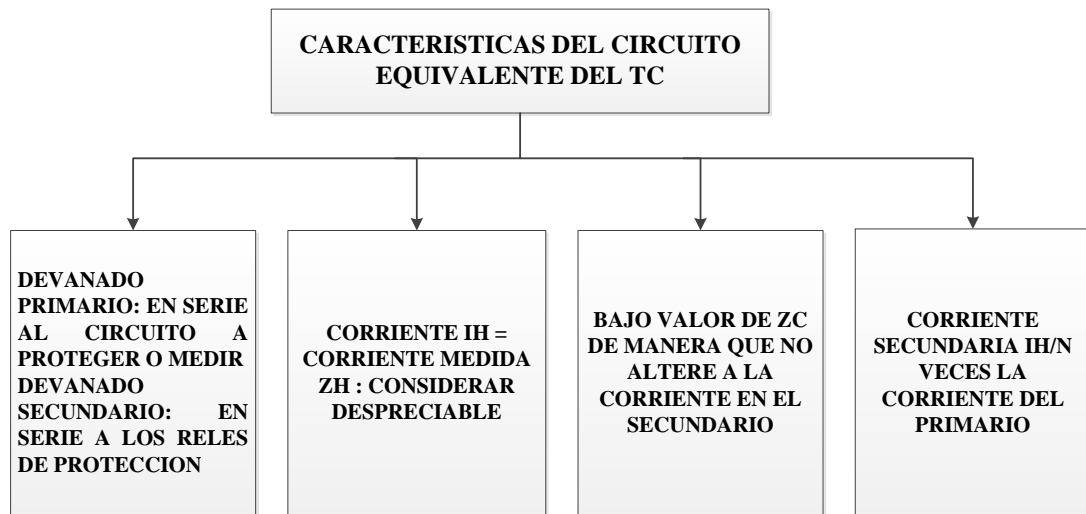


Figura 20. Características del circuito equivalente del TC. (Elaboración propia), (Montano, 2011)

En la Figura 19, analizando el nodo C, se deduce la siguiente Ecuación:

$$\frac{I_H}{N} = I_L + I_M$$

Ecuación 1. (Montano, 2011)

En la Figura 21 se muestra el diagrama fasorial de las corrientes en el secundario del transformador de corriente.

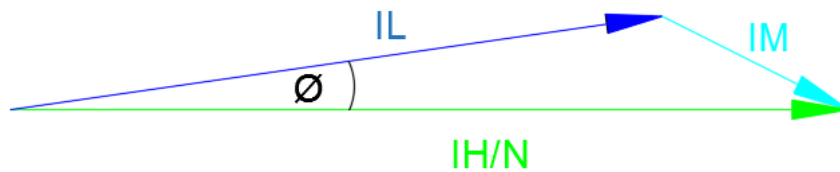


Figura 21. Diagrama fasorial de un TC. (Elaboración propia), (Montano, 2011)

Según Figura 21, la corriente secundaria es proporcional a la corriente primaria, pero con magnitudes más pequeñas, se considera a \emptyset e I_M despreciables, esto en condiciones normales de funcionamiento. (Montano, 2011)

Un transformador de corriente opera en condiciones anormales por los siguientes acontecimientos:

- Cuando la corriente en el primario posee una magnitud elevada. (Montano, 2011)
- Carga significativa en el secundario. (Montano, 2011)
- Se abre el circuito en el secundario. (Montano, 2011)

Cuando la corriente en el primario tiene una magnitud elevada, influye en la corriente de magnetización (I_M) al crecer esta corriente aumenta Φ , por lo tanto, no se consideran despreciables. (Montano, 2011)

Consecuencias del incremento de la corriente de magnetización (I_M):

- Saturación del núcleo. (Montano, 2011)
- Vida útil del transformador reducida. (Montano, 2011)
- Temperaturas altas en el núcleo. (Montano, 2011)

Estos incrementos de la corriente de magnetización se pueden dar por los siguientes motivos:

- Incremento de Z_C , disminuye la corriente de carga (I_L), produciendo un aumento en la corriente de magnetización (I_M). (Montano, 2011)
- Al abrir el circuito en el secundario la I_L es cero, produciendo que $I_H/N = I_M$. (Montano, 2011)

3.8.2.2 Simbología, puntos de conexión y marcas de polaridad.

En la norma IEC 60185 se indica la nomenclatura para los puntos de conexión de los TC.

- Nomenclatura para el primario: con las letras C o P. (Montano, 2011)
- Nomenclatura para el secundario: con la letra S. (Montano, 2011)

En la Figura 22 se observa la simbología y los puntos de conexión de un TC.

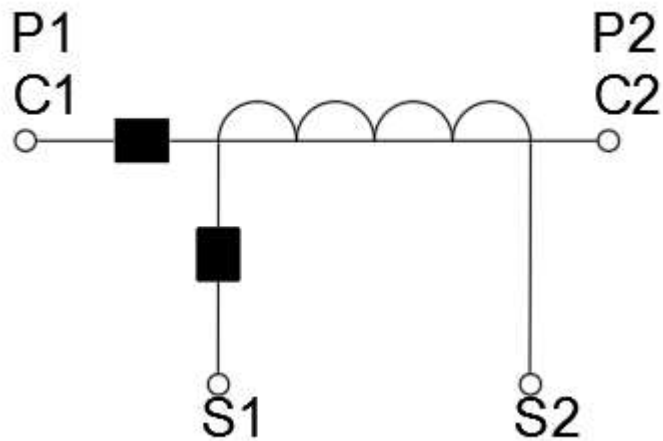


Figura 22. Simbología, puntos de conexión y marcas de polaridad de un TC. (Montano, 2011),
(Elaboración propia)

Como se ve en la Figura 22, las marcas de polaridad en el lado primario y secundario del TC indican que:

- Si la corriente primaria sale por dicha marca de polaridad entonces la corriente en el secundario ingresa por su marca de polaridad. (Montano, 2011)
- Si la corriente primaria ingresa por la marca de polaridad entonces la corriente en el secundario sale por su marca de polaridad. (Montano, 2011)

3.8.2.3 Conexiones.

Las conexiones que se pueden realizar con los transformadores de corriente son:

- Conexión Estrella. (Romero)
- Conexión Triangulo. (Romero)

Cuando los TC se conectan en estrella (Figura 23), se debe tener en cuenta la polaridad en la conexión en el secundario, ya que esto generara un desbalance, lo cual puede provocar errores. (Romero)

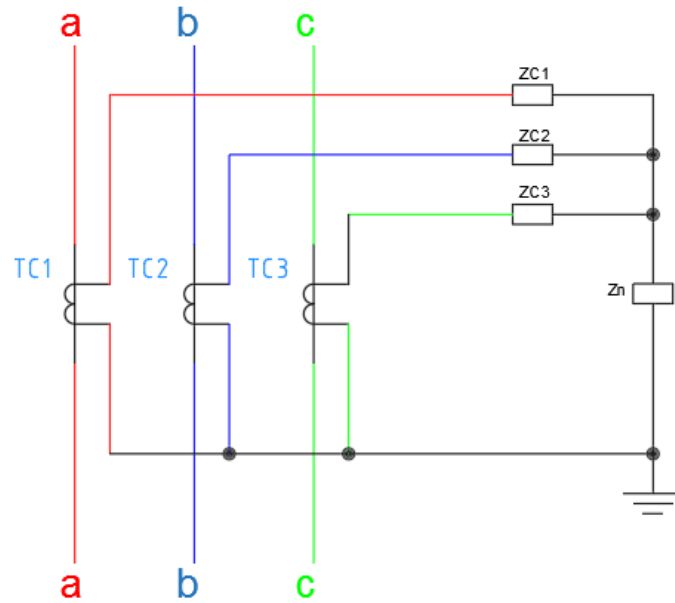


Figura 23. Conexión Estrella TC. (Elaboración propia), (Romero)

Por otro lado, cuando los TC se conectan en triángulo (Figura 24), se altera el ángulo de la corriente de los secundarios, por lo cual la relación de transformación se multiplica por $\sqrt{3}$. (Romero)

Al igual que en la conexión estrella, se debe tener en cuenta la polaridad de conexión en el secundario ya que se pueden dar los problemas mencionados anteriormente. (Romero)

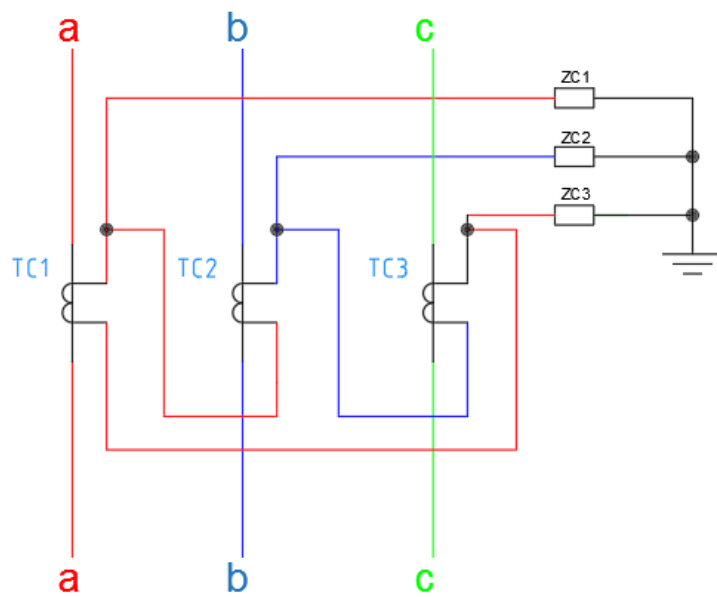


Figura 24. Conexión Triangulo TC. (Elaboración propia), (Romero)

3.8.2.4 Relaciones de Transformación.

De acuerdo con la norma C57.13 IEEE – 2008 los transformadores de corriente pueden tener una o dos relaciones de transformación (simple y doble) y el valor estandarizado de corriente en el secundario es 5A (Tabla 7). (IEEE, Standard Requirements for Instruments Transformers, 2008).

Tabla 7. Relaciones de Transformación simples y dobles para TC. (IEEE, Standard Requirements for Instruments Transformers, 2008)

Relación Simple	Doble Relación con devanado primario en serie y paralelo	Doble Relación con tap en el devanado secundario
10:5 800:5	25 x 50:5	25/50:5
15:5 1200:5	50 x 100:5	50/100:5
25:5 1500:5	100 x 200:5	100/200:5
40:5 2000:5	200 x 400:5	200/400:5
50:5 3000:5	400 x 800:5	300/600:5
75:5 4000:5	600 x 1200:5	400/800:5
100:5 5000:5	1000 x 2000:5	600/1200:5
200:5 6000:5	2000 x 4000:5	1000/2000:5
300:5 8000:5		1500/3000:5
400:5 12000:5		2000/4000:5
600:5		

3.8.2.5 Carga nominal o Burden.

Son las cargas nominales (en secundario) que soportan los transformadores de corriente y se representan en potencia aparente (VA). (IEEE, Standard Requirements for Instruments Transformers, 2008)

Para TCs utilizados en protecciones se tiene la Tabla 8 con valores estandarizados de carga nominal o Burdens.

Tabla 8. Cargas nominales o Burdens TC. (IEEE, Standard Requirements for Instruments Transformers, 2008)

Designación del Burden	Potencia (VA)
B-1.0	25
B-2.0	50
B-4.0	100
B-8.0	200

Los cálculos de carga secundaria de un TC se hacen en base a los siguientes parámetros:

- El tipo de conexión del TC y de la carga. (Romero)
- El tipo de falla que se presente. (Romero)

A continuación, se realiza un ejemplo de lo mencionado anteriormente:

- TC conectado en estrella. (Romero)
- Falla fase – tierra (monofásica). (Romero)

Como se vio en el inciso 3.8.2.3, en la conexión estrella se presentan elementos de impedancia como Z_C (relé de protección), Z_n (neutro), de acuerdo con el circuito equivalente del TC se tiene la impedancia Z_L (devanado secundario) y adicionalmente se tiene la impedancia del cableado de conexión entre el TC y el relé de protección, denominada Z_A . (Romero), (Ramirez Castaño, 2003)

Dicho esto, se define la ecuación de la tensión del devanado secundario del TC.

$$V_s = I_s(Z_C + 2Z_A + Z_n + Z_L)$$

Ecuación 2. Ecuación de tensión secundaria. (Ramirez Castaño, 2003)

Dicha ecuación (Ecuación 2) corresponde a una falla fase – neutro (por ejemplo, la fase a), por lo tanto, para hallar la impedancia de carga del TC en estas condiciones, se tiene la Ecuación 3.

$$Z = \frac{V_s}{I_s} = Z_C + 2Z_A + Z_n + Z_L$$

Ecuación 3. Ecuación de carga secundaria del TC para falla fase-neutro. (Romero)

La corriente I_s es la corriente de falla, que en este caso es la falla F-N.

Como se puede observar en las ecuaciones anteriores, la impedancia es máxima, por lo cual este es el valor que se debe especificar. (Romero)

3.8.3 Transformadores de tensión (TP).

Los transformadores de Tensión (TP) son transformadores de medida o de protección, la particularidad de estos transformadores es que en el devanado del secundario la señal de voltaje es proporcional a la señal de voltaje del devanado primario. (Ramirez Castaño, 2003)

Las principales características de los TP son:

- El aislamiento de la parte de alta tensión con la parte de baja tensión. (Ramirez Castaño, 2003)
- Entregan información de los efectos permanentes y transitorios que suceden en el primario. (Ramirez Castaño, 2003)

Según las normas ANSI y IEC se establecen las normativas para los valores de tensión.

- ANSI: 120V para sistemas de distribución, 115V para transmisión y 230V para circuitos largos. (Ramirez Castaño, 2003)
- IEC: 100V y 110V y 200V para circuitos largos. (Ramirez Castaño, 2003)

3.8.3.1 Circuito equivalente.

En el circuito equivalente de un TP, la parte de magnetización se puede ignorar, en la Figura 25 se muestra el circuito equivalente.

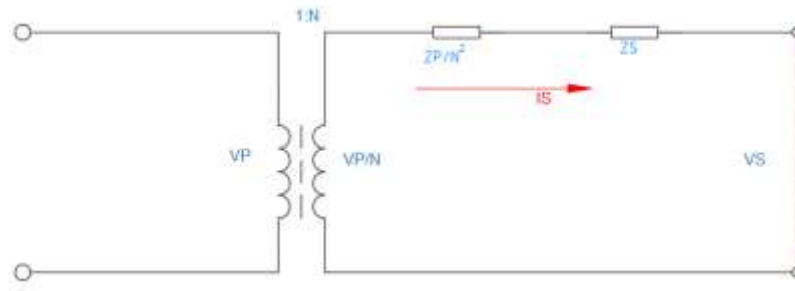


Figura 25. Circuito equivalente de un TP (Elaboración propia), (Ramirez Castaño, 2003)

3.8.3.2 Tipos de TP.

Existen dos tipos de transformadores de tensión y son:

- TP Inductivo: Devanados primario y secundario sobre un núcleo de hierro (convencional). (Ramirez Castaño, 2003)
- TP Capacitivo: Comprende un divisor de tensión capacitivo. (Ramirez Castaño, 2003)

3.8.3.3 Potencia nominal.

La carga nominal se representa en potencia aparente (VA), en un TP con varios devanados en el secundario, la potencia total será la suma de las potencias de cada devanado. (IEEE, Standard Requirements for Instruments Transformers, 2008)

Según la norma IEEE C57.13 – 2008 se tiene la Tabla 9 con valores de carga nominal (VA) con sus respectivas denominaciones.

Tabla 9. Cargas nominales TP. (IEEE, Standard Requirements for Instruments Transformers, 2008)

Denominación	Carga nominal (VA)
W	12.5
X	25
M	35
Y	75
Z	200
ZZ	400

3.8.3.4 Error de tensión

El error de tensión de TP se mide en porcentaje y viene dado por la siguiente relación (Ecuación 4).

$$\text{error de tensión (\%)} = \frac{(N * VS) - Vp}{Vp} * 100$$

Ecuación 4. Error de tensión en un TP. (Ramirez Castaño, 2003)

Dónde:

N: Relación de transformación. (Ramirez Castaño, 2003)

Vp: Tensión real en el devanado primario. (Ramirez Castaño, 2003)

Vs: Tensión real en el devanado secundario. (Ramirez Castaño, 2003)

3.8.3.5 Conexiones.

Las conexiones más comunes en un TP son:

- Conexión Estrella. (Ramirez Castaño, 2003)
- Conexión en V. (Ramirez Castaño, 2003)

En la conexión estrella (Figura 26) se utiliza cuando se requiere el neutro en el secundario y esta se usa para la polarización de los relés direccionales (fallas a tierra). (Ramirez Castaño, 2003)

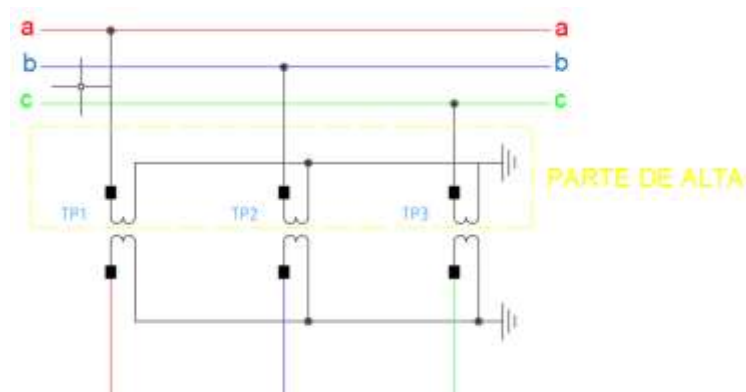


Figura 26. Conexión Estrella TP. (Elaboración propia), (Ramirez Castaño, 2003)

La conexión en V (Figura 27) se utiliza cuando no se requiere del neutro en el secundario, además de ser más económica ya que se necesita de 2 transformadores TP. (Ramirez Castaño, 2003)

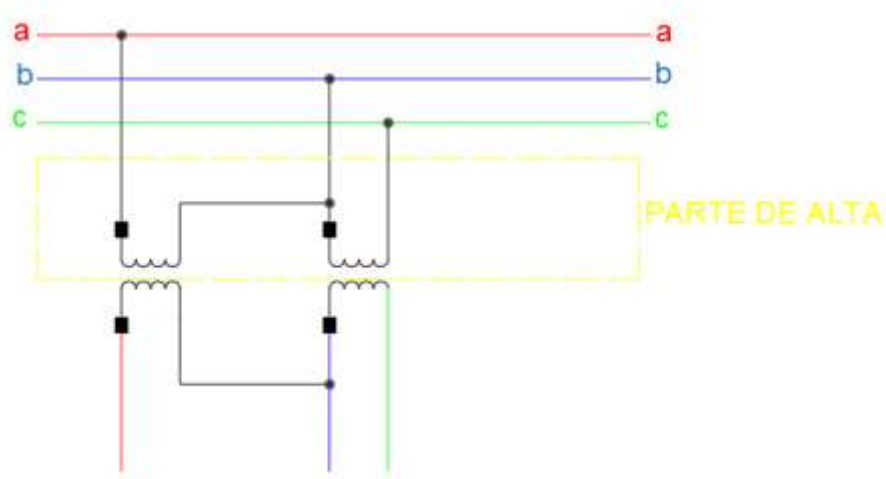


Figura 27. Conexión en V TP. (Elaboración propia), (Ramirez Castaño, 2003)

3.9 Elementos de Control.

Los elementos de control o también denominados elementos de corte y maniobra tienen la función principal de realizar la apertura o cierre de circuitos en determinadas zonas del sistema eléctrico.

Dichos elementos tienen la función principal de:

- Aislar parte del sistema eléctrico en donde haya ocurrido una falla, con la finalidad de proteger a los equipos y elementos y al mismo tiempo evitar que dichas anomalías lleguen a otras zonas. Posterior a esto se procede a la reparación de la zona afectada.
- Realizar transferencias de carga de un circuito a otro. Esta actividad se la realiza frecuentemente en los Sistemas de Distribución.
- Aislar parte del sistema eléctrico para realizar actividades de mantenimiento.

3.9.1 Interruptor automático (Norma ANSI 52).

Un interruptor automático es un elemento del sistema eléctrico que tiene la característica importante de realizar la apertura y cierre de circuitos con o sin la presencia de carga. El interruptor es capaz de operar bajo condiciones normales de

funcionamiento, así como también en condiciones de falla, como por ejemplo un cortocircuito. (Hewitson, Brown, & Balakrishnan, 2005)

Para abrir un circuito con carga y que de esta manera el arco eléctrico no afecte la operación dicha, el interruptor posee medios para extinguir dicho arco. (Hewitson, Brown, & Balakrishnan, 2005)

3.9.1.1 Características importantes.

Cuando ocurre una falla en el sistema, los dispositivos de protección envían una orden de apertura o disparo a los interruptores, por lo cual se mencionan algunas características principales que deben tener dichos elementos.

- La velocidad de apertura tras recibir la señal de disparo. (Hewitson, Brown, & Balakrishnan, 2005)
- Capacidad de interrupción de los contactos principales ante fallas. (Hewitson, Brown, & Balakrishnan, 2005)

La velocidad de apertura se compone de los siguientes parámetros:

- Tiempo de apertura: Tiempo que se da desde la recepción de la señal de disparo hasta la apertura de los contactos del interruptor. (Hewitson, Brown, & Balakrishnan, 2005)
- Tiempo de arco: Tiempo entre la separación de los contactos principales y la extinción del arco. (Hewitson, Brown, & Balakrishnan, 2005)
- Tiempo total: La suma de los tiempos anteriores. (Hewitson, Brown, & Balakrishnan, 2005)

Los tiempos indicados se detallan en la Figura 28.

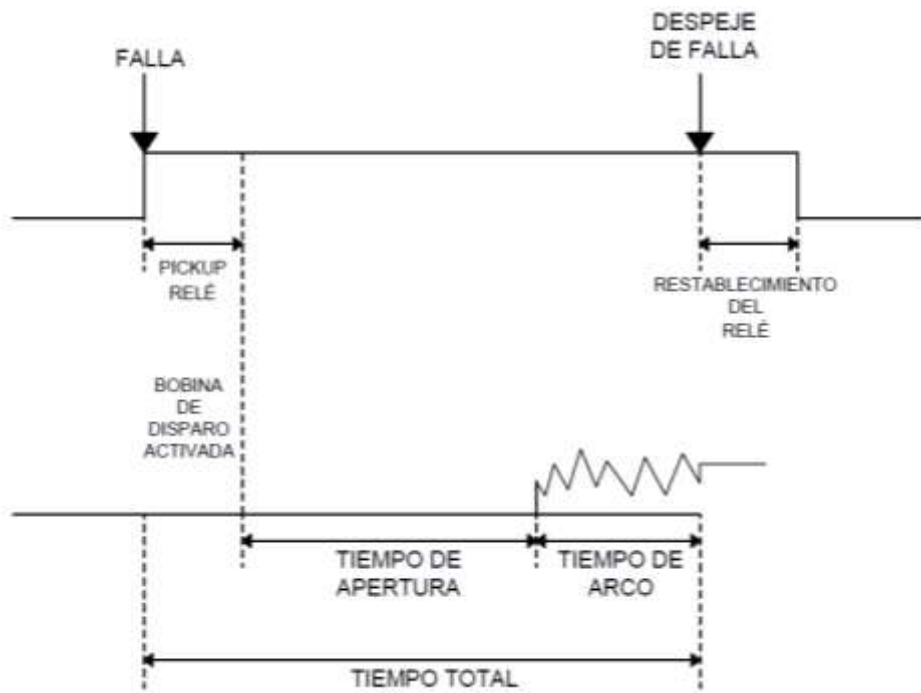


Figura 28. Tiempo total de despeje de fallas en un interruptor. (Hewitson, Brown, & Balakrishnan, 2005), (Elaboración propia)

Según la Figura 28, al momento que ocurre una falla en el sistema, el relé de protección de acuerdo con sus valores pre-ajustados (Pickup) envía una señal hacia la bobina de disparo del interruptor, de esta manera se tiene un tiempo de apertura, seguido del tiempo de arco y al final la falla es despejada. Por su parte el relé de protección regresa a su estado inicial (Restablecimiento o Reset).

3.9.1.2 Sistemas de un Interruptor Automático.

A continuación, en la Tabla 10, se muestran los principales sistemas que conforman un interruptor automático.

Tabla 10. Sistemas que conforman un Interruptor automático. (Siemens, Interruptores de potencia de alta tensión), (Elaboración propia).

SISTEMA	FUNCIÓN
Sistema de Control o mando	Recibe las señales provenientes de los Relés de protección. Este sistema posee elementos necesarios para la maniobra del interruptor, como son bobinas, contactos auxiliares y motores.
Sistema Mecánico o de accionamiento	Este sistema se encarga de abrir o cerrar los contactos del interruptor. Básicamente estos sistemas pueden ser: neumáticos, hidráulicos y de resortes.
Cámara de extinción de arco	Es donde se utiliza el medio para extinguir el arco eléctrico, generalmente son elementos dieléctricos. Principalmente son: aceite, aire comprimido, gas SF ₆ y vacío.

Dentro del Sistema de Control o mando, como ya se mencionó en la Tabla 10, existen bobinas y contactos auxiliares, los cuales permiten modificar el estado del interruptor, es decir pasar del estado Cerrado a Abierto o viceversa. Al activarse la bobina de disparo, los contactos auxiliares operan, sean estos normalmente abiertos (N/A) o normalmente cerrados (N/C). Dichos contactos sirven de igual manera para indicar en qué estado se encuentra el interruptor (Cerrado o Abierto). (ABB, ADVAC-Medium Voltage Vacuum Circuit Breaker), (Siemens, Interruptores de potencia de alta tensión)

Básicamente existen dos contactos (52a y 52b) que indican el estado actual del interruptor, tal y como se indica en la Figura 29.

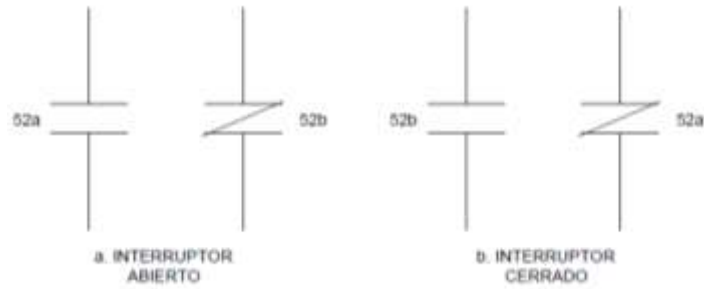


Figura 29. Contactos indicadores del estado de un Interruptor. (Elaboración propia), (ABB, ADVAC-Medium Voltage Vacuum Circuit Breaker).

En la Figura 29 se observan los contactos 52a y 52b estando en operación y que indican que el Interruptor se encuentra en estado Abierto o Cerrado.

3.9.1.3 Tipos de Interruptores según su diseño.

Los interruptores se pueden clasificar de acuerdo con su diseño en:

- Interruptores de tanque muerto: El tanque donde se encuentran las cámaras de extinción de arcos eléctricos, se encuentra aterrizado. (Perez Guzman, 2012)
- Interruptores de tanque vivo: Las cámaras de extinción de arco eléctrico están instaladas en columnas de material aislante, con lo cual se separa la parte energizada de tierra. (Perez Guzman, 2012)

En la Figura 30 se pueden apreciar los interruptores según su diseño.



Figura 30. Interruptor de tanque muerto e Interruptor de tanque vivo. (Omicron, Aparato de prueba de impedancia / de disyuntores / de alta tensión / motorizado, 2017), (Electricidad, 2012)

3.9.2 Seccionadores.

De igual manera los seccionadores son elementos que sirven para abrir o cerrar circuitos del sistema eléctrico, con la diferencia importante que estos dispositivos operan sin carga, es decir en vacío, por lo tanto, los circuitos deben abrirse en primera instancia por interruptores. (Abdelhay & O.P, 2012)

Los seccionadores que se utilizan en el sistema eléctrico pueden ser:

- Seccionador tipo cuchilla: Pueden operar de forma manual o motorizada y tienen algunas formas de diseño y construcción, como, por ejemplo: cuchillas giratorias, cuchillas deslizantes, columnas giratorias y de pantógrafo. (UTN)
- Seccionador fusible: Utilizados en Sistemas de Distribución, comúnmente en alimentadores primarios. En el diseño de la red eléctrica, dichos seccionadores son calculados para interrumpir sobrecorrientes causadas por cortocircuitos. (UTN)

En las Figuras 31 y 32 se indican algunos tipos de seccionadores.

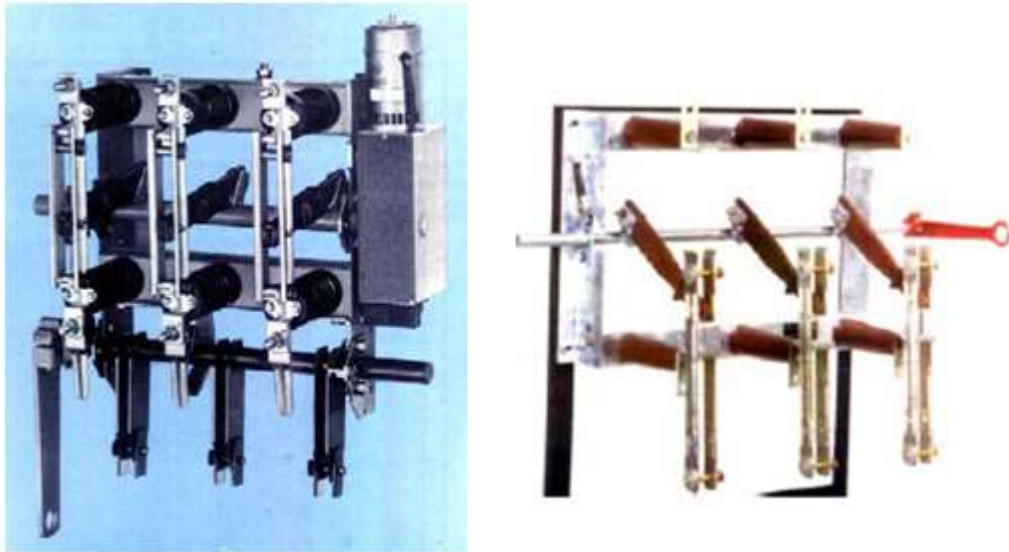


Figura 31. Seccionadores cuchillas giratorias y cuchillas deslizantes. (UTN)



Figura 32. Seccionador fusible ubicado en red eléctrica de distribución. (Siemens, *Interruptor seccionador de fusible / de tensión media / compacto / de exterior*, 2017)

3.10 Funciones de protección.

3.10.1 Protección de sobrecorriente no direccional - Norma ANSI: 50 (Instantánea) / 51 (Con Retardo de tiempo).

La protección de sobrecorriente tiene como finalidad medir o monitorear la corriente en un punto del sistema, al momento que esta corriente excede los valores preajustados en el relé y luego de un tiempo configurado la protección actúa, protegiendo a los dispositivos ante posibles daños. (Barrantes Pinela, 2011)

Para la correcta protección de los equipos, estos pueden representarse con una curva de daño, en base a esta curva se garantizará la adecuada protección de los equipos. La curva de daño se acopla a la Ecuación 5. (Barrantes Pinela, 2011)

$$I^2 * t = K$$

Ecuación 5. Ecuación de curva de daños en equipos. (Barrantes Pinela, 2011)

En la Figura 33 se muestra la curva de daño de equipos.

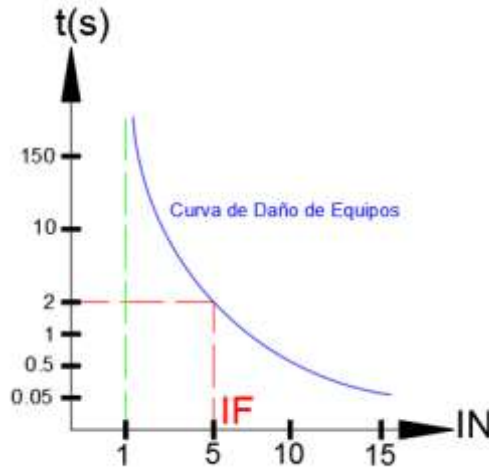


Figura 33. Curva de daño de equipos. (Barrantes Pinela, 2011)

Las protecciones de sobrecorriente no direccional se clasifican:

- Protección de sobrecorriente de fase y tierra instantánea (ANSI 50-50N). (Barrantes Pinela, 2011)
- Protección de sobrecorriente de fase y tierra con retardo (ANSI 51-51N). (Barrantes Pinela, 2011)

3.10.1.1 Protección de sobrecorriente instantánea (ANSI 50-50N).

Esta protección realiza su trabajo cuando la corriente monitoreada sobrepasa el valor de la corriente pre-ajustada y luego de un tiempo determinado la protección procede a despejar la falla. (Barrantes Pinela, 2011)

La función de protección ANSI 50 es usada para corrientes de fallas entre líneas (bifásicas y trifásicas), mientras que la ANSI 50N para corrientes de falla en el neutro. La característica teórica de estas funciones es que el retardo de tiempo para la operación es cero segundos. (Barrantes Pinela, 2011)

Para protecciones más alejadas de la generación, la corriente de falla es más pequeña, mientras que protecciones más cercanas a la parte de generación, la corriente de falla aumenta, esto se debe a la impedancia de la línea. (Ramirez Castaño, 2003)

En la Figura 34 se observa un sistema radial, en el cual pueden darse fallas en distintas zonas. Si se calculan las corrientes de falla (F1, F2 y F3) se llega a determinar que la corriente F1 es la más alta, debido a que posee una impedancia

más baja con relación a las demás corrientes de falla. De igual manera la corriente de falla F2 resulta ser igual que la corriente de falla F3, de esta manera pueden existir problemas de coordinación. (Ramirez Castaño, 2003)

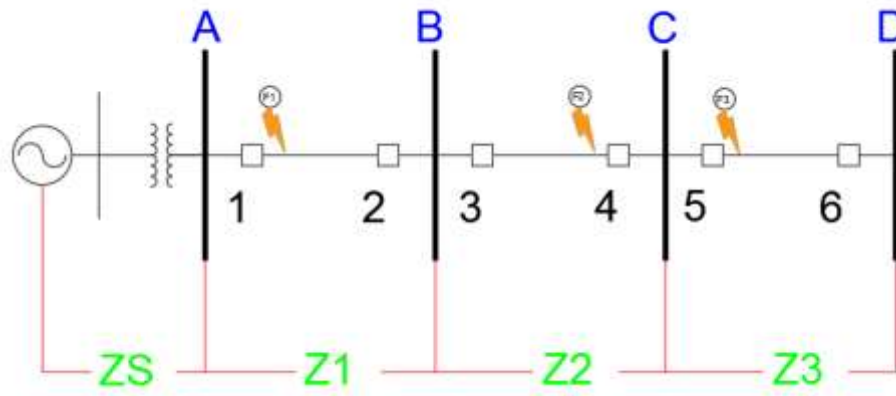


Figura 34. Niveles de falla en un sistema radial – Sobrecorriente instantánea. (Elaboración propia), (Ramirez Castaño, 2003)

El uso de la Protección de sobrecorriente instantánea depende del esquema filosófico adoptado. Se utiliza en combinación con otro tipo de protecciones de sobrecorriente. Típicamente es utilizada para despejar fallas cercanas al origen del elemento protegido, donde se presenta valores de cortocircuitos de mayor magnitud; esto es con el objetivo de disminuir el esfuerzo mecánico y eléctrico al que estarían sometidos los elementos y equipos del circuito protegido. (Ramirez Castaño, 2003)

Su desventaja radica en que al tener retardo de operación de cero segundos podría causar problemas de coordinación. Por eso la importancia de establecer su valor de ajuste adecuadamente. (Ramirez Castaño, 2003)

3.10.1.2 Protección de sobrecorriente no direccional con retardo (ANSI 51-51N).

Las protecciones de sobrecorriente no direccionales con retardo se clasifican en:

- Protección de sobrecorriente no direccionales de tiempo definido. (Barrantes Pinela, 2011)
- Protección de sobrecorriente no direccionales de tiempo inverso. (Barrantes Pinela, 2011)

La Protección de sobrecorriente no direccional de tiempo definido (Figura 35) realiza su trabajo después de un tiempo de retardo, cuando la corriente monitoreada sobrepase el valor pre-ajustado de la corriente. En estos tipos de protecciones el tiempo de retardo no está ligado a la magnitud de la señal de falla. Permiten ser ajustadas para varias corrientes de falla, con sus respectivos tiempos de retardo, esto con el objetivo de coordinar con otras protecciones. (Barrantes Pinela, 2011)

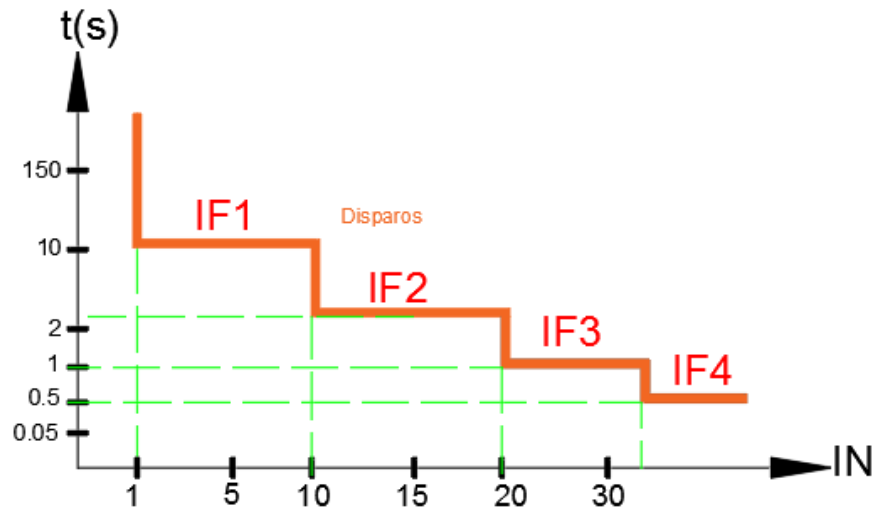


Figura 35. Protección de sobrecorriente de tiempo definido. (Elaboración propia), (Barrantes Pinela, 2011)

En la Protección de sobrecorriente no direccional de tiempo inverso (Figura 36), si la corriente que circula es elevada, el tiempo de operación de la protección es corto, es decir inversamente proporcional al valor de la corriente, con la finalidad de garantizar que la corriente que circula no genere daños a los equipos. (Barrantes Pinela, 2011)

En la siguiente grafica se muestra la curva de protección de tiempo inverso.

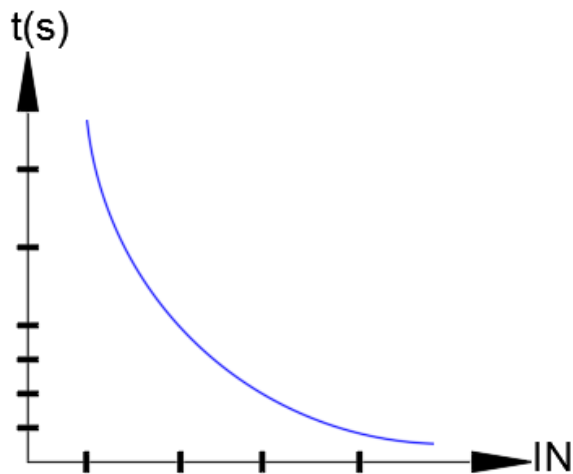


Figura 36. Característica de tiempo inverso. (Elaboración propia), (Barrantes Pinela, 2011)

Las corrientes y los tiempos de retardos se establecen por dos parámetros: Tap o Pickup y el Dial de tiempo. (Gers & Edward, 2011)

Tap o Pickup: El Tap o Pickup, es el valor de corriente de arranque del relé de protección. El valor de Tap viene dado por la Ecuación 6. (Gers & Edward, 2011)

$$Tap = \frac{(OLF * Inom)}{CTR}$$

Ecuación 6. Ecuación del Tap. (Gers & Edward, 2011)

Dónde:

OLF: Factor de Sobrecarga (25% - 30% de la corriente nominal). (Gers & Edward, 2011)

Inom: Corriente nominal de funcionamiento. (Gers & Edward, 2011)

CTR: Relación de transformación del TC. (Gers & Edward, 2011)

Dial: El dial sirve para determinar el tiempo de funcionamiento de la protección dada la curva de tiempo inverso. (Gers & Edward, 2011)

El tiempo de operación, viene dado por la norma IEC 60255 e IEEE C37.112 que se muestra en la Ecuación 7.

$$t = \frac{k\beta}{\left(\frac{I}{I_s}\right)^\alpha - 1} + L$$

Ecuación 7. Ecuación del tiempo de operación. (Gers & Edward, 2011)

Dónde:

K: Dial de tiempo, según la curva de tiempo inverso. (Gers & Edward, 2011)

β , α y L: Constantes de pendiente de la curva de tiempo inverso. (Gers & Edward, 2011)

t: Tiempo de operación. (Gers & Edward, 2011)

I: Corriente de entrada al relé de sobrecorriente. (Gers & Edward, 2011)

I_s: Corriente de Pickup ajustada. (Gers & Edward, 2011)

Los valores de las constantes se pueden observar en la Tabla 11.

Tabla 11. Constantes para determinación del tiempo según normativas. (Gers & Edward, 2011)

Descripción de la curva	Norma	α	β	L
Moderadamente inversa	IEEE	0.02	0.0515	0.114
Muy inversa	IEEE	2	19.61	0.491
Extremadamente inversa	IEEE	2	28.2	0.1217
Inversa	US-C08	2	5.95	0.18
Inversa de tiempo corto	US-C02	0.02	0.02394	0.01694
Inversa	IEC	0.02	0.14	
Muy inversa	IEC	1	13.5	
Extremadamente inversa	IEC	2	80.0	
Inversa de tiempo largo	IEC	1	120	

En resumen, se tiene la Figura 37.

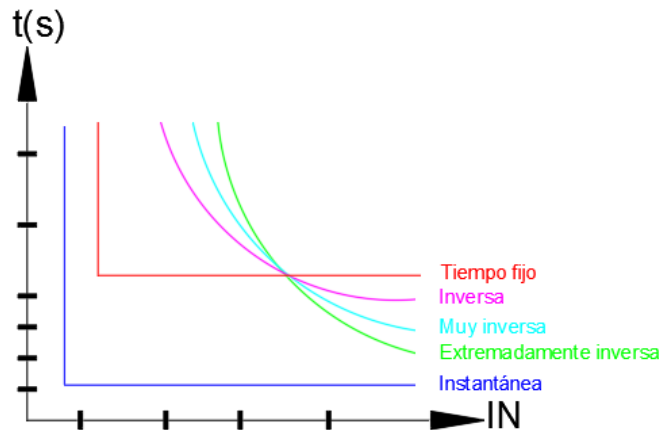


Figura 37. Curvas de la protección de sobrecorriente 50-51. (Ramirez Alanis, 2005)

3.10.1.3 Principios de coordinación de protecciones de sobrecorriente.

El objetivo de la coordinación de protecciones es que, dada una falla en el sistema, el elemento que esté más cerca a esta es el que operará, aislando la sección afectada, con esto se asegura que el resto del sistema funcione normalmente sin afectar el servicio eléctrico a los clientes. (Gers J. M., 2013)

La coordinación de protecciones se hace en función de las características corriente-tiempo, tanto para funciones de protección instantáneas (50) o con retardo de tiempo (51). (Gers J. M., 2013)

Los principios básicos para coordinación son los siguientes:

- Para funciones de protección instantáneas (50/50N): Ajustes de corriente de falla en los cuales no se produzcan disparos para valores iguales o menores a los ajustados a elementos como barras y los que estén aguas abajo protegidos con función instantánea. Los ajustes recomendados para la corriente son: en redes de distribución 6 a 10 veces la corriente nominal, en líneas de transmisión o subtransmisión 125% a 150% de la corriente de falla, en transformadores 125% a 150% de la corriente de falla en el lado secundario. (Gers J. M., 2013)
- Para funciones de protección con retardo de tiempo (51/51N): Ajustes para eliminar las fallas de una manera selectiva, tomando en cuenta los límites

térmicos de los elementos a proteger. Ajuste de Tap o Pick up y Dial de tiempo en la característica de tiempo inverso (Gers J. M., 2013)

En la Figura 38 se tienen por ejemplo dos relés de sobrecorriente 51, los cuales poseen las respectivas curvas 1 y 2, de esta manera se tienen diferentes tiempos de operación para la misma corriente de falla I_F . Por lo tanto, el relé 1 opera antes que el relé 2. Luego de la operación del relé 1, el relé 2 opera después de un cierto tiempo $t_2 - t_1$ (Intervalo de tiempo de coordinación). (Gers J. M., 2013)

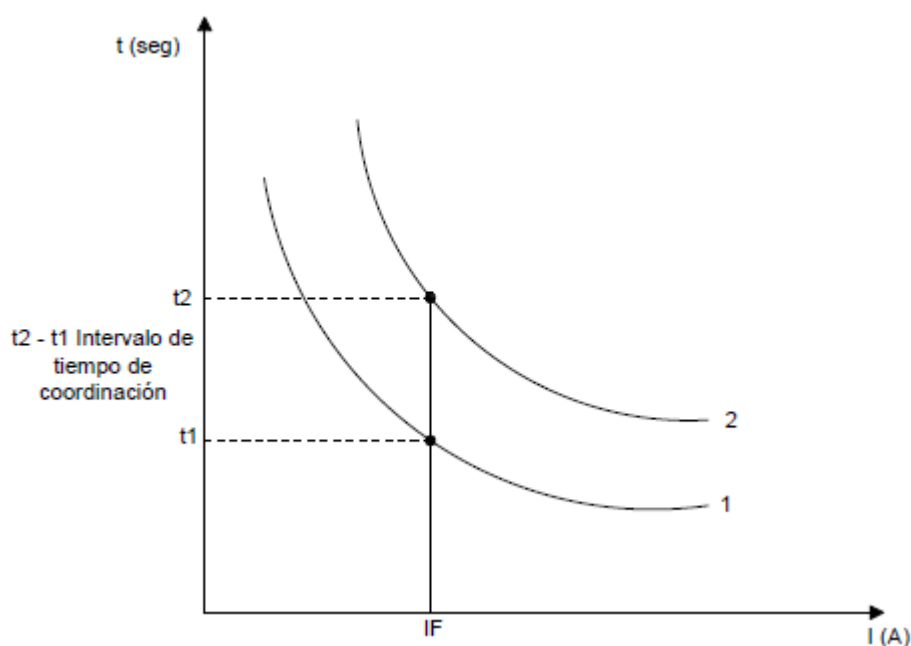


Figura 38. Coordinación de protecciones de sobrecorriente con retardo de tiempo 51 – característica de tiempo inverso. (Elaboración propia), (Gers J. M., 2013)

3.10.2 Protección de sobrecorriente direccional (Norma ANSI: 67/67N).

Esta protección es usada cuando se necesita detectar el sentido de la corriente de falla, es decir si dicha corriente está hacia adelante o hacia atrás. Cuando existe un cortocircuito en el sistema, la corriente de falla producida puede fluir en ambas direcciones en determinados equipos y elementos, por lo cual los relés de sobrecorriente direccional son configurados para operar en un sentido de corriente en particular. En sistemas configurados en malla o anillo, la protección de sobrecorriente direccional es comúnmente utilizada. (Gers & Edward, 2011)

En la Figura 39, se observa un ejemplo de esta protección.

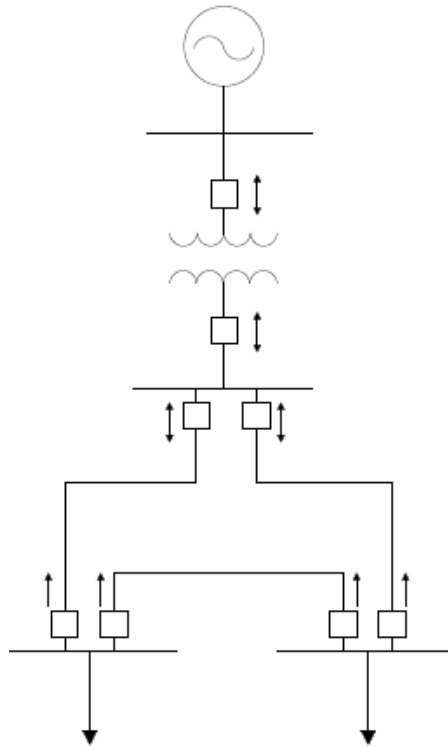


Figura 39. Aplicación de la protección de sobrecorriente direccional. (Gers & Edward, 2011),
(Elaboración propia)

En la Figura 39 se indica una aplicación de la protección de sobrecorriente direccional, en la cual se puede apreciar un sistema en anillo y la configuración del sentido de la corriente en cada zona de protección.

3.10.2.1 Principio de funcionamiento.

El relé de protección de sobrecorriente direccional recibe señales tanto de corriente como de tensión, ya que, para la detección del sentido de la corriente, se depende del ángulo que se forma entre la magnitud de la corriente y la magnitud de la tensión. Dicho ángulo es definido como el Angulo de Máximo Torque (AMT), el cual es el valor que debe ser pre-justado en el relé, para que de esta manera realice la operación correspondiente. (Gers & Edward, 2011)

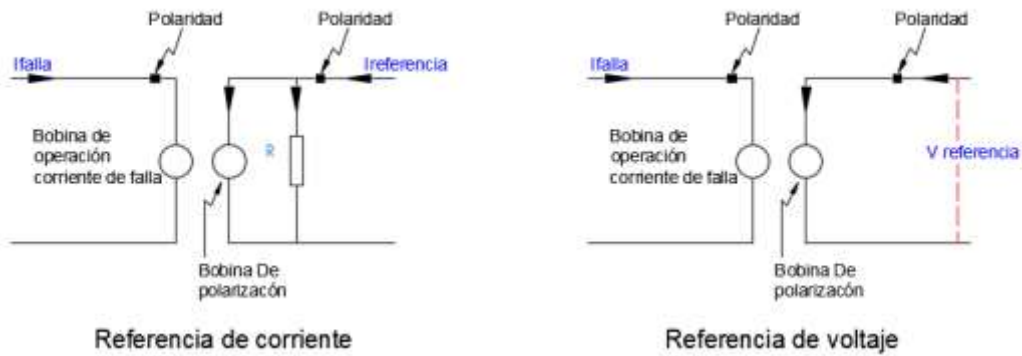


Figura 40. Puntos de referencia para relés de sobrecorriente direccional. (Romero), (Elaboración propia).

En la Figura 40 se observan los puntos de referencia que son utilizados para relés de sobrecorriente direccional. Básicamente existen dos señales:

- Señal de polarización (referencia). (Romero)
- Señal de operación. (Romero)

Como se dijo anteriormente, para la detección del sentido de la corriente, se mide el ángulo entre la tensión y la corriente (AMT), entonces se estaría hablando de que se tiene una referencia de voltaje. (Romero)

Para la elección de la señal de polarización, en este caso el voltaje, se debe tener mucho cuidado, ya que, si se presenta un cortocircuito en el sistema, dicha señal cambia su valor, teniendo como resultado que el relé no opere correctamente. Por ejemplo, para la corriente I_a (operación) se seleccione el voltaje V_{bc} (polarización). (Romero)

3.10.2.2 Conexiones.

La conexión más común de un relé de sobrecorriente direccional, es la llamada Conexión de cuadratura, la cual consiste en lo siguiente (Figura 41):

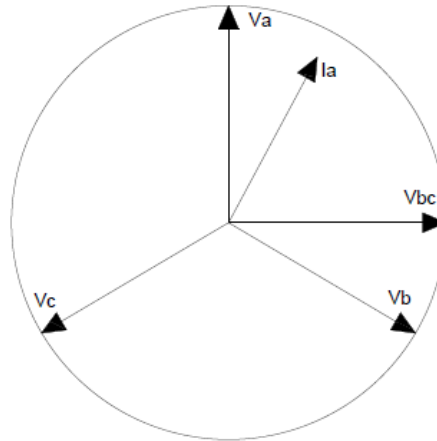


Figura 41. Conexión de cuadratura. (Tamasco, 2007), (Elaboración propia)

A cada fase de corriente se le da una tensión que está desfasada 90 grados con respecto a la tensión de dicha fase. (Tamasco, 2007)

La conexión de cuadratura con característica 30°, es mostrada en la Figura 42.

Torque máximo: Corriente desfasada 60° con respecto a la tensión. (Tamasco, 2007)

Operación: Corriente 30° en adelante o 150° en atraso. (Tamasco, 2007)

Aplicaciones y recomendaciones: En alimentadores primarios. (Gers & Edward, 2011)

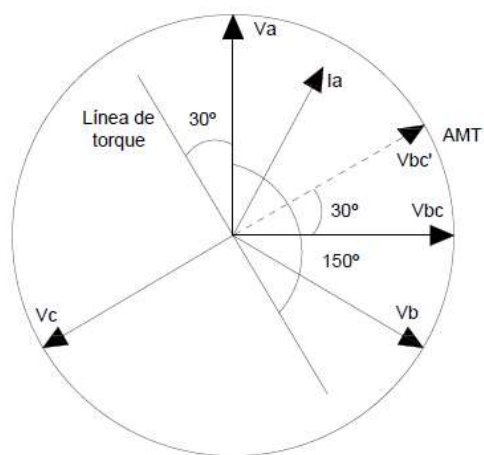


Figura 42. Conexión de cuadratura – 30°. (Tamasco, 2007), (Elaboración propia)

Por otro lado, la conexión de cuadratura con característica 45° , es mostrada en la Figura 43.

Torque máximo: Corriente desfasada 45° con respecto a la tensión. (Tamasco, 2007)

Operación: Corriente 45° en adelanto o 135° en atraso. (Tamasco, 2007)

Aplicaciones y recomendaciones: En alimentadores primarios y transformadores. (Gers & Edward, 2011)

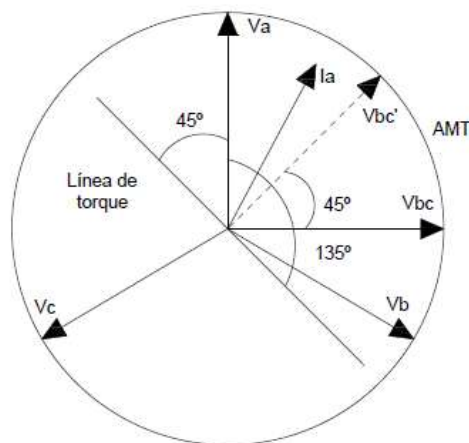


Figura 43 Conexión de cuadratura – 45° . (Tamasco, 2007), (Elaboración propia)

3.10.2.3 Aplicaciones.

Comúnmente los alimentadores primarios (media tensión) son configurados de forma radial, por lo cual a continuación se da a conocer algunos ajustes de AMT de la protección de sobrecorriente direccional para fallas fase-tierra.

Como primer punto se recuerda que al producirse una falla fase a tierra, la tensión asociada a dicha fase tiende a reducir su valor, entonces por el efecto capacitivo del conductor se produce una corriente capacitiva residual. Por lo tanto, para fallas fase a tierra se hace uso del relé de sobrecorriente direccional a tierra, en donde se pueda ajustar un valor umbral menor que el valor de dicha corriente capacitiva. (Bertrand, 2000)

El ajuste recomendado para el ángulo AMT depende básicamente de:

- Redes con neutro aislado: Valor de ajuste recomendado para AMT es 90° . (Bertrand, 2000)

- Redes con neutro: Para ajustes de corriente mayores o iguales al doble de la corriente capacitiva, la protección de sobrecorriente direccional no es necesaria, por lo tanto, el valor de ajuste recomendado para AMT es 0° . (Bertrand, 2000)

Las líneas de subtransmisión (Alta Tensión) normalmente tienen una configuración en anillo o malla. Para el ajuste del ángulo AMT se tienen los siguientes criterios:

- Para líneas en paralelo (anillo): Valor de ajuste recomendado para AMT según las condiciones que se tengan para el neutro es similar a lo indicado con anterioridad. (Bertrand, 2000)
- Bucle cerrado (malla): La instalación de las protecciones direccionales son costosas y sobre todo la coordinación se torna compleja, por lo cual en la actualidad se opta por otro tipo de protecciones, como son la diferencial de línea. De igual manera los ajustes se hacen en base a las consideraciones anteriores. (Bertrand, 2000)

3.10.2.4 Principios de coordinación.

A continuación, en la Figura 44 se muestra el principio básico de coordinación de protecciones de sobrecorriente direccionales.

En el sistema indicado, se tienen protecciones de sobrecorriente no direccionales (51) con sus respectivos retardos, con la finalidad de ofrecer selectividad con las protecciones de sobrecorriente direccional ubicadas aguas abajo del transformador, que tienen un tiempo de retardo menor, de igual manera se especifican los sentidos de la corriente para cada una de ellas. Al darse la falla en la línea que se indica, la corriente circula hacia el transformador y luego aguas abajo del mismo, por esta razón las protecciones operan de la siguiente manera. (Bertrand, 2000)

- Los relés 51 asociados a los interruptores D1 y D2 respectivamente, detectan la falla ($t = 0.4$ s).
- El relé 67 asociado al interruptor A1 dispara ($t = 0.1$ s).
- Se sobrepasa el retardo del relé 51 asociado a D1 y dispara, aislando totalmente la línea en falla.
- El relé 51 asociado a D2 entra en reposición antes de terminar su tiempo de retardo. (Bertrand, 2000)

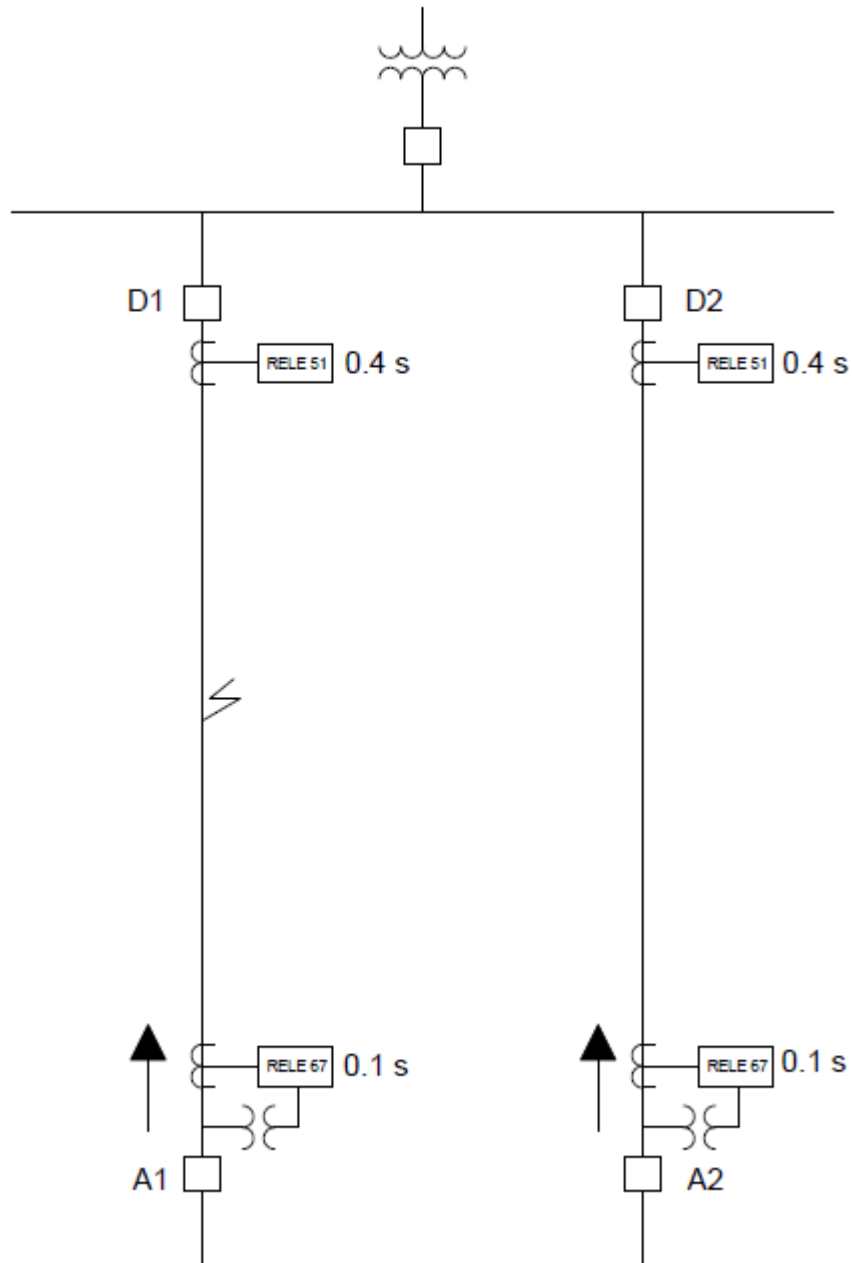


Figura 44. Ejemplo de coordinación de protecciones de sobrecorriente direccional 67. (Elaboración propia), (Bertrand, 2000)

Para la coordinación de protecciones de sobrecorriente direccional, son fundamentales los tiempos de retardo y la determinación del sentido de la corriente de falla, para de esta manera realizar los ajustes de AMT correspondientes en los equipos. (Bertrand, 2000)

3.10.3 Protección de fallo de interruptor (Norma ANSI: 50BF).

Cuando un relé de protección detecta una falla en el sistema, este envía una señal de orden de apertura a los interruptores, por muchas circunstancias puede que los interruptores no reciban esta señal o se encuentren con problemas. Al darse la falla se envía la orden de apertura de los interruptores y en el mismo instante la protección 50BF empieza a contar un tiempo establecido, si en este tiempo la corriente que circula por los interruptores no es cero, la protección de fallo de interruptor envía una señal de apertura a los interruptores necesarios que estén asociados en el circuito. (Siemens, SIPROTEC 7SD53)

En la Figura 45 se muestra un ejemplo, al producirse una falla F en el sistema, la Función de Protección detecta dicha falla, mandando una señal de apertura al interruptor y a la protección 50BF, en el caso de no despejarse la falla luego de un tiempo determinado y de verificar si hay corriente en el circuito por medio del TC, entonces la protección 50BF manda una señal de disparo a los interruptores asociados. (Siemens, SIPROTEC 7SD53)

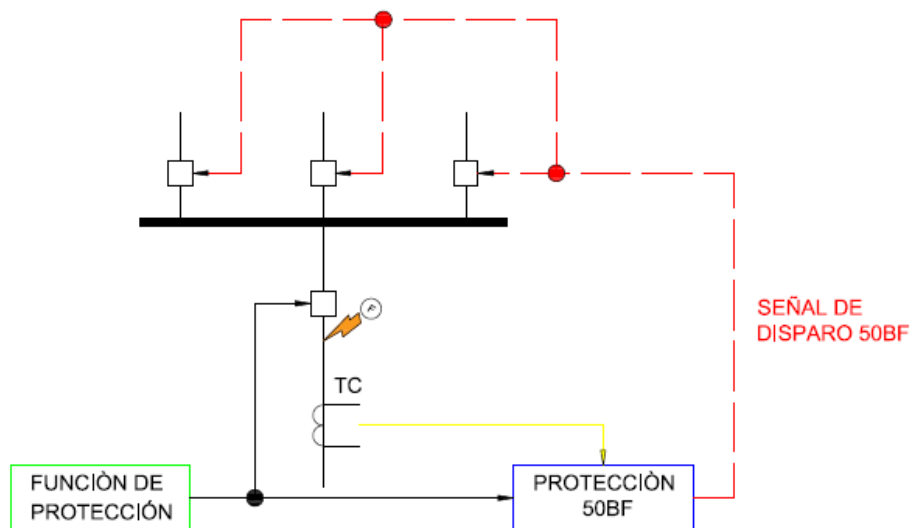


Figura 45. Ejemplo de funcionamiento de la protección 50BF. (Siemens, SIPROTEC 7SD53),
(Elaboración propia)

3.10.4 Protección de máxima tensión (Norma ANSI: 59) y mínima tensión (Norma ANSI: 27)

Las protecciones de máxima y mínima tensión son protecciones que permanentemente se encuentran midiendo los niveles de tensión de cada fase, con el propósito de detectar valores mayores y menores que las del rango normal de operación. (Siemens, SIPROTEC 7SD53)

En el caso de presentarse sobretensiones en el sistema, originadas por distintas causas, la capacidad de aislamiento del sistema puede verse afectada, de manera que la protección de máxima tensión realiza el disparo necesario para despejar dicha falla. (Siemens, SIPROTEC 7SD53)

De igual manera, cuando se presenta una subtensión en el sistema, se pueden generar problemas de estabilidad, la protección de mínima tensión será configurada para actuar de acuerdo con valores preestablecidos. (Siemens, SIPROTEC 7SD53)

3.10.5 Protección de distancia (Norma ANSI: 21/21N)

La protección de distancia opera dentro de una zona o distancia establecida previamente y es comúnmente utilizada en líneas de transmisión y subtransmisión. Se basa en el principio de la proporcionalidad que existe entre la longitud de la línea de transmisión o subtransmisión y la impedancia de dicha línea. De acuerdo con el diseño y a los materiales utilizados para la construcción de los conductores que conforman una línea de transmisión o subtransmisión, se tendrá una impedancia por kilómetro, es decir [Ω/km], por lo tanto, si se realiza el producto entre dicha impedancia y una distancia determinada, se obtiene la impedancia total o parcial de la línea. (Barrantes Pinela, 2011)

Para determinar la impedancia total o parcial de la línea, el relé de protección de distancia recibe señales de corriente y tensión y por simple Ley de Ohm (V/I) obtiene el valor de la impedancia. Dicho relé mide la impedancia desde su ubicación y realiza una comparación con el valor de alcance que se requiera, por lo tanto, si se presenta una sobrecorriente en el sistema, la impedancia medida será menor que el valor de impedancia de alcance, entonces se determina que existe una falla dentro de la zona de protección. Dichas definiciones se observan en la Figura 46. (Hewitson, Brown, & Balakrishnan, 2005)

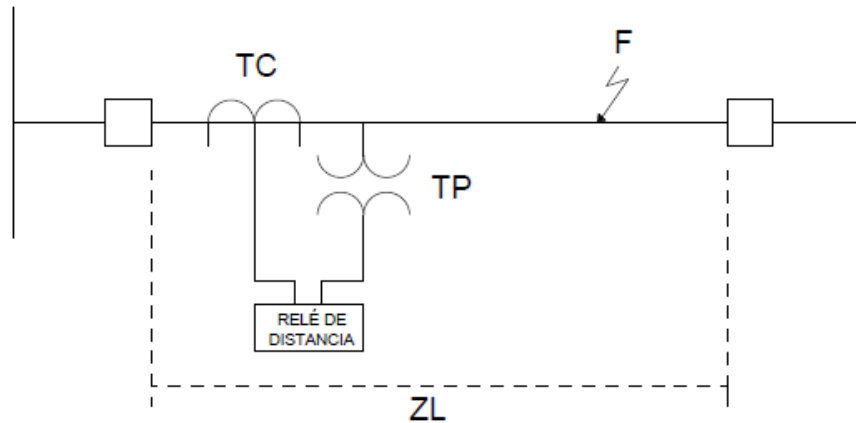


Figura 46. Principio de funcionamiento de la Protección de distancia. (Hewitson, Brown, & Balakrishnan, 2005), (Elaboración propia)

La Protección de distancia trabaja en conjunto con una protección de sobrecorriente direccional, esto con el objetivo principal de que el relé de distancia opere para fallas delante de la línea protegida. (Tamasco, 2007)

La protección de distancia ofrece fiabilidad y sobre todo velocidad en despeje de fallas de todo tipo que se puedan dar especialmente en líneas de transmisión y subtransmisión. De acuerdo con un alcance de impedancia ajustado, la función de distancia detecta fallas dentro de las zonas que se configuren, lo cual es una ventaja importante frente a funciones de sobrecorriente típicas. (Tamasco, 2007)

3.10.5.1 Zonas de Protección.

Básicamente se dispone de tres zonas de protección (Figura 47), la primera zona (Zona 1) es configurada como direccional instantáneo, las demás zonas (Zona 2 y Zona 3) normalmente incluyen retardos, todo esto con el fin de lograr una correcta coordinación. (Tamasco, 2007)

Adicional a esto se puede tener una cuarta zona (Zona reversa) que sirve como protección de respaldo en la barra local.

Zona 1:

- Cubre el 80% de la línea y hasta el 85% en IED. (Tamasco, 2007)
- Operación instantánea, tiempo de retardo: 0 segundos. (Tamasco, 2007)

- Se deja el 20% o el 15% para contrarrestar efectos de sobre alcance de la línea por errores en TC y TP. (Tamasco, 2007)

Zona 2:

- Cubre el 120% de la línea (100% de la línea protegida más un 20% de la línea adyacente). (Tamasco, 2007)
- Evitar extenderse más allá de la Zona 1 de la línea adyacente. (Tamasco, 2007)
- Posee tiempos de retardo para temas de coordinación. (Tamasco, 2007)

Zona 3:

- Funciona como respaldo de líneas adyacentes. (Tamasco, 2007)
- Coordinación con la Zona 2 de la línea adyacente. (Tamasco, 2007)

Zona reversa:

- Respaldo para la barra local. (Tamasco, 2007)
- Cubre el 25% hacia atrás de la barra local. (Tamasco, 2007)

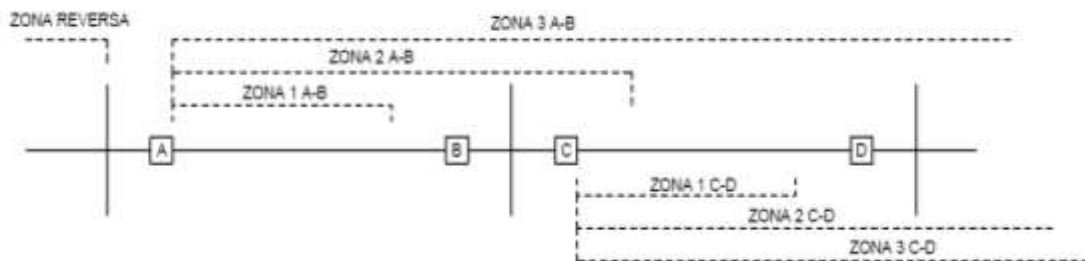


Figura 47. Zonas de Protección – Protección de distancia. (Elaboración propia), (Tamasco, 2007)

Una desventaja que se puede presentar al utilizar la protección de distancia es que en líneas que posean una conexión intermedia (línea con 3 terminales), en el caso de falla, la impedancia de dicho tramo puede afectar en la medición de impedancia del tramo de la zona ajustada (Zona 1). (Tamasco, 2007)

3.10.5.2 Características de disparo.

Los valores de operación del relé de distancia pueden ser representados en un círculo, es decir en un diagrama R/X, que es en donde se define el alcance de cada zona de protección. (Hewitson, Brown, & Balakrishnan, 2005)

Característica MHO: En función de la Figura 48, dicha característica se define como una circunferencia que pasa por el origen de R/X, por lo tanto, el diámetro es el alcance del relé en determinada zona, de igual manera se tiene el ángulo correspondiente a la impedancia y es llamado el ángulo característico AMT. (Hewitson, Brown, & Balakrishnan, 2005)

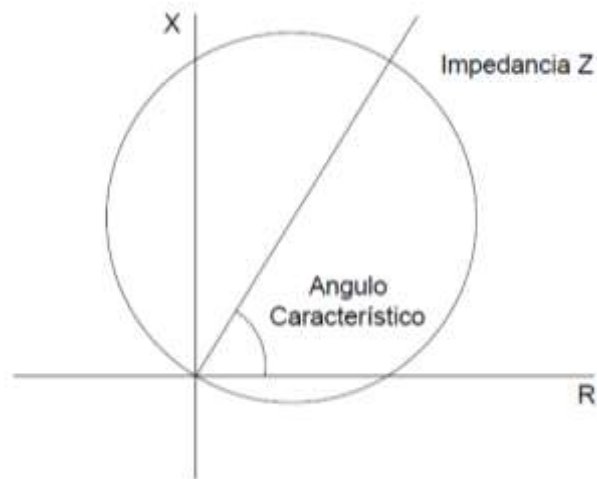


Figura 48. Característica MHO. (Elaboración propia), (Hewitson, Brown, & Balakrishnan, 2005)

En la Figura 48 se puede apreciar la característica MHO de un relé de distancia, de igual manera esta gráfica puede representar una zona de protección con su respectivo alcance, siendo el origen de los ejes la ubicación del relé de distancia.

Si se grafican las zonas de protección en el mismo diagrama, se tendría lo siguiente (Figura 49).

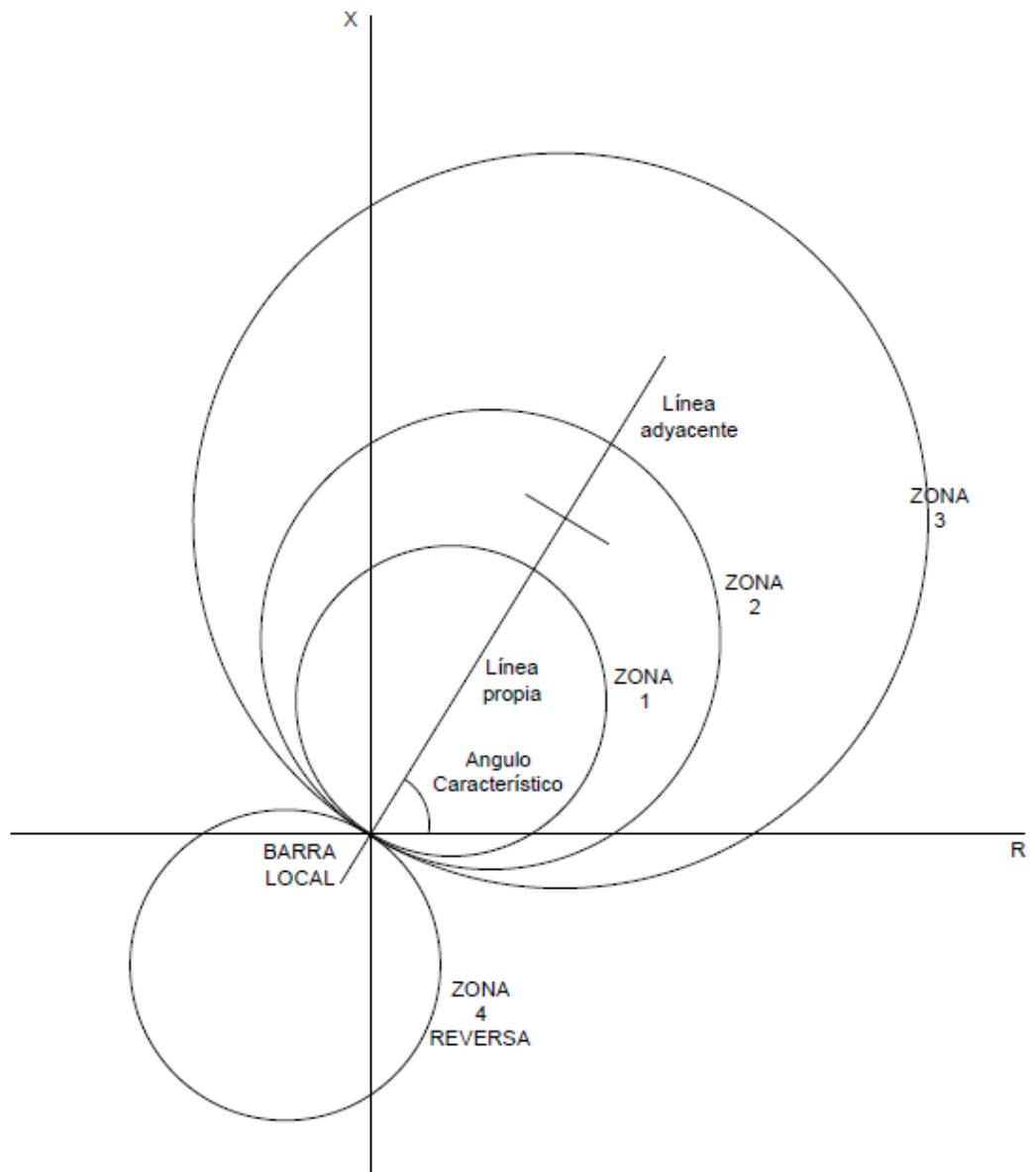


Figura 49. Característica MHO-Zonas de Protección. (Elaboración propia), (Tamasco, 2007)

Característica cuadrilateral: Como su nombre lo indica, dicha característica hace referencia a un polígono, lo cual quiere decir que los lados de dicho polígono son los alcances correspondientes a la impedancia. De acuerdo con la Figura 50, se aprecia que dicha característica posee límites superiores e inferiores para la reactancia X y derecho e izquierdo para la resistencia R (Figura 50). (Tamasco, 2007)

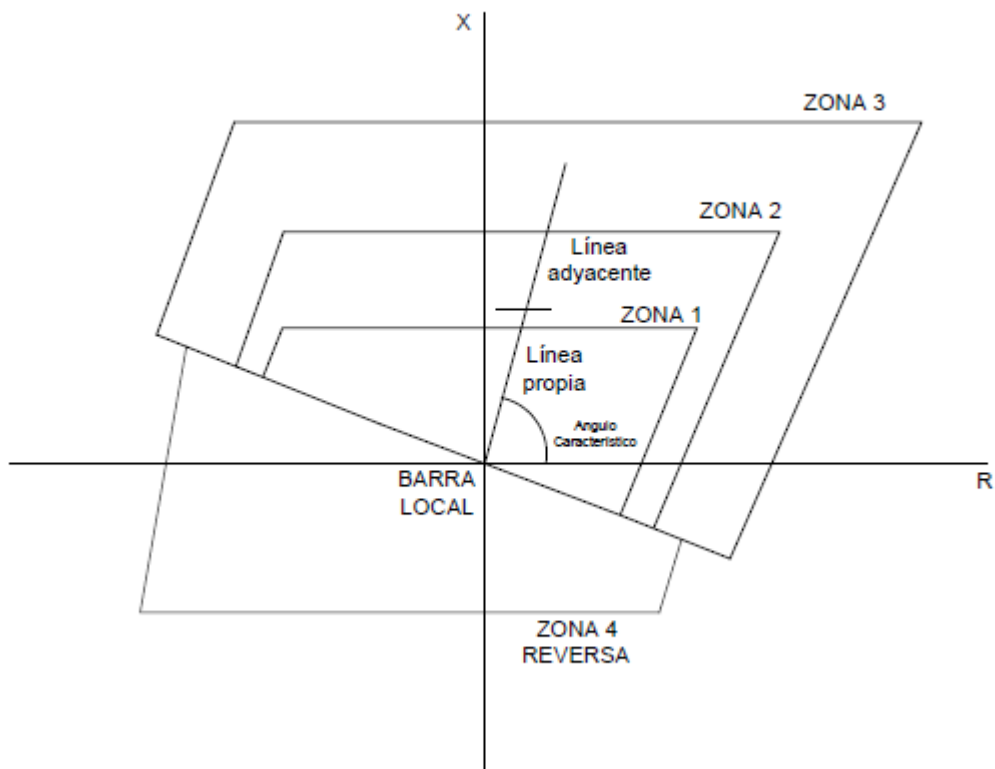


Figura 50. Característica Cuadrilateral - Zonas de Protección. (Elaboración propia), (Tamasco, 2007)

Existen efectos importantes a ser tomados en cuenta en los ajustes de las características de disparo del relé de distancia.

- Efecto de la corriente de carga: Dicha corriente de igual manera se puede incluir en el diagrama R/X , es decir como una impedancia. Para la corriente de carga el relé de distancia no debe operar, por lo cual, al realizar los ajustes, sobre todo en si se utiliza la característica MHO, se debe asegurar que la zona que posea un alcance mayor de impedancia (Zona 3) no incluya la corriente de carga, ya que se podría producir un disparo indeseado. (Hewitson, Brown, & Balakrishnan, 2005)
- Efecto de la resistencia de arco: Al producirse una falla, se produce un arco eléctrico, el cual tiene una resistencia R , dado que la tensión y la corriente están en fase, resultando un elemento de impedancia puramente resistivo. Al utilizar la característica MHO, esta resistencia puede estar fuera del alcance de la primera Zona y dentro de la segunda o tercera, por lo cual, el disparo será retardado y esto se vuelve más significativo en líneas cortas, donde los alcances son menores. (Hewitson, Brown, & Balakrishnan, 2005)

Dichos efectos muestran una clara desventaja al usar la característica de disparo MHO (usada comúnmente en líneas de longitud mayor), por lo cual, dichos problemas pueden ser solucionados con características de disparo de diferente forma, como lo es la característica Cuadrilateral. (Hewitson, Brown, & Balakrishnan, 2005)

3.10.5.3 Tele protección.

De acuerdo con el inciso 3.10.5.1, la Zona 1 (instantánea) se ajusta para cubrir hasta un 85% de la línea protegida, por lo tanto, para despejar fallas que estén fuera de dichos ajustes, se las realiza luego de un tiempo de retardo. Dicho esto, si se quiere obtener un disparo instantáneo en el 100% de la línea, se procede a utilizar la Tele protección, la cual permite realizar una comunicación entre los equipos ubicados en cada extremo de la línea (transmisor y receptor). Los medios de comunicación digitales como fibra óptica son los más utilizados en la actualidad. (Siemens, SIPROTEC 7SD53)

Existen los siguientes esquemas de Tele protección:

- Esquemas de subalcance: En este esquema se realizan configuraciones o ajustes normales de zona. Por lo tanto, al darse algún tipo de falla en la Zona 1, se emite una señal de disparo hacia el extremo de la línea, de esta manera el equipo ubicado en dicho extremo genera una señal de disparo. (Siemens, SIPROTEC 7SD53)
- Esquemas de sobre alcance: En este esquema se puede generar una señal de disparo, solo si también se localiza algún tipo de falla en el otro extremo de la línea. (Siemens, SIPROTEC 7SD53)

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

- Permisivo o directo (orden de disparo). (Serrano, 2007)
- Bloqueo (orden de no disparo). (Serrano, 2007)

En resumen, los esquemas de Tele protección de subalcance, comprenden la primera zona de la protección de distancia (cerca de la falla) y los esquemas de sobre alcance, para tramos que estén fuera de la Zona 1 (lejano a la falla). (Serrano, 2007)

3.10.6 Protección diferencial (Norma ANSI: 87)

Las protecciones diferenciales se encargan de verificar la diferencia de magnitudes eléctricas que entran y salen de una determinada zona de protección, si la diferencia de estos dos valores sobrepasa un valor predeterminado, la protección entrará en funcionamiento. (Gers & Edward, 2011)

La mayoría de los relés se los pueden utilizar como protección diferencial, no importa la construcción del relé, sino la forma de conectarla al circuito a proteger. (Gers & Edward, 2011)

Las aplicaciones de los relés diferenciales tienen como finalidad de proteger los siguientes elementos.

- Barras de subestación. (Gers & Edward, 2011)
- Líneas de transmisión y subtransmisión. (Gers & Edward, 2011)
- Transformadores de potencia. (Gers & Edward, 2011)

Un arreglo diferencial de corriente es el que se muestra en la Figura 51, en donde los secundarios de los TC se encuentran conectados entre sí, y la bobina de la protección diferencial entre estos. La diferencia de corriente que existe entre los secundarios de los TC es la que detecta la bobina, activándose para su respectiva función. (Ramírez Castaño, 2003)

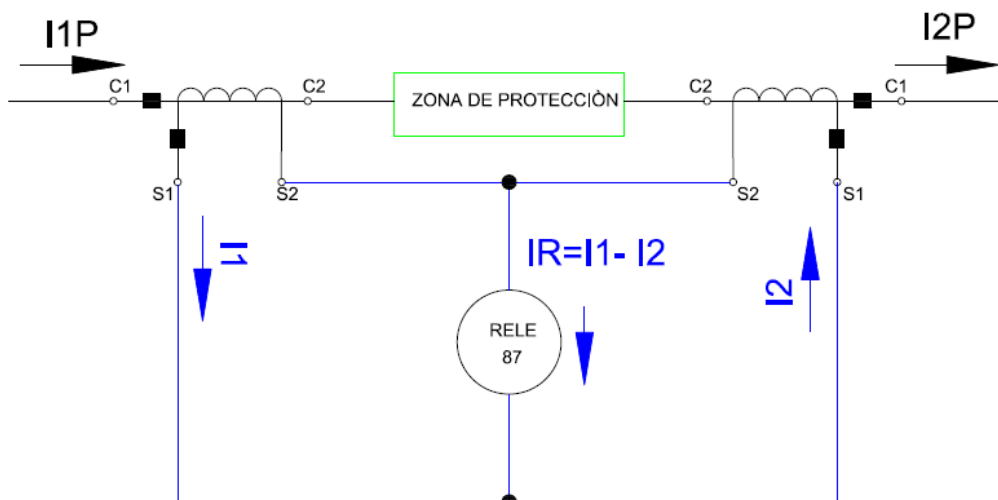


Figura 51. Configuración de una protección diferencial. (Elaboración propia), (Ramírez Castaño, 2003)

La protección diferencial es selectiva, lo cual quiere decir que solo opera para fallas dentro de su zona, por lo tanto, no actúa para fallas externas. (Ramirez Castaño, 2003)

Para la restricción de corrientes que circulen por la bobina de la protección diferencial, y que den señales falsas, se utiliza relés diferenciales con bobinas de restricción o porcentuales, este tipo de relés poseen una bobina de funcionamiento y adicional una bobina de restricción, dado que la corriente en la bobina de operación es $I_1 - I_2$, donde la bobina de operación está conectada al punto medio de la bobina de restricción, la corriente que circulará por la bobina de operación estará dada por $(I_1 + I_2) / 2$ (Figura 52 y 53) (Gers & Edward, 2011)

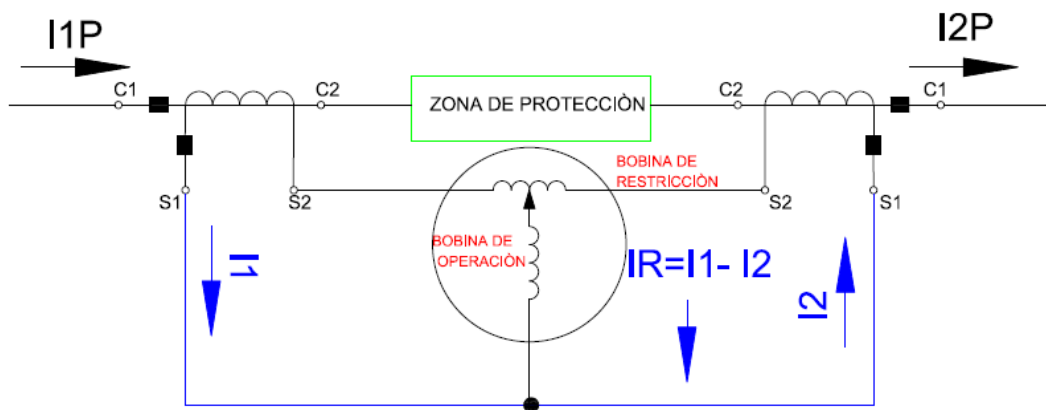


Figura 52. Configuración de una protección diferencial con restricción. (Elaboración propia), (Gers & Edward, 2011)

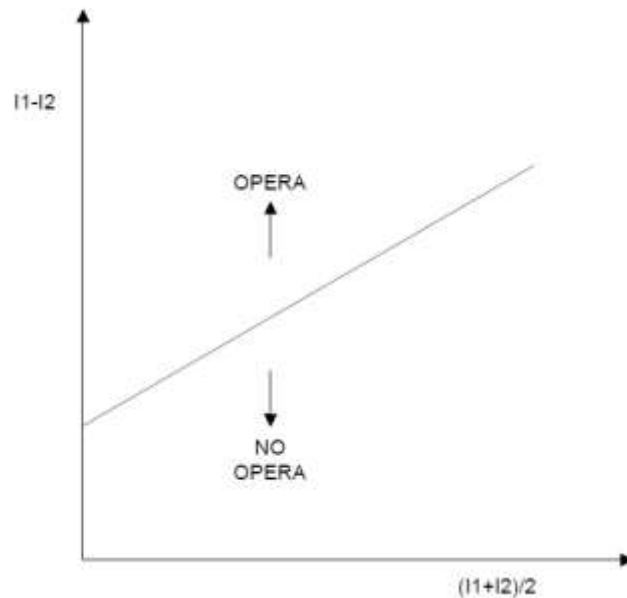


Figura 53. Curva de Operación y No operación de una protección diferencial con restricción.
(Elaboración propia), (Gers & Edward, 2011)

3.10.6.1 Protección diferencial de transformador (Norma ANSI: 87T)

En la Figura 54, se observa la conexión de los TC para la protección de transformadores.

Esta protección puede detectar y despejar fallas que existan en los transformadores, estas fallas pueden ser:

- Falla en el aislamiento de los devanados del transformador. (Ramirez Castaño, 2003)
- Fallas en el núcleo, por daño en el aislamiento de las láminas que conforman el núcleo. (Ramirez Castaño, 2003)
- Fallas en los terminales. (Ramirez Castaño, 2003)
- Fallas que estén siempre dentro de la zona de protección, comprendidas entre los dos TC. (Ramirez Castaño, 2003)

Este tipo de protecciones a más de detectar las fallas que existe entre fases y fase a tierra es capaz de detectar las fallas que existan entre espiras del bobinado. (Ramirez Castaño, 2003)

Para la correcta protección de los transformadores se deben tomar en cuenta los siguientes factores.

- Relación de transformación. (Ramirez Castaño, 2003)
- Tipo de conexión del transformador. (Ramirez Castaño, 2003)
- Cambiador de derivación. (Ramirez Castaño, 2003)
- Corriente inrush de magnetización. (Ramirez Castaño, 2003)

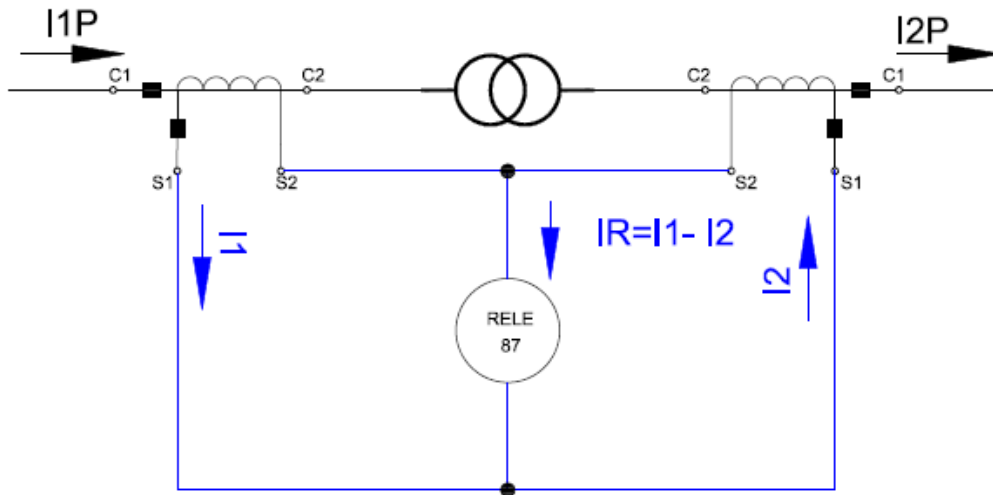


Figura 54. Protección diferencial de transformador. (Elaboración propia), (Gers & Edward, 2011)

Según la relación de transformación:

Al variar los valores de las corrientes en los primarios y secundarios de los transformadores, por la relación inversa que existe entre los voltajes, se debe escoger los TC adecuados que compensen esta variación. (Ramirez Castaño, 2003)

Los TC deben tener valores nominales de corriente correspondiente a los valores de las corrientes de los devanados de los transformadores. (Ramirez Castaño, 2003)

Según la conexión del transformador:

Al tener una conexión Estrella-Delta existe un desfase de la corriente del primario respecto al secundario, para corregir esto, se puede hacerlo mediante la conexión de los TC en el secundario. (Ramirez Castaño, 2003)

Para la eliminación de la corriente cero de la conexión en Estrella en el primario del transformador, se conecta en Delta los TC, mientras que en el lado del secundario del transformador que está conectado en Delta, los TC se conectan en Estrella, siempre tomando en cuenta que, si los TC en el secundario están conectados en Delta, para el

dimensionamiento los valores nominales de corriente deben ser multiplicados por $\sqrt{3}$. (Ramirez Castaño, 2003)

3.10.6.1.1 Corrección fasorial en relés numéricos (IED).

De acuerdo con lo descrito anteriormente, para la compensación o corrección fasorial que se realiza al conectar los TC de manera contraria a la conexión del transformador, se debe tener en cuenta los siguientes parámetros:

- Relación de transformación. (Naranjo, Feraud, & Villacrés, 2015)
- Grupo vectorial o conexiones en el devanado primario y secundario. (Naranjo, Feraud, & Villacrés, 2015)
- Tensiones y corrientes nominales del transformador. (Naranjo, Feraud, & Villacrés, 2015)

En los relés diferenciales numéricos (IED) se configuran los datos citados anteriormente, para mediante software realizar el cálculo de compensación correspondiente, por ejemplo.

- Cálculo de coeficientes de matrices de compensación según desfase entre devanados. (Naranjo, Feraud, & Villacrés, 2015)
- Comparación automática de corrientes de ingreso y salida. (Naranjo, Feraud, & Villacrés, 2015)

$$[CTC(m)] \times \begin{bmatrix} IAW_n \\ IBW_n \\ ICW_n \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} 1 & -1 & 0 \\ 0 & 1 & -1 \\ -1 & 0 & 1 \end{bmatrix}$$

Ecuación 8. Matriz de compensación de Corriente. (Naranjo, Feraud, & Villacrés, 2015)

La ecuación 8 indica el cálculo interno que realiza el relé diferencial, en base a los siguiente:

- $I AW_n$, $I BW_n$ e $I CW_n$, representan las corrientes que recibe el relé diferencial. (Naranjo, Feraud, & Villacrés, 2015)
- $[CTC(m)]$ es la matriz de compensación de corriente. (Naranjo, Feraud, & Villacrés, 2015)
- El parámetro m se define mediante los números 0, 1, 2, 3...12, es decir incrementos de 30 grados, por lo cual se representa un círculo completo, el

cual indica la rotación de fases en sentido anti horario (ABC) u horario (ACB). (Naranjo, Feraud, & Villacrés, 2015)

Dicho esto, se pueden obtener 12 ecuaciones de matrices de compensación distintas para cada ángulo de desfase. (Naranjo, Feraud, & Villacrés, 2015)

3.10.6.1.2 Característica de disparo.

Según el principio de funcionamiento de la protección diferencial, se tiene una curva o característica de disparo, en la cual están los ajustes del relé diferencial. Se tienen dos zonas, la zona de disparo y la zona de restricción. (Ziegler, 2005)

Generalmente los equipos o relés de protección diferenciales de transformador tienen la siguiente característica (Figura 55):

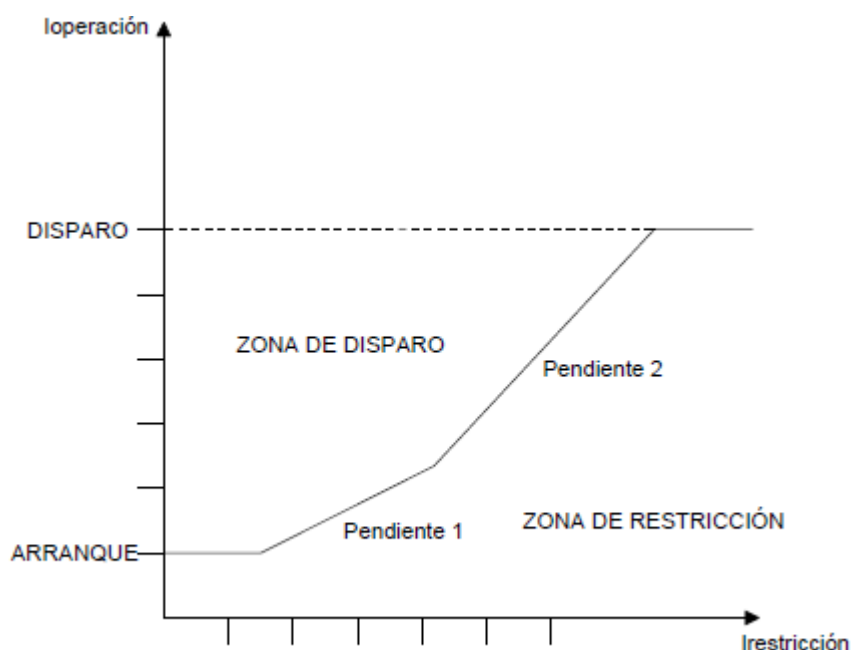


Figura 55. Característica de disparo de protección diferencial de transformador 87T. (Elaboración propia), (Ziegler, 2005)

En base a la Figura 55, dentro de la zona de disparo se tienen las corrientes consideradas de falla, para lo cual se definen valores de arranque y disparo de la protección. Dentro de la zona de restricción existen algunos ajustes a considerar, como por ejemplo corriente de magnetización Inrush, saturación de los transformadores TC debido a fallas externas, en definitiva, en esta zona se encuentran las corrientes con las cuales el relé no opera. Se ajustan las pendientes

respectivas, las cuales representan sensibilidad ante fallas en el transformador y estabilidad ante fallas que estén fuera de la zona protegida. (Ziegler, 2005)

3.10.6.1.3 Restricción por armónicos.

La protección diferencial de transformador 87T posee básicamente restricciones para el segundo y el quinto armónico, generados por la corriente de magnetización (Inrush) y por sobreflujo magnético, respectivamente. (Ziegler, 2005)

- Corriente Inrush (2do armónico): Cuando el transformador es energizado en el devanado primario (devanado secundario sin carga) ocurre un fenómeno de corta duración debido a las características propias de la máquina, especialmente del núcleo. Esta corriente puede alcanzar algunas veces el valor nominal, pero debido a que se trata de una condición normal del transformador, la protección 87T no debe operar, es decir, debe restringir dicha condición. (Ziegler, 2005)
- Sobreflujo magnético (5to armónico): El flujo magnético se determina por la relación V/F (Tensión y Frecuencia), por lo cual, si existe una sobretensión o una baja frecuencia, se produce un valor de flujo magnético por encima de los nominales, llegando a saturar el transformador y generando temperaturas altas. Para estas condiciones, se puede agregar una función de protección de respaldo (función 24). (Ziegler, 2005)

3.10.6.2 Protección diferencial de línea (Norma ANSI: 87L)

Las protecciones diferenciales de línea son confiables para detectar fallas en cualquier punto de esta. En cada extremo de la línea hay un TC y un relé diferencial que se encargan de medir la corriente que entra como la corriente que sale, al tener líneas con distancias grandes, se necesita de un medio de comunicación, de esta manera se garantiza que las señales de los TC no se pierdan. En la figura 56 se muestra el esquema de la protección diferencial de línea. (Gers & Edward, 2011)



Figura 56. Protección diferencial de línea. (Elaboración propia), (ABB, Protección diferencial de Línea RED 670, 2011)

Observando la Figura 56, para cualquier falla dentro de la zona delimitada por los TC, la protección diferencial de línea ofrece un despeje inmediato de la misma, lo cual es una ventaja importante. De manera similar para líneas con más de dos terminales, esta protección se configura ubicando los equipos necesarios en los extremos de la línea. (ABB, Protección diferencial de Línea RED 670, 2011)

De acuerdo con conceptos revisados anteriormente, una desventaja de esta función frente a la función de sobrecorriente direccional, es que para fallas a tierra el relé direccional 67 opera correctamente sea cual sea la condición de neutro del sistema, por otro lado, el relé 87L ofrece baja sensibilidad ante dicha falla. (Bertrand, 2000)

La característica de disparo de esta función se asemeja a la característica de la función 87T, es decir con sus respectivas zonas de disparo y restricción. Cada equipo que se vaya a configurar posee su propia característica de disparo, en la cual se realizan los ajustes necesarios.

3.10.6.2.1 Principio de funcionamiento.

El principio de funcionamiento de esta protección se basa en la medida de corriente en cada extremo de la línea, como se explica en la Figura 57 (línea de dos extremos). En el primer extremo de la línea, se ubica un relé diferencial que mide una corriente I_1 y en el otro extremo de la misma manera, se localiza un relé diferencial que mide una corriente I_2 . Los equipos de protección ubicados en cada extremo hacen las veces de transmisores y receptores, ya que transmiten por un medio de comunicación la corriente (telegramas digitales) que miden desde su ubicación y reciben la corriente medida en el otro extremo de la línea, para de esta manera aplicar el

principio general de funcionamiento de la protección diferencial (suma de corrientes). (Siemens, SIPROTEC 7SD53)

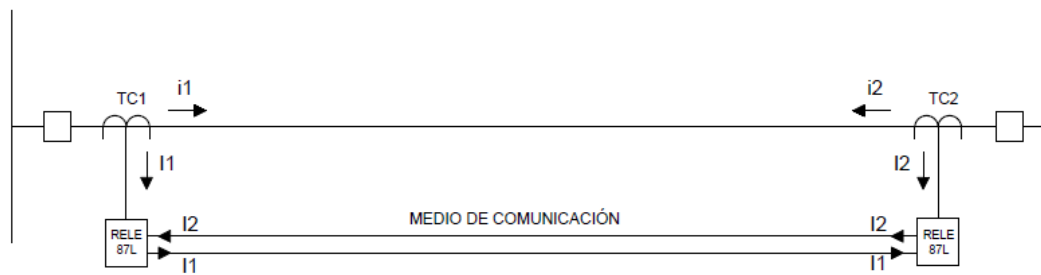


Figura 57. Principio de funcionamiento de la protección diferencial de línea 87L. (Siemens, SIPROTEC 7SD53), (Elaboración propia)

Para líneas con más extremos se dispone de un equipo de protección en cada uno de ellos, midiendo la corriente en cada ubicación para enviar y recibir dichos valores medidos. (Siemens, SIPROTEC 7SD53)

3.10.6.2.2 Tele protección.

La protección diferencial de línea 87L aplica el concepto de Tele protección, el cual permite transmitir órdenes de disparo de un extremo de la línea hacia otro u otros. Los datos recibidos en los extremos son procesados para validar o no la orden recibida. (Siemens, SIPROTEC 7SD53)

La Tele protección se compone básicamente de:

- Circuito de transmisión de datos: Transmisión de órdenes de disparo según lógicas de transferencia. (Siemens, SIPROTEC 7SD53)
- Circuito receptor de datos: Receptor de las órdenes de disparo a ser procesadas y posteriormente decidir si se produce o no un disparo según lógicas de transferencia. (Siemens, SIPROTEC 7SD53)

3.10.6.2.3 Sincronización.

Para lograr una correcta sincronización en el proceso de funcionamiento de la protección de diferencial de línea, es decir, en la medición y digitalización de los valores de corriente de cada extremo, se dispone de una base tiempo para dicha actividad. Para llevar a cabo la sincronización, uno de los equipos se configura como “maestro de tiempo”, el cual determina el tiempo. Dado el proceso que cumple la

función 87L, como son el procesamiento, transmisión y recepción de datos, se produce una diferencia de tiempo en relación con la determinada por el equipo “maestro”, por lo cual se tiene una precisión de tiempo, dependiendo de los elementos o equipos utilizados. (Siemens, SIPROTEC 7SD53)

3.10.6.2.4 Medios de comunicación.

Los medios de comunicación utilizados en la protección diferencial de línea 87L pueden ser los indicados en la Tabla 12.

Tabla 12. Medios de comunicación usados en Protección Diferencial de línea 87L. (Ziegler, 2005)

Medio de comunicación	Señal	Distancia
Hilo Piloto.	Analógica 50/60 HZ y Digital 128 kbits/seg.	Para cortas distancias, específicamente menores a 20 km.
Fibra óptica.	Digital – Banda ancha	Aproximadamente hasta 150 km.
Canales digitales de microonda	Digital – Banda ancha	Aproximadamente hasta 50 km.

3.10.7 Protección contra sobreflujo magnético en un transformador de potencia (Norma ANSI: 24).

Los transformadores funcionan bajo el principio de la inducción electromagnética y de acuerdo con eso se tiene la denominada curva de magnetización (Densidad de flujo B vs Intensidad de campo H) , como se detalla en la Figura 58, en la cual se tienen valores de flujo, es decir un flujo mínimo y un flujo máximo, en este último valor se produce una saturación en el núcleo. La protección contra sobreflujo magnético actúa cuando hay un valor excesivo de la densidad de flujo en el transformador de potencia, es decir cuando se hayan sobre pasado los valores de flujo pre-ajustados en los respectivos relés de protección. (UDELAR)

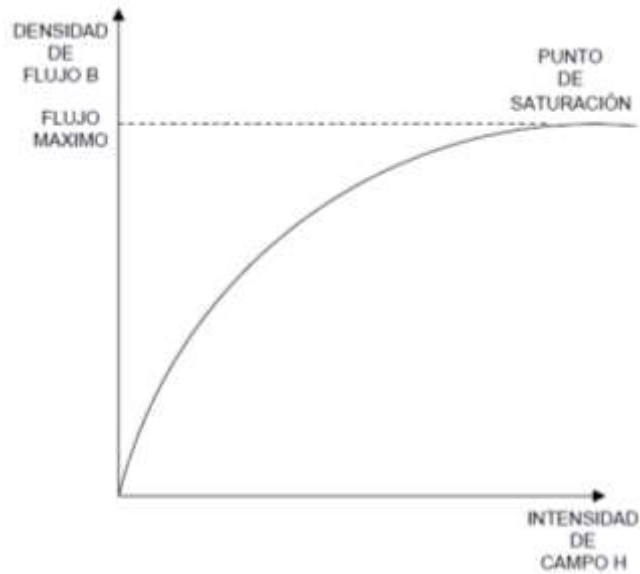


Figura 58. Curva de magnetización. (Elaboración propia), (UDELAR)

Las consecuencias de tener un sobreflujo en el transformador de potencia pueden llegar a ser muy severas, ya que afectan a la vida útil del equipo. Una de estas consecuencias es por ejemplo el daño que se pueda dar en el aislamiento ya que dicho sobreflujo produce temperaturas elevadas. (UDELAR)

Básicamente un sobreflujo magnético puede producirse debido al cambio en valores de tensión y frecuencia.

- Sobretensiones. (UDELAR)
- Baja frecuencia. (UDELAR)

3.10.7.1 Funcionamiento.

La protección contra sobreflujo magnético en un transformador de potencia tiene su funcionamiento basado en la Ecuación 9:

$$B = \frac{V}{f} [Vs]$$

Ecuación 9. Relación entre Tensión y Frecuencia. (Freire Coral)

Los valores que están expuestos en la ecuación 9, la densidad de flujo B, la tensión V y la frecuencia f, están con referencia a valores nominales del sistema y del transformador como tal, lo cual se indica en la Ecuación 10:

$$\frac{B}{B_N} = \frac{\frac{V}{V_N}}{\frac{f}{f_N}}$$

Ecuación 10. Relación entre Tensión y Frecuencia referido a valores nominales. (Freire Coral)

Por lo tanto, la protección actuará cuando el valor de B comience a incrementarse, debido a los cambios en la tensión, frecuencia o ambos.

3.10.7.2 Características de disparo.

La característica de disparo de una protección contra sobreflujo magnético, se la explica en la Figura 59, en donde se tiene una gráfica de tiempo vs V/f.

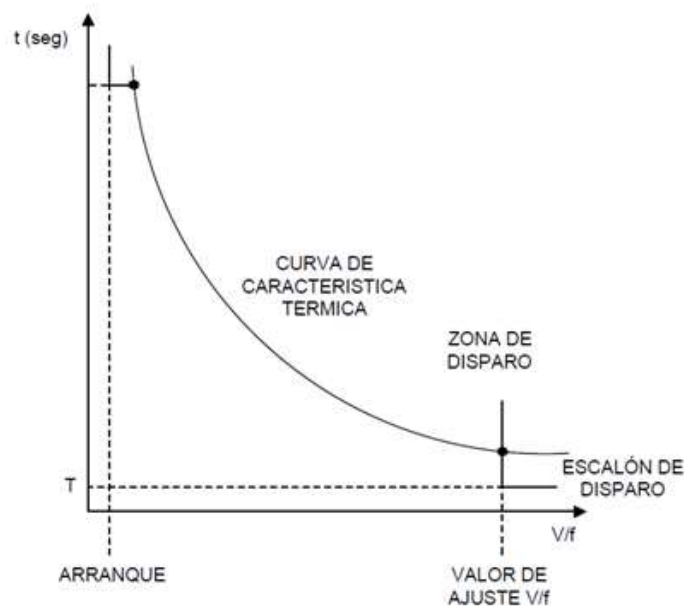


Figura 59. Característica de disparo de una protección de sobreflujo magnético. (Elaboración propia), (Freire Coral)

De acuerdo con la Figura 59, los valores de sobreflujo magnético vienen dados en base a una curva de característica térmica aproximada del objeto a proteger, en este caso un transformador. Adicional a esto se tiene dos escalones, uno de arranque de la protección y el segundo el escalón de disparo. (Freire Coral)

3.10.8 Recierre (Norma ANSI: 79).

La función de Recierre opera principalmente cuando se presentan sobrecorrientes en el sistema, ya sean sobrecorrientes causadas por contacto accidental entre fases y fase a tierra. Al presentarse dichas fallas, la función de recierre abre el circuito por un

determinado tiempo y automáticamente lo vuelve a energizar, si la falla persiste se vuelve a dar el proceso anterior (3 operaciones como máximo), luego de esto se abre el circuito, aislando la parte del sistema en falla para su reparación. El objetivo principal de la función de recierre es evitar que las fallas transitorias interrumpen el servicio de energía eléctrica. (Gers & Edward, 2011)

Dentro del Sistema de Distribución los reconectores (función de recierre) pueden estar localizados en:

- Cabecera de la Subestación. (Gers & Edward, 2011)
- A lo largo del alimentador primario (aguas abajo). (Gers & Edward, 2011)

Básicamente la función de Recierre tiene las siguientes características de Abrir/Cerrar (Figura 60):

- Abierto: Al detectar la falla. (Ramirez Castaño, 2003)
- Cerrado automático: Luego de un tiempo determinado (Tiempo Muerto). (Ramirez Castaño, 2003)
- Repetir la secuencia anterior: Si la falla persiste luego de haber energizado nuevamente el circuito (hasta tres operaciones de Abrir/Cerrar). (Ramirez Castaño, 2003)
- Abierto (Lockout): Es en donde se bloquea la secuencia (aislamiento y reparación). (Ramirez Castaño, 2003)
- Cierre manual luego de la reparación. (Ramirez Castaño, 2003)

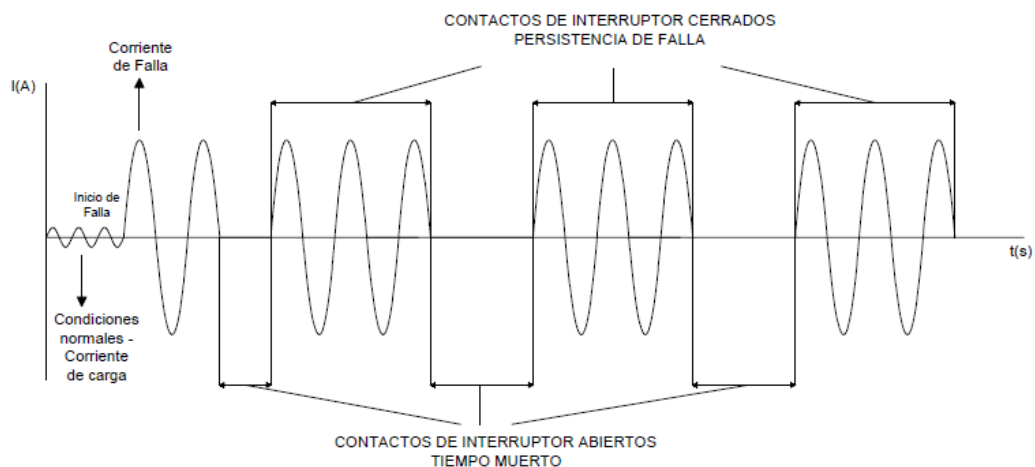


Figura 60. Secuencia típica de operación de Función de Recierre 79. (Elaboración propia), (Gers & Edward, 2011)

3.10.8.1 Coordinación con otros elementos de protección.

Para temas de coordinación con otras protecciones, la función de recierre incorpora básicamente tres curvas de tiempo inverso (Figura 61).

- 2 curvas retardadas. (Gers & Edward, 2011)
- 1 curva rápida. (Gers & Edward, 2011)

La curva rápida asegura que para fallas temporales estas sean despejadas en el menor tiempo posible, con el objetivo de aislar la parte del sistema afectado, dando como resultado una minimización de la interrupción del servicio eléctrico. (Gers J. M., 2013)

Por otro lado, si llega a existir una falla permanente en el sistema, dichas curvas retardadas permiten que se realice una coordinación con otros elementos de protección, los cuales pueden aislar la falla. (Gers & Edward, 2011)

Por lo tanto, para la coordinación con otros dispositivos o elementos de protección se tienen los siguientes criterios:

Para la coordinación con elementos ubicados aguas arriba, es decir hacia la fuente, se tiene:

- Selección de las características de tiempo inverso (ajustes de tiempo en función de la corriente). (Gers & Edward, 2011)
- Secuencia de operación del reconectador (3 operaciones de apertura y cierre como máximo). (Gers & Edward, 2011)

Dado esto, para elementos situados aguas abajo, se tiene:

- Ajuste de los elementos o dispositivos para obtener una correcta coordinación.

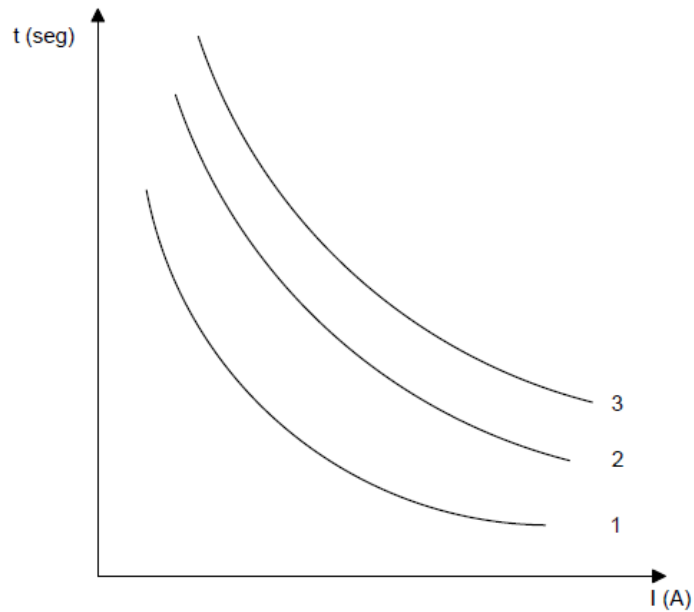


Figura 61. Curvas de tiempo inverso de la función de Recierre. (Elaboración propia), (Gers & Edward, 2011).

Algunos de los elementos de protección con los cuales la función de recierre coordina son:

- Fusibles (ubicados en ramales del alimentador primario). (Gers & Edward, 2011)
- Reconectores. (Gers & Edward, 2011)
- Interruptor - relé de sobrecorriente. (Gers & Edward, 2011)

3.10.8.1.1 Coordinación Reconector – Relé de sobrecorriente.

Un ejemplo de coordinación se presenta en la Figura 62, en donde se puede observar el interruptor de cabecera (asociado a un relé de sobrecorriente) y un reconector aguas abajo de la fuente principal, además de elementos como fusibles en los ramales.

En el esquema siguiente se asegura la continuidad del servicio ya que se evita la desconexión de clientes que se encuentran entre los dos dispositivos de protección (interruptor y reconector) al darse fallas aguas abajo del dispositivo R. (IEEE, IEEE Std C37.104 Guide for Automatic Reclosing of Circuit Breakers for AC Distribution and Transmission Lines, 2012)

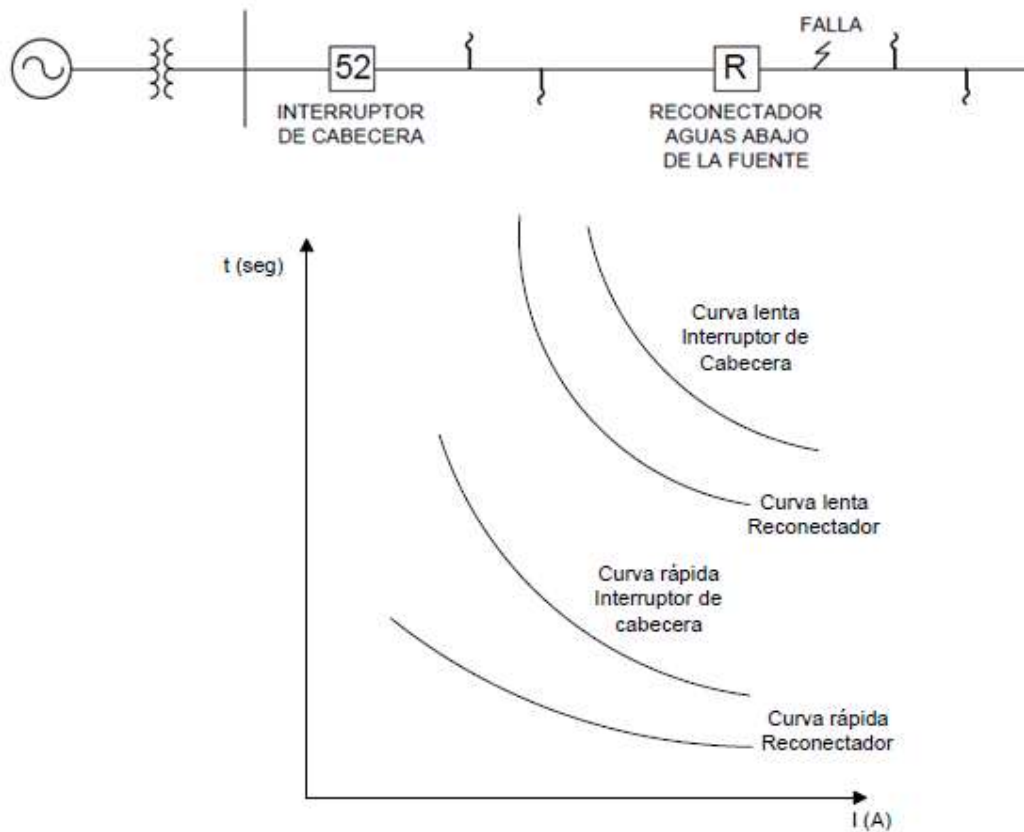


Figura 62. Coordinación Reanclador – Relé de sobrecorriente. (Elaboración propia), (IEEE, IEEE Std C37.104 Guide for Automatic Reclosing of Circuit Breakers for AC Distribution and Transmission Lines, 2012).

Analizando la Figura 62, la coordinación se lleva a cabo dado los siguientes criterios:

- Curva rápida del Reanclador en coordinación con la curva rápida del Interruptor de cabecera. (IEEE, IEEE Std C37.104 Guide for Automatic Reclosing of Circuit Breakers for AC Distribution and Transmission Lines, 2012)
- Curva lenta del Reanclador en coordinación con la curva lenta del Interruptor de cabecera. (IEEE, IEEE Std C37.104 Guide for Automatic Reclosing of Circuit Breakers for AC Distribution and Transmission Lines, 2012)

Dicho esto, dada una falla temporal aguas abajo del reanclador, este actúa primero, con el objetivo de eliminar dicha anomalía, cumpliendo con las secuencias de operación asignadas, para de esta manera energizar automáticamente el sistema,

reestableciendo el servicio. Con esto se evita que el interruptor de cabecera actúe primero y se interrumpa por completo el servicio para los clientes ubicados aguas abajo. (IEEE, IEEE Std C37.104 Guide for Automatic Reclosing of Circuit Breakers for AC Distribution and Transmission Lines, 2012)

Ahora, de presentarse una falla permanente, si se utiliza la coordinación antes descrita, el interruptor de cabecera actuaría y se provocaría una interrupción del servicio. Por lo tanto, según la normativa IEEE C37.104 se propone eliminar las curvas rápidas del interruptor, de esta manera el reconectador actúa primero, para posteriormente ir hacia la curva lenta del mismo evitando así un disparo del interruptor de cabecera. (IEEE, IEEE Std C37.104 Guide for Automatic Reclosing of Circuit Breakers for AC Distribution and Transmission Lines, 2012)

3.10.8.1.2 Coordinación Reconectador – Fusible.

Esta coordinación depende de la ubicación de los fusibles, es decir, si se encuentran aguas arriba o aguas abajo del reconectador. (Gers J. M., 2013)

Para fusibles localizados aguas arriba del reconectador se tiene el siguiente criterio según Figura 63.

- Las operaciones del reconectador deben ajustarse en tiempos menores al tiempo mínimo de fusión del fusible. Se deben ajustar los multiplicadores o dial de tiempo en las curvas de tiempo inverso del reconectador. (Gers J. M., 2013)

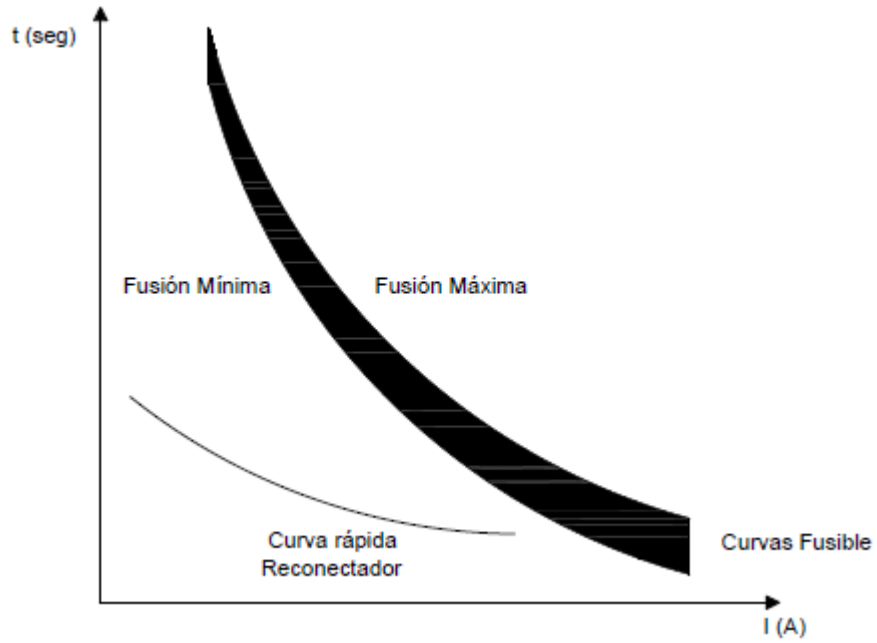


Figura 63. Coordinación Reanclador – Fusible aguas arriba. (Elaboración propia), (Gers J. M., 2013)

Para fusibles localizados aguas abajo del reanclador se tiene según Figura 64:

- Curva rápida del reanclador por debajo del tiempo mínimo de fusión del fusible. (Gers J. M., 2013)
- Curva con retardo del reanclador por encima del tiempo máximo de fusión del fusible. (Gers J. M., 2013)

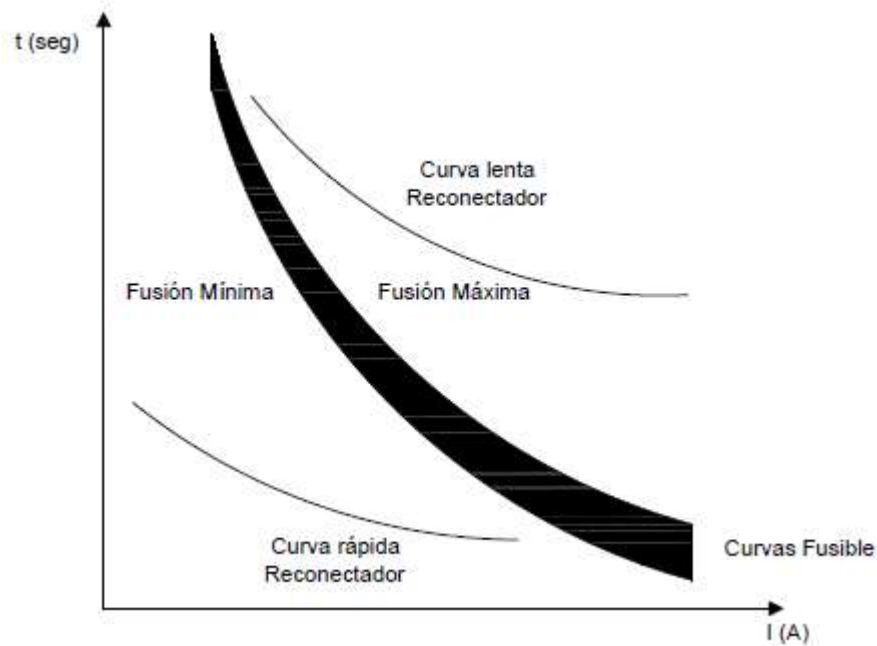


Figura 64. Coordinación Reconectador – Fusible aguas abajo. (Elaboración propia), (Gers J. M., 2013)

El objetivo general de esta coordinación es que el Reanclador elimine las fallas temporales en su primera operación (curva rápida) y de esta manera evitar que los fusibles actúen. Por otro lado, los fusibles se configuran para operar antes de la tercera operación del reanclador (curva lenta), es decir para fallas permanentes. (Gers J. M., 2013)

3.10.9 Protección de mínima frecuencia (Norma ANSI: 81U).

Una baja frecuencia se debe a un desequilibrio entre la generación y la demanda del sistema, es decir, si dicha demanda aumenta y determinadas etapas de generación se desconectan, lo que causa que la frecuencia vaya disminuyendo su valor. Dicho esto, la protección de mínima frecuencia actúa cuando se tiene valores menores al valor nominal de frecuencia (60 Hz) en determinados tiempos, realizando las maniobras correspondientes, es decir los denominados deslastres de carga, los cuales consisten en ir desconectando carga hasta que la frecuencia retome su valor nominal. (Siemens, SIPROTEC 5 Protección de Sobreintensidad 7SJ85)

3.10.9.1 Funcionamiento.

La protección de frecuencia funciona en base a escalones con valores de potencia activa a ser desconectada en determinados tiempos (Tabla 13). Algunos equipos de

protección como son los IED's disponen de una configuración de hasta 5 escalones de frecuencia. (Siemens, SIPROTEC 5 Proteccion de Sobreintensidad 7SJ85)

Además de esto, para la medida de frecuencia, los equipos de protección reciben una señal de tensión, específicamente una de las tensiones fase-fase del sistema, la cual debe estar en un valor específico para poder determinar la frecuencia, es decir, si se presenta una caída tensión en la que no se tenga una baja frecuencia, el equipo no debe operar. (Siemens, SIPROTEC 5 Proteccion de Sobreintensidad 7SJ85)

Tabla 13. Escalones de frecuencia con asignación de potencias y tiempos correspondientes.
(Elaboración propia), (Siemens, SIPROTEC 5 Proteccion de Sobreintensidad 7SJ85)

F1	F2	F3	F4	F5
MW1	MW2	MW3	MW4	MW5
T1	T2	T3	T4	T5

En la Tabla 13 se puede observar los diferentes escalones de frecuencia, con las correspondientes cargas a ser desconectadas y con los tiempos de operación de cada maniobra.

De igual manera, dicha tabla se puede describir mediante una gráfica (Figura 65) de frecuencia vs tiempo, indicando los escalones de frecuencia con sus respectivos tiempos de operación.

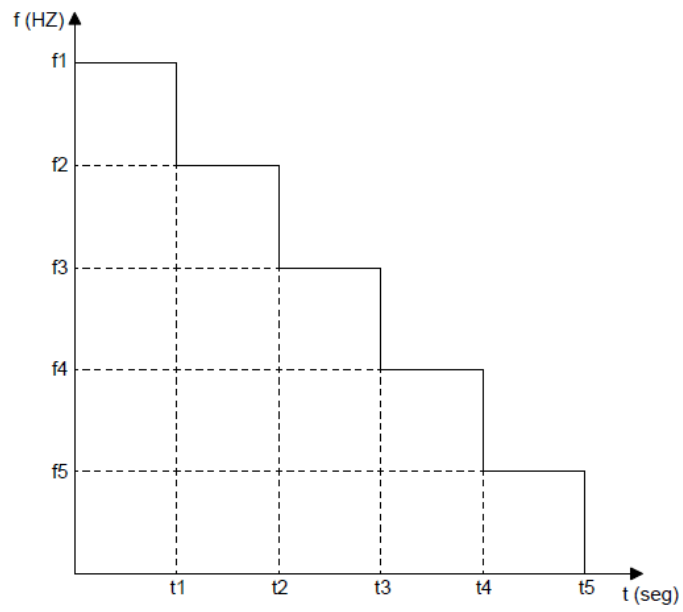


Figura 65. Escalones de frecuencia. (Elaboración propia), (Siemens, SIPROTEC 5 Protección de Sobreintensidad 7SJ85)

CAPÍTULO 4. SISTEMA DE PROTECCIÓN Y CONTROL DE LA EMPRESA ELÉCTRICA REGIONAL CENTROSUR C.A

4.1 Características generales del S.E.P de la Empresa Eléctrica Regional CENTROSUR C.A.

La Empresa Eléctrica Regional CENTROSUR C.A ofrece el servicio de energía eléctrica en tres provincias del Ecuador: Azuay, Cañar y Morona Santiago.

Las características generales de los elementos del S.E.P de la Empresa Eléctrica Regional CENTROSUR se presentan en la Tabla 14.

Tabla 14. Características generales de líneas de subtransmisión, transformadores y alimentadores primarios - Centrosur. (*CENTROSUR, 2015*), (*Larriva, 2017*), (Elaboración propia)

Elemento del Sistema.	Nivel de tensión (kV).	Configuración/Conexión transformador.
Líneas de Subtransmisión.	69	Malla.
Transformadores de Subestación.	69/22, 22/6.3, 138/13.8	Delta/Estrella - DYn1, DYn5, DYn11. Estrella/Estrella.
Alimentadores Primarios.	22, 13.8, 6.3	Radial. Número de Alimentadores Primarios conectados: 67

La información general sobre subestaciones de la Empresa Eléctrica Regional CENTROSUR, se indica en la Tabla 15:

Tabla 15. Información general de subestaciones - CENTROSUR. (Illescas, 2017), (Elaboración propia)

Subestaciones según su función.	Subestaciones según su ubicación.	Subestaciones según su instalación.		Número Total de Subestaciones
Transformación	Distribución	Intemperie	Interior	21

La denominación que utiliza la Empresa Eléctrica Regional CENTROSUR para alimentadores primarios se basa en los siguientes parámetros.

- Subestación.
- Nivel de Tensión – 0 para 6.3 kV, 1 para 13.8 kV y 2 para 22 kV.
- Número de Alimentador. (Larriva, 2017)

En la Figura 66 se realiza un ejemplo de esto:

- Alimentador: 0321.
- Subestación: 03
- Nivel de Tensión: 22 kV
- Número de Alimentador: 1. (Larriva, 2017)

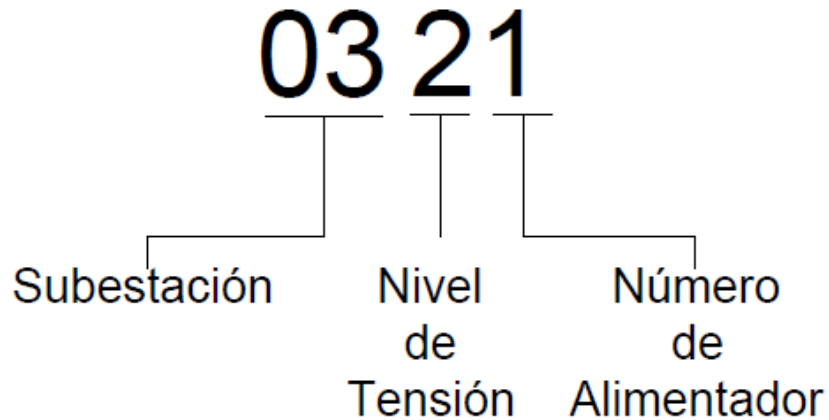


Figura 66. Denominación de Alimentadores Primarios - Centrosur. (Larriva, 2017), (Elaboración propia)

Los interruptores de potencia que utiliza la Empresa Eléctrica Regional CENTROSUR se los clasifica según el medio que utilizan para la extinción del arco eléctrico y según en qué nivel de tensión se encuentran (Tabla 16).



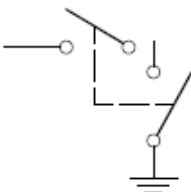
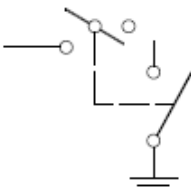


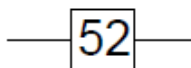
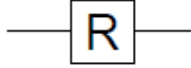
Tabla 16. Características generales de Interruptores de Potencia – Empresa Eléctrica Regional CENTROSUR. (CENTROSUR, 2015), (Elaboración propia)

Tipo de Interruptor según medio de extinción de arco.	Nivel de Tensión (kV).
SF6	69, 22
Vacío	22
Aceite	22, 6.3

4.2 Simbología de elementos.

La simbología de elementos a utilizar en los diagramas de control y protección, en los cuales se describirá la filosofía de control y protección de la Empresa Eléctrica Regional CENTROSUR se indica a continuación en la Tabla 17.

Tabla 17. Simbología de elementos de control y pararrayos. (CENTROSUR, 2015), (MEER, 2011), (Elaboración propia)


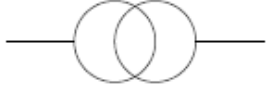
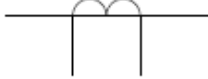
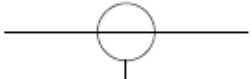

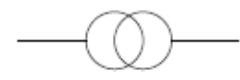

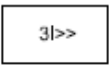
SIMBOLO	DENOMINACION
	SECCIONADOR GIRATORIO
	SECCIONADOR FUSIBLE
	SECCIONADOR CON CUCHILLA DE PUESTA A TIERRA
	SECCIONADOR CON CUCHILLA DE PUESTA A TIERRA
	SECCIONADOR SIMPLE APERTURA
	PARARRAYOS
	INTERRUPTOR AUTOMATICO
	RECONECTADOR

La simbología antes descrita en la Tabla 17 es la elaborada por el Ministerio de Electricidad y Energías Renovables del Ecuador, específicamente por el SIGDE (Sistema Integrado para la Gestión de la Distribución Eléctrica), en donde se presentan símbolos de corte y maniobra como son seccionadores, interruptores y reconectores. (MEER, 2011)

En la Tabla 18 se presenta la simbología ANSI y IEC correspondiente a transformadores de potencia, transformadores de instrumento y función de protección. Cabe recalcar que los esquemas de filosofías de protecciones serán

elaborados en base a la simbología ANSI, que es la que se utiliza en su mayoría en el diagrama unifilar del S.E.P de la Empresa Eléctrica Regional CENTROSUR.

Tabla 18. Simbología ANSI/IEC de transformadores de potencia, transformadores de instrumento y función de protección. (EATON), (Elaboración propia)

SIMBOLOGIA ANSI	SIMBOLOGIA IEC	DENOMINACION
		TRANSFORMADOR
		TRANSFORMADOR DE CORRIENTE TC
		TRANSFORMADOR DE TENSION TP
		FUNCION DE PROTECCION

4.3 Filosofía de Control y Protecciones en Líneas de Subtransmisión de la Empresa Eléctrica Regional CENTROSUR C.A.

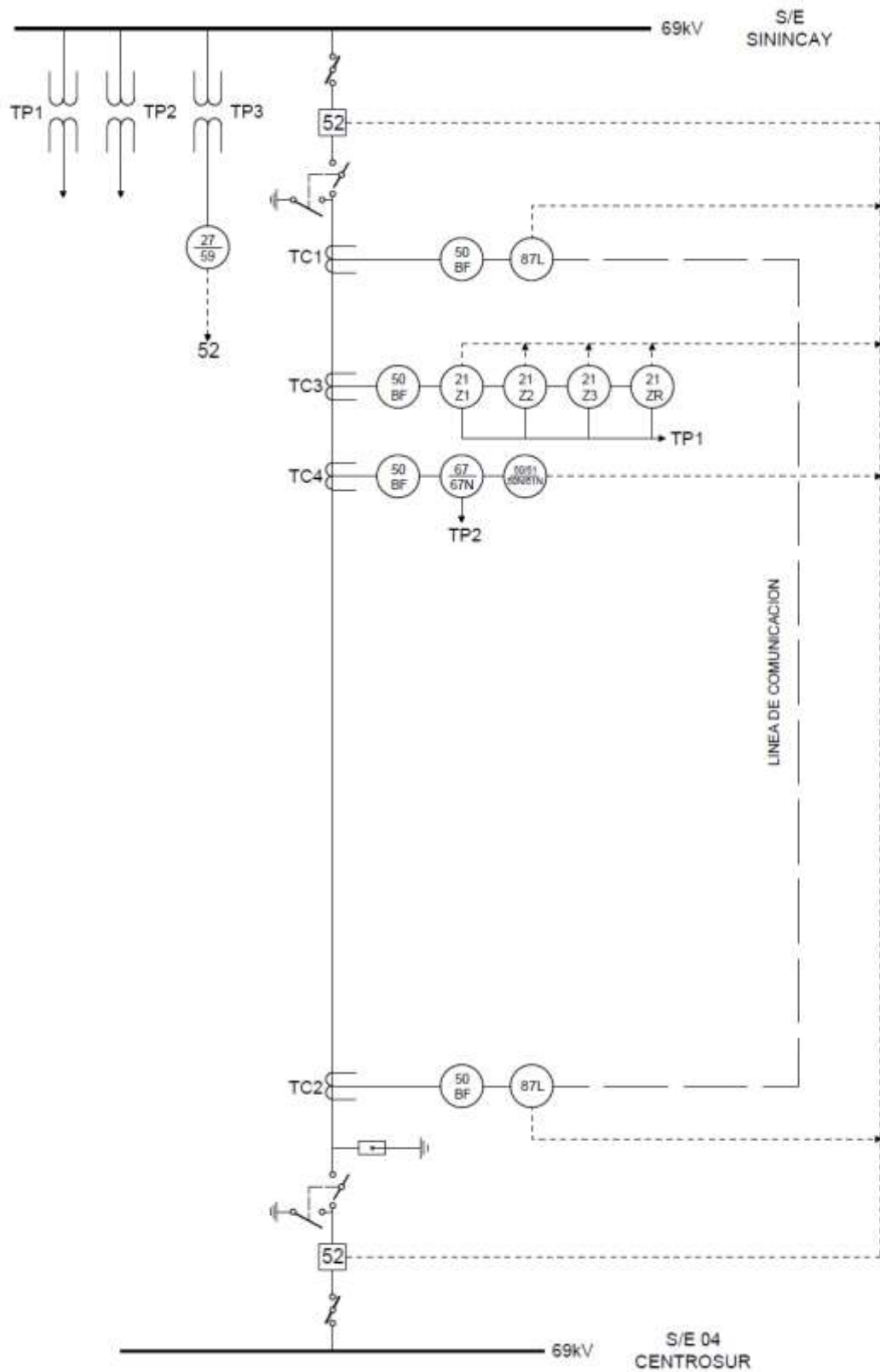


Figura 67. Diagrama de Control y Protección de Líneas de Subtransmisión. (Novillo, *Filosofía de Protecciones - CENTROSUR*, 2017), (CENTROSUR, 2015), (Elaboración propia)

En la Figura 67, se puede observar de manera general la filosofía de protecciones en Líneas de Subtransmisión de la Empresa Eléctrica Regional CENTROSUR, como ejemplo se tomó la línea de 69kV que parte de la S/E Sinincay hasta la S/E 04, detallando los elementos de control como son seccionadores e interruptores automáticos, así como también los transformadores TC y TP asociados cada uno a una función de protección.

Tabla 19. Funciones de protecciones principales y de respaldo en Líneas de Subtransmisión. (Novillo, *Filosofía de Protecciones - CENTROSUR, 2017*), (Elaboración propia)

FUNCIÓN DE PROTECCIÓN	FUNCIÓN PRINCIPAL / FUNCIÓN DE RESPALDO
Protección Diferencial de Línea 87L	Función Principal
Protección de Distancia 21	Función de Respaldo
Protección de Sobrecorriente Direccional 67/67N	Función de Respaldo
Protección de Sobrecorriente Instantánea/con Retardo de tiempo 50/51- 50N/51N	Función de Respaldo
Protección de Subtensión y Sobretensión 27/59	Función de Respaldo
Protección contra Fallo de Interruptor 50BF	Asociada a otra función de protección en caso de fallo de interruptor.

De acuerdo con la Tabla 19, se citan algunas características de las Funciones Principales.

Protección Diferencial de Línea 87L:

- Se tienen dos relés de protección diferenciales de línea 87L en cada extremo, los cuales se comunican entre sí a través de un medio de comunicación (fibra óptica)
- La zona de protección está delimitada por los transformadores de corriente TC1 y TC2.
- En cada extremo de la línea se tiene una función de protección 50BF.
- En caso de que se presente una falla, se producirá una señal de disparo hacia los interruptores automáticos (52) que aislarán dicha anomalía. (Novillo, Filosofía de Protecciones - CENTROSUR, 2017)

Protección de Distancia 21:

- El relé de protección de distancia recibe las señales de corriente y tensión provenientes de los transformadores TC3 y TP1, con esto se determina la impedancia de la línea.
- Se dispone de las tres principales zonas de protección de distancia, Z1 (80%-85% de la línea), Z2 (120% de la línea – incluida la línea adyacente), Z3 (respaldos de líneas adyacentes) y una cuarta zona ZR para respaldos si se presentan fallas en la barra local.
- Características de disparo MHO y Cuadrilateral para definir los alcances de la impedancia de acuerdo con cada zona.
- La zona Z1 responde instantáneamente ($t = 0s$), las zonas Z2 y Z3 poseen retardos de tiempo ($t > 0s$) para cuestiones de coordinación.
- Se tiene una función 50BF para posibles fallos en los interruptores automáticos asociados. (Novillo, Filosofía de Protecciones - CENTROSUR, 2017)

Si la Protección Diferencial de línea 87L se habilita, se produce un bloqueo de la zona Z1 de la Protección de Distancia, de igual manera si la zona Z1 actúa, la protección diferencial se bloquea. (Novillo, Filosofía de Protecciones - CENTROSUR, 2017)

4.4 Filosofía de Control y Protecciones en Transformadores de Subestación de la Empresa Eléctrica Regional CENTROSUR C.A.

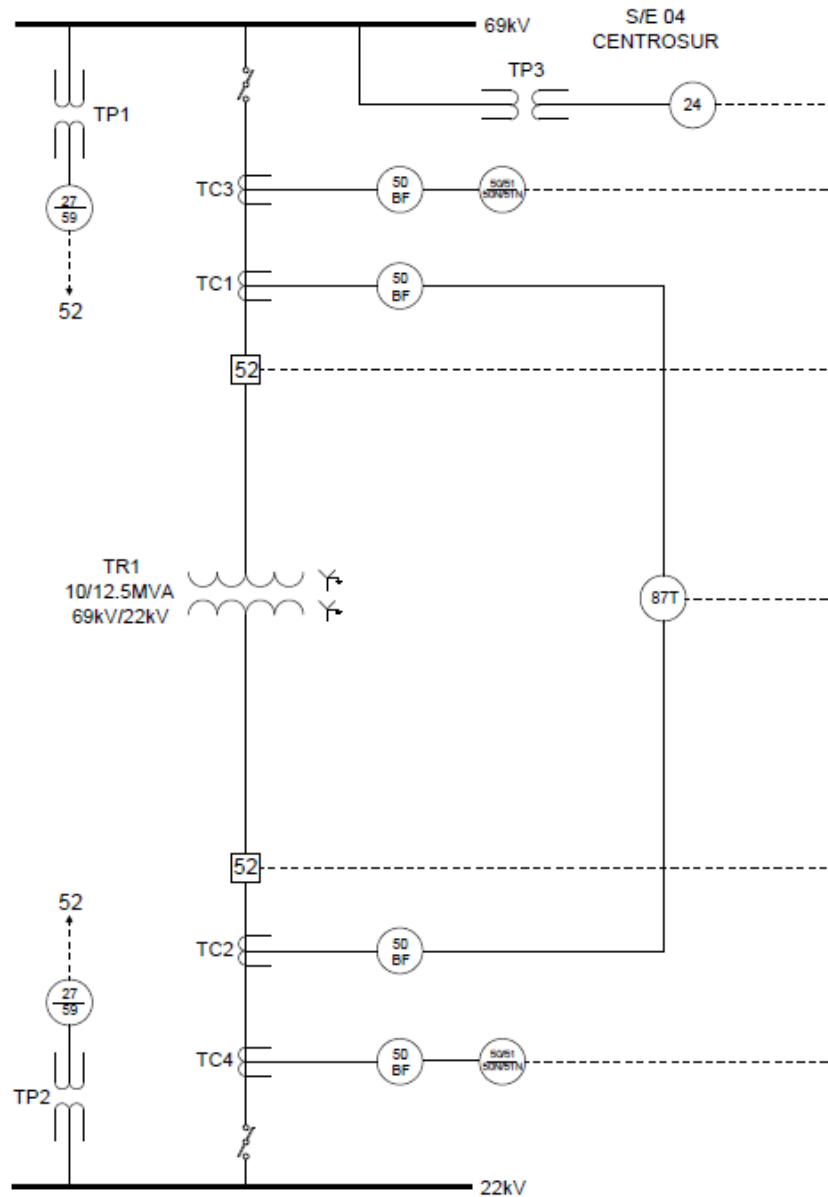


Figura 68. Diagrama de Control y Protección de Transformadores de Subestación. (Novillo, *Filosofía de Protecciones - CENTROSUR*, 2017), (CENTROSUR, 2015), (Elaboración propia)

De acuerdo con la Figura 68, se tiene el diagrama de control y protección de transformadores de subestación (S/E 04) de la Empresa Eléctrica Regional CENTROSUR, en el cual se puede apreciar la filosofía de protecciones en estos elementos del sistema de potencia. De igual manera, aquí se detallan los elementos de control como son seccionadores e interruptores automáticos y transformadores TC y TP con sus respectivas funciones de protección.

Tabla 20. Funciones de protecciones principales y de respaldo en Transformadores de subestación.
(Novillo, *Filosofía de Protecciones* - CENTROSUR, 2017), (Elaboración propia).

FUNCIÓN DE PROTECCIÓN	FUNCIÓN PRINCIPAL / FUNCIÓN DE RESPALDO
Protección Diferencial de Transformador 87T	Función Principal
Protección contra Sobreflujo magnético 24	Función de Respaldo
Protección de Sobrecorriente Instantánea/con Retardo de tiempo 50/51- 50N/51N	Función de Respaldo
Protección de Subtensión y Sobretensión 27/59	Función de Respaldo
Protección contra Fallo de Interruptor 50BF	Asociada a otra función de protección en caso de fallo de interruptor.

Como se observa en la Tabla 20, la Función Principal en un transformador es la Diferencial 87T:

- Actúa cuando existen fallas internas en la máquina TR1.
- La zona de protección está definida por los transformadores TC1 y TC2, incluyendo también a los interruptores automáticos (52).
- Posee una zona de operación y una zona de restricción (Corriente de Operación y Corrientes de restricción).
- Ante posibles fallas, los relés diferenciales generan una señal de disparo hacia los interruptores automáticos, con los cuales se aísla totalmente el elemento protegido. Además, cuando se presenta la falla dentro de la zona de protección 87T, opera un relé de interbloqueo 86T.

- Tiene asociada una función de protección 50BF para posibles fallos en los interruptores automáticos (52). (Novillo, Filosofía de Protecciones - CENTROSUR, 2017)

Para fallas externas al transformador, es decir en el devanado primario (lado de 69kV) y devanado secundario (lado de 22kV), se tienen las funciones de protección de sobrecorriente Instantánea y con Retardo de tiempo 50/51 – 50N/51N (TC3 y TC4). (Novillo, Filosofía de Protecciones - CENTROSUR, 2017)

Una falla interna que también se puede presentar en el transformador es un sobreflujo magnético, para esto se hace uso de la protección contra sobreflujo magnético 24, la cual recibe una señal de tensión a través del transformador TP3, para con esto determinar la relación V/f (medida de flujo magnético). (Novillo, Filosofía de Protecciones - CENTROSUR, 2017)

4.5 Filosofía de Control y Protecciones en Alimentadores Primarios de la Empresa Eléctrica Regional CENTROSUR C.A.

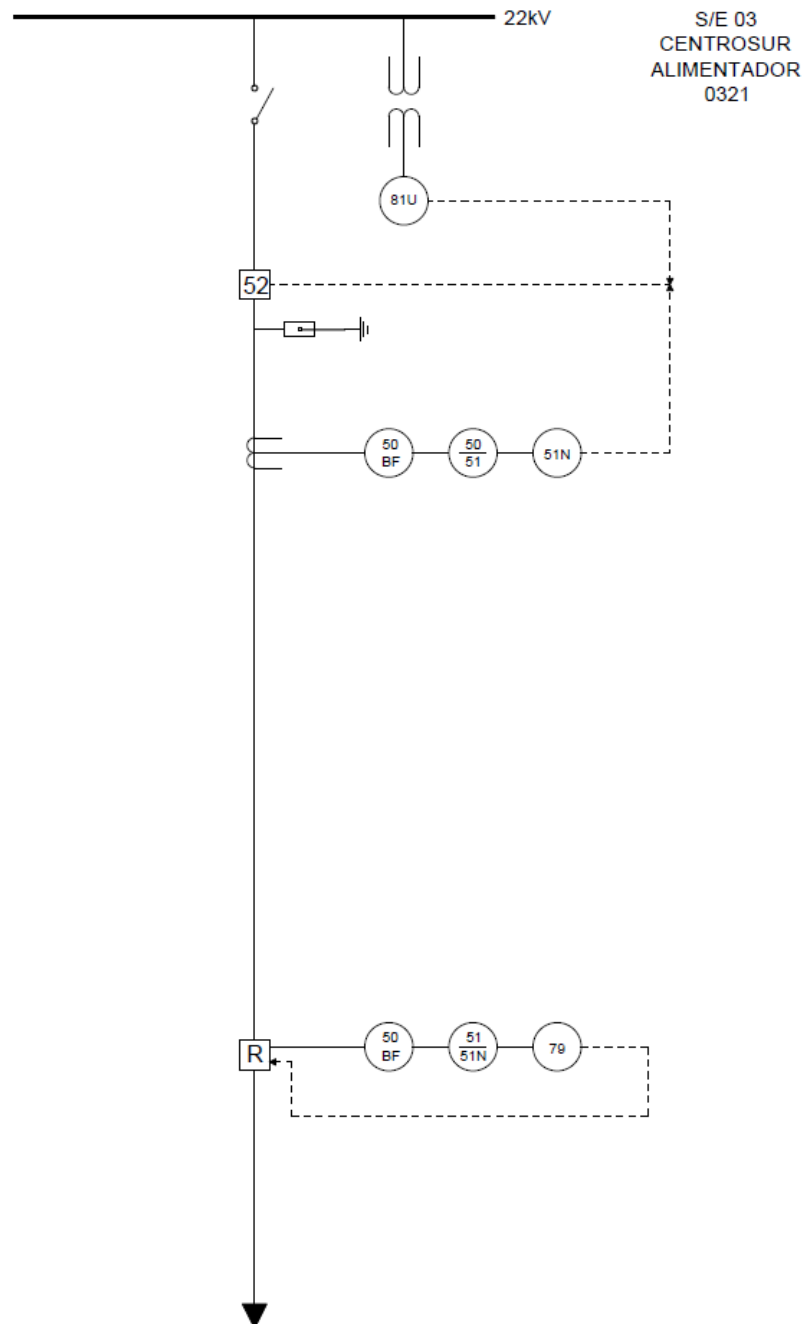


Figura 69. Diagrama de Control y Protección 1 de Alimentadores Primarios. (Novillo, *Filosofía de Protecciones - CENTROSUR*, 2017), (CENTROSUR, 2015), (Elaboración propia)

En la Figura 69, se observa en primera instancia, la filosofía de protecciones en la cabecera de la S/E 03, así como también los elementos de control como son seccionadores, interruptores automáticos y transformadores TC y TP que se asocian con las funciones de protecciones.

Tabla 21. Funciones de protecciones principales y de respaldo en cabecera de S/E – Alimentadores Primarios. (Novillo, *Filosofía de Protecciones - CENTROSUR, 2017*), (Elaboración propia).

FUNCIÓN DE PROTECCIÓN	FUNCIÓN PRINCIPAL / FUNCIÓN DE RESPALDO
Protección de Sobrecorriente Instantánea/con Retardo de tiempo 50/51	Función Principal
Protección de Sobrecorriente con Retardo de tiempo 51N	Función Principal
Protección de baja frecuencia 81U	Función de Principal para deslastre de carga.
Protección contra Fallo de Interruptor 50BF	Asociada a otra función de protección en caso de fallo de interruptor.

De acuerdo con la Tabla 21, las funciones principales tienen las siguientes características:

- Protección de Sobrecorriente Instantánea/con Retardo de tiempo 50/51: Para fallas entre fases se dispone de una protección con retardo (51) combinada con una protección instantánea (50). (Novillo, *Filosofía de Protecciones - CENTROSUR, 2017*)

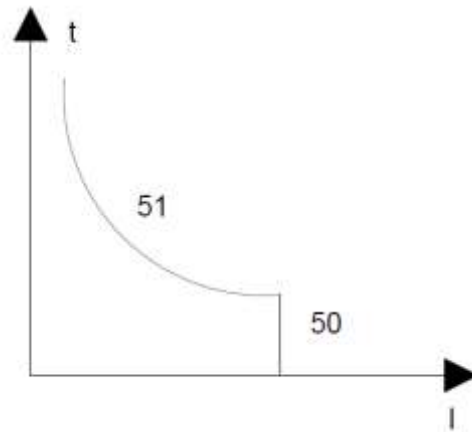


Figura 70. Característica de tiempo inverso combinada con una unidad instantánea. (Novillo, *Filosofía de Protecciones* - CENTROSUR, 2017), (Elaboración propia).

- Protección de Sobrecorriente con Retardo de tiempo 51N (Coordinación con otros elementos de protección): Utilizada para fallas fase-neutro, que son las más frecuentes. (Novillo, *Filosofía de Protecciones* - CENTROSUR, 2017)

Cada función de protección lleva asociada una función 50BF para fallos del interruptor automático (52). (Novillo, *Filosofía de Protecciones* - CENTROSUR, 2017)

- La función de protección 81U de baja frecuencia, mide la frecuencia de la señal de tensión que recibe del transformador de tensión. En el caso de haber una baja frecuencia en el sistema, dicha función se encargará de realizar los deslastres de carga programados. (Novillo, *Filosofía de Protecciones* - CENTROSUR, 2017)

En segunda instancia, en la Figura 69, se puede ver un Reconectador ubicado aguas abajo de la subestación, que tiene las siguientes funciones de protección.

Tabla 22. Funciones de protecciones principales aguas abajo de S/E – Alimentadores Primarios.
 (Novillo, *Filosofía de Protecciones - CENTROSUR, 2017*), (Empresa Eléctrica Regional
 CENTROSUR).

FUNCIÓN DE PROTECCIÓN	FUNCIÓN PRINCIPAL / FUNCIÓN DE RESPALDO
Protección de Sobrecorriente con retardo de tiempo 51N/51	Función Principal.
Recierre automático 79	En conjunto con la Función Principal.
Protección contra Fallo de Interruptor 50BF	Asociada a otra función de protección en caso de fallo de interruptor.

- Protección de Sobrecorriente con Retardo de tiempo 51: Para fallas entre fases y con característica de tiempo inverso para coordinación con otros elementos de protección, como por ejemplo fusibles instalados en ramales del alimentador primario.
- Protección de Sobrecorriente con Retardo de tiempo 51N: Para fallas fase-neutro, con característica de tiempo inverso para coordinación con fusibles de ramales del alimentador primario.
- Función de Recierre automático 79: El objetivo principal de esta función es eliminar las fallas transitorias que se presenten en el sistema (falla F-N la más frecuente) y para evitar que los fusibles de ramales actúen en estas circunstancias. De acuerdo con el funcionamiento de la función de Recierre, se disponen de 3 curvas de tiempo inverso: una curva rápida y dos curvas lentas (fallas F-N), por otro lado, se tienen 2 curvas rápidas y una lenta (fallas entre fases).
- Función 50BF: Para fallos en el interruptor del Reconectador (R). (Novillo, *Filosofía de Protecciones - CENTROSUR, 2017*)

A continuación, se da a conocer otro diagrama de control y protección de un Alimentador Primario (Figura 71).

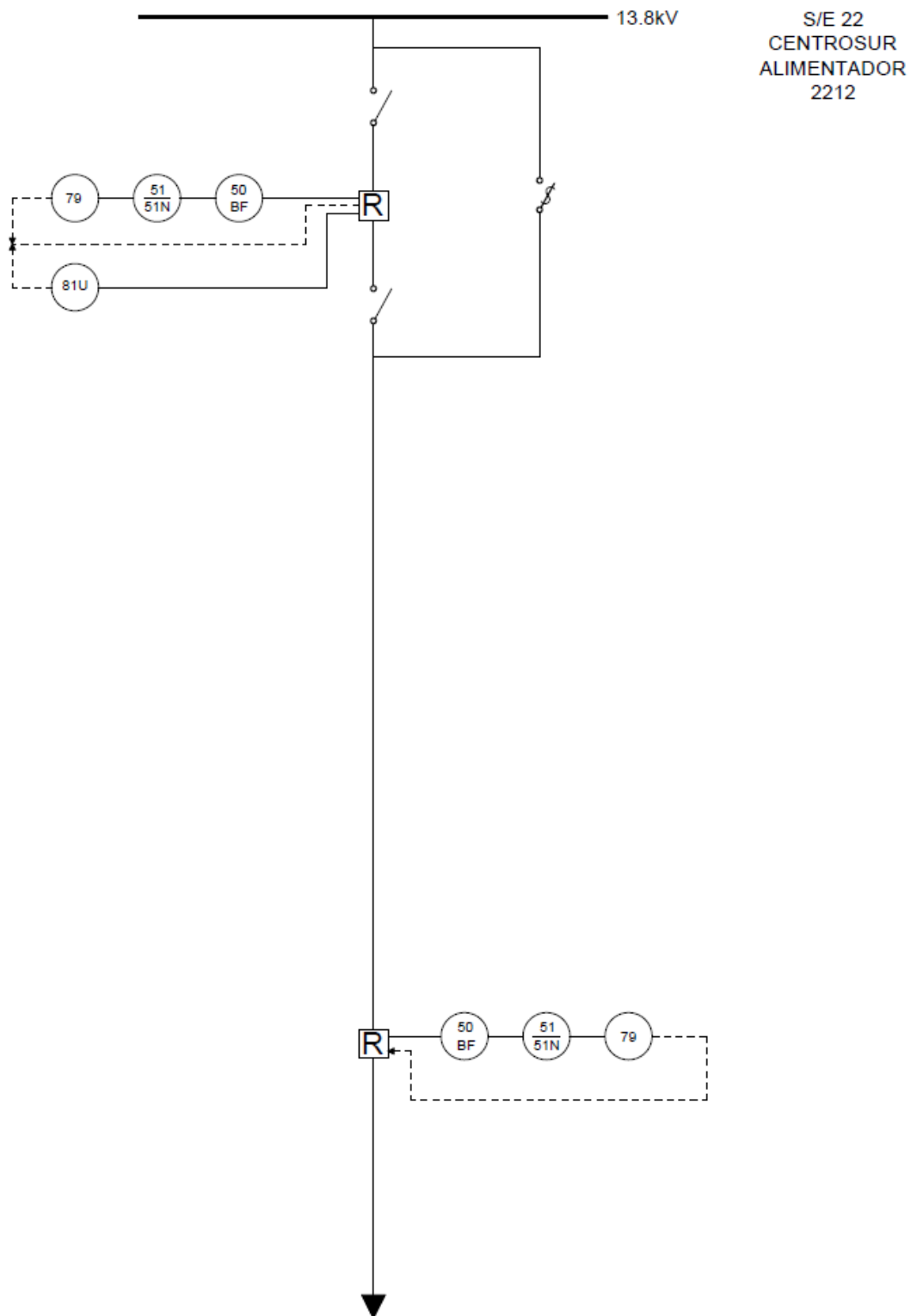


Figura 71. Diagrama de Control y Protección 2 de Alimentadores Primarios. (Novillo, *Filosofía de Protecciones* - CENTROSUR, 2017), (CENTROSUR, 2015), (Elaboración propia)

La diferencia con el anterior diagrama (Figura 69) es que ahora en cabecera de la S/E 22 se tiene un Reconectador que tiene asociadas las mismas funciones de protección (adicional a esto se disponen de seccionadores para realizar maniobras de mantenimiento o reparación), con los objetivos de eliminación de fallas transitorias y coordinación con otros dispositivos de protección. De igual manera hay una función de baja frecuencia 81U para actuar frente a dicha perturbación. Aguas abajo del Reconectador de cabecera, en algún punto del Alimentador Primario se encuentra otro Reconectador con la misma filosofía descrita anteriormente. (Novillo, Filosofía de Protecciones - CENTROSUR, 2017)

CAPÍTULO 5. DISPOSITIVOS ELECTRÓNICOS INTELIGENTES (IED's) DE CONTROL Y PROTECCIÓN DE LA EMPRESA ELÉCTRICA REGIONAL CENTROSUR C.A

5.1 Conceptos Generales.

De conformidad con el Capítulo 3, en el inciso 3.7, los relés de protección según su construcción pueden ser digitales y numéricos, estos últimos son los llamados Dispositivos Electrónicos Inteligentes (IED's). De acuerdo con el avance de la tecnología en el campo de la electrónica, basan su funcionamiento en microprocesadores y en el Procesamiento Digital de Señales (DSP). Incorporan muchas funciones en un solo equipo. (Hewitson, Brown, & Balakrishnan, 2005)

- Funciones de Protección. (Hewitson, Brown, & Balakrishnan, 2005)
- Funciones avanzadas de Control. (Hewitson, Brown, & Balakrishnan, 2005)
- Supervisión. (Hewitson, Brown, & Balakrishnan, 2005)
- Comunicaciones. (Hewitson, Brown, & Balakrishnan, 2005)

Estos dispositivos tienen la posibilidad de ser monitoreados y controlados de forma remota a través de un sistema SCADA (Supervisión, Control y Adquisición de Datos) haciendo uso de los módulos de comunicación disponibles en el equipo y de protocolos de comunicaciones, de igual manera, la comunicación entre IED's es muy común. (Hewitson, Brown, & Balakrishnan, 2005)

A continuación, en la Figura 72, se muestra un diagrama genérico de un Dispositivo Electrónico Inteligente de Control y Protección.

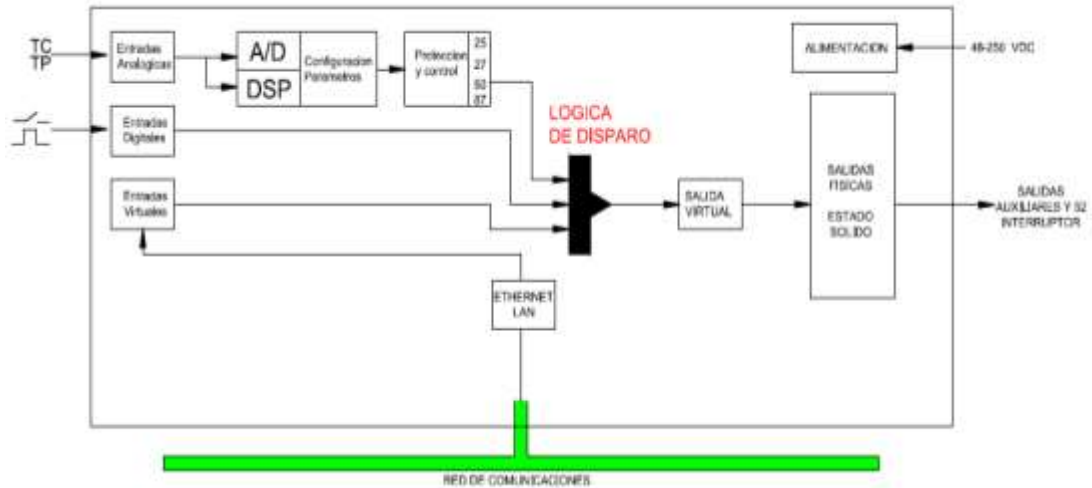


Figura 72. Diagrama general de un IED. (Hewitson, Brown, & Balakrishnan, 2005)

Observando la Figura 72, se citan algunas características generales:

- Bloque de Entradas Analógicas: Recibe las señales provenientes de los transformadores de instrumentos TC y TP.
- Bloque A/D (convertor Analógico/Digital) – DSP (Procesamiento Digital de Señales): Se realiza la conversión Analógica / Digital y se realiza el procesamiento (microprocesador) de dicha señal en el bloque DSP. (Hewitson, Brown, & Balakrishnan, 2005)
- Bloque de Protección y Control: Según la configuración previa o ajustes de funciones de protección (51, 24, 87, etc.) que se realicen en el IED, se ejecutan las instrucciones correspondientes a cada una de ellas. (Hewitson, Brown, & Balakrishnan, 2005)
- Bloque de Entradas Digitales o Binarias: Provenientes de equipos o elementos externos, como por ejemplo de un interruptor automático, PLC o de otro IED. (Hewitson, Brown, & Balakrishnan, 2005)
- Bloque de Entradas Virtuales: Señales que provienen de una Red de Comunicaciones (Comunicación con otros IED's u ordenadores). (Hewitson, Brown, & Balakrishnan, 2005)
- Bloque de Lógica de Disparo: En este bloque ingresan todas las señales que generan los bloques anteriores y es donde se tienen todas las condiciones para obtener una señal de disparo, dependiendo de la función de protección que

deba actuar dado el momento indicado. (Hewitson, Brown, & Balakrishnan, 2005)

- Por último, se obtiene una señal virtual y luego de esto se tienen las salidas físicas (contactos N/A – N/C) que irán hacia elementos de control (interruptores). (Hewitson, Brown, & Balakrishnan, 2005)
- Bloque de Alimentación del IED: Típicamente valores de 48 hasta 250 VDC. (Hewitson, Brown, & Balakrishnan, 2005)

5.1.1 Módulos principales de los IED's.

Los módulos principales por considerar en este proyecto son los siguientes:

- Módulo de Entradas Analógicas (Tensión y Corriente): Normalmente son un conjunto de transformadores de tensión (entradas de tensión) y corriente (entradas de corriente). Para las entradas de corriente comúnmente se tiene la posibilidad de seleccionar los valores nominales ya sea 1A o 5A. (Gurevich, 2011)
- Módulo de Entradas Binarias (digitales): Para el correcto funcionamiento de este módulo, se dispone de circuitos electrónicos, compuestos básicamente por opto acopladores (aislamiento entre las partes funcionales y las señales de ingreso). (Gurevich, 2011)
- Módulo de Salidas Binarias (digitales): Compuestos comúnmente por diferentes tipos de relés, es decir relés de estado sólido, relés estándar electromecánicos y relés híbridos (en conjunto con elementos semiconductores, transistores, etc.). (Gurevich, 2011)

5.2 IED ABB RED 670 para protección diferencial de línea.

El IED ABB RED 670 (Figura 73), es utilizado para protección, supervisión y control de líneas.

Las funciones disponibles del IED ABB RED 670 son:

- Protección diferencial. (ABB, Proteccion diferencial de Linea RED 670, 2011)
- Protección de impedancia. (ABB, Proteccion diferencial de Linea RED 670, 2011)

- Protección de corriente. (ABB, Protección diferencial de Línea RED 670, 2011)
- Protección de tensión. (ABB, Protección diferencial de Línea RED 670, 2011)
- Protección de frecuencia. (ABB, Protección diferencial de Línea RED 670, 2011)



Figura 73. IED ABB RED 670 para protección diferencial de línea. (ABB, Protección diferencial de Línea RED 670, 2011)

De acuerdo con lo Filosofía de control y protección en líneas de subtransmisión de la Empresa Eléctrica Regional CENTROSUR C.A, este dispositivo dispone de las protecciones necesarias para líneas de subtransmisión de 69kV.

- Protección 87-87L (Protección Diferencial)
- Protección 21 (Protección de distancia)
- Tele protección 85 – 21.
- Protección 50-50N (Protección de sobrecorriente instantánea)
- Protección 51-51N (Protección de sobrecorriente con retardo)
- Protección 67-67N (Protección de sobrecorriente direccional)
- Protección 50BF (Protección de fallo de interruptor)
- Protección 27 (Protección de subtensión)
- Protección 59-59N (Protección de sobretensión).
- Switch on the fault. (ABB, Protección diferencial de Línea RED 670, 2011)

En la Figura 74, se observa una aplicación del IED RED 670 en una línea con dos terminales. Se puede apreciar un equipo en cada extremo de la línea con sus

respectivos transformadores de instrumento (TC) y una cadena de comunicación entre los dos dispositivos. La función principal en esta aplicación es la protección diferencial 87L. (ABB, Protección diferencial de Línea RED 670, 2011)

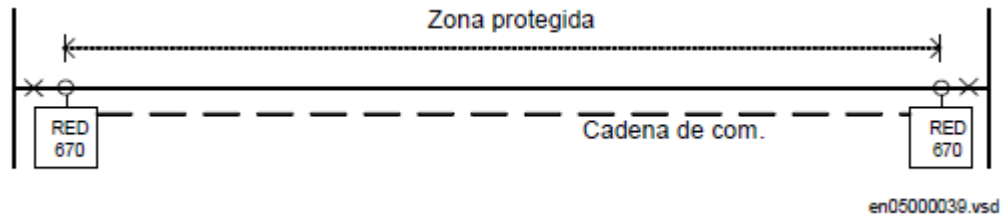


Figura 74. Aplicación del IED RED 670 a una línea de dos terminales. (ABB, Protección diferencial de Línea RED 670, 2011)

La información correspondiente a datos técnicos de interés de este IED se detalla en el ANEXO 1.

5.3 IED ABB RET 670 para protección de transformador.

El IED ABB RET 670 (Figura 75), se utiliza para protección, supervisión y control de transformadores de 2 y 3 bobinados. (ABB, IED RET 670 de protección de Transformador, 2007)

Dispone de funciones con alta sensibilidad para daños internos de la máquina:

- Protecciones para defectos internos entre espiras de devanados. (ABB, IED RET 670 de protección de Transformador, 2007)
- Funciones de protección para fallas a tierra. (ABB, IED RET 670 de protección de Transformador, 2007)



Figura 75. IED ABB RET 670 para protección de transformador. (ABB, IED RET 670 de protección de Transformador, 2007)

De acuerdo con la Filosofía de Control y Protecciones en Transformadores de Subestación de la Empresa Eléctrica Regional CENTROSUR C.A. el dispositivo cuenta con las protecciones necesarias, como se indica a continuación:

- Protección 87T (Protección Diferencial de Transformador).
- Protección 24 (Protección contra Sobreflujo magnético).
- Protección 50-50N (Protección de sobrecorriente instantánea).
- Protección 51-51N (Protección de sobrecorriente con retardo).
- Protección 50BF (Protección de fallo de interruptor).
- Protección 27 (Protección de subtensión).
- Protección 59 (Protección de sobretensión. (ABB, IED RET 670 de protección de Transformador, 2007)

La información correspondiente a datos técnicos de interés se detalla en el ANEXO 2.

5.4 IED ABB REF 630 para protección y control de alimentador.

El IED ABB REF 630 (Figura 76) se caracteriza por ofrecer funciones de protección y control necesarias para alimentadores primarios. Dicho dispositivo dispone de funciones de protección contra perturbaciones que se puedan dar en dichos elementos. (ABB, Protección y Control de Alimentador REF630)



Figura 76. IED ABB REF 630 para protección y control de alimentador. (ABB, Protección y Control de Alimentador REF630)

De acuerdo con la Filosofía de Control y Protecciones en alimentadores Primarios de la Empresa Eléctrica Regional CENTROSUR C.A. el dispositivo cuenta con las protecciones necesarias para alimentadores primarios, como son:

- Protección de Sobrecorriente Instantánea/con Retardo de tiempo 50/51
- Protección de Sobrecorriente con Retardo de tiempo 51N
- Protección de baja frecuencia 81U
- Protección contra Fallo de Interruptor 50BF. (ABB, Protección y Control de Alimentador REF630)

5.5 Dispositivo de Control de Potencia PCD ABB.

El PCD de ABB (Figura 77) proporciona protección, control, monitoreo a componentes de recierre o reconectores. Cuenta con medición precisa, suministra información del sistema, disponible para transformadores de corriente (TC) con secundarios de 5 o 1 amperios y transformadores de tensión (TP). (ABB, PCD Aparato de Control de Potencia)

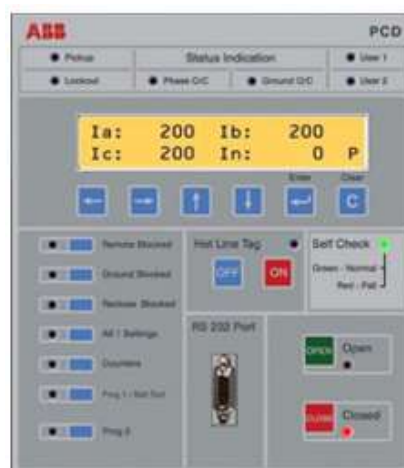


Figura 77. Dispositivo de Control de Potencia PCD ABB. (ABB, OVR outdoor vacuum reclosers)

Este equipo ofrece la función de Recierre (4 ciclos de cierre), en base a protecciones como son sobrecorriente direccional y no direccional, sobretensión, subtensión, aplicado a redes de distribución, tanto a nivel de subestación como a nivel de redes aéreas. (ABB, OVR outdoor vacuum reclosers)

Las funciones de protección disponibles en el dispositivo son:

- Protección de sobrecorriente - Norma ANSI: 50 (Instantánea) / 51 (Con Retardo de tiempo).
- Protección de sobrecorriente direccional (Norma ANSI: 67/67N).
- Protección de mínima frecuencia (Norma ANSI: 81U).
- Protección de fallo de interruptor (Norma ANSI: 50BF).
- Protección de máxima tensión (Norma ANSI: 59) y mínima tensión (Norma ANSI: 27).
- Recierre (Norma ANSI: 79). (ABB, PCD Aparato de Control de Potencia)

La Empresa Eléctrica Regional CENTROSUR C.A, dentro del Departamento DSC utiliza el PCD en alimentadores primarios con niveles de tensión de 22kV y 13.8kV, configurando las funciones de protección mencionadas en el punto 4.5, correspondiente al Capítulo 4.

La información correspondiente a datos técnicos de interés se detalla en el ANEXO 4.

5.6 IED Schneider Electric MiCOM P643 para protección y control de transformador.

El IED MiCOM P643 (Figura 78) de Schneider Electric integra algunas funciones de protección y control, con el objetivo principal de dar solución a problemas que se presenten en transformadores. (SchneiderElectric)

- Relés de Protección (P). (SchneiderElectric)
- Control (C). (SchneiderElectric)
- Medición y Monitoreo (M). (SchneiderElectric)
- Control de Subestación y soporte para PC (S). (SchneiderElectric)



Figura 78. IED MiCOM P643 para Protección y Control de Transformador. (SchneiderElectric)

Este equipo es aplicado en transformadores de potencia de dos y tres bobinados, dadas sus respectivas conexiones. Incorpora las funciones de protección necesarias, tanto para fallas internas de la máquina como para fallas externas a ella. (SchneiderElectric)

Las funciones de protección disponibles en el dispositivo son:

- Protección diferencial de Transformador (Norma ANSI: 87T) (SchneiderElectric)
- Protección de sobrecorriente - Norma ANSI: 50 (Instantánea) / 51 (Con Retardo de tiempo) / Protección de sobrecorriente direccional (Norma ANSI: 67) (SchneiderElectric)
- Protección contra sobreflujo magnético en un transformador de potencia (Norma ANSI: 24) (SchneiderElectric)
- Protección de máxima tensión (Norma ANSI: 59) y mínima tensión (Norma ANSI: 27) (SchneiderElectric)

- Protección de mínima frecuencia (Norma ANSI: 81U) (SchneiderElectric)
- Protección de fallo de interruptor (Norma ANSI: 50BF). (SchneiderElectric)

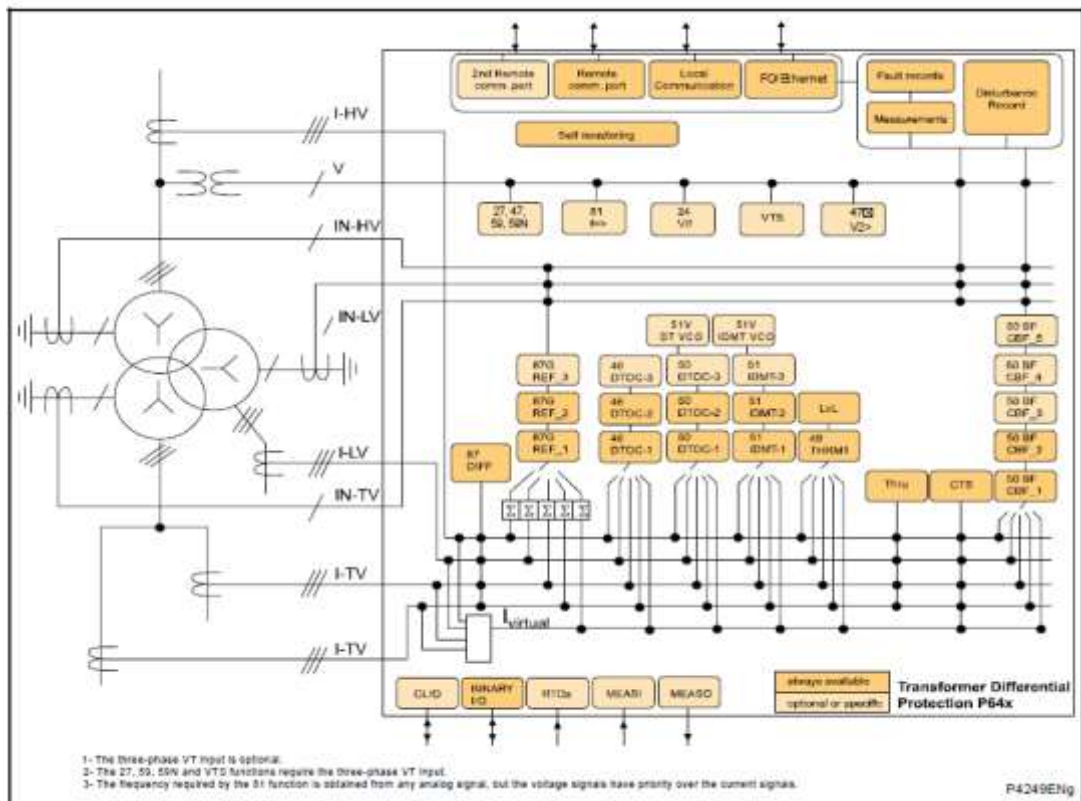


Figura 79. Diagrama funcional - IED MiCOM P643 para Protección y Control de Transformador. (SchneiderElectric)

En la figura 79, se da a conocer el diagrama funcional del equipo, en donde se puede observar la conexión de transformadores de instrumento TC y TP al transformador (elemento protegido), para posteriormente enviar las señales adecuadas al IED. De igual manera se puede apreciar los módulos disponibles, como por ejemplo Modulo de Entradas Analógicas, Entradas y Salidas Binarias, etc. (SchneiderElectric)

La Empresa Eléctrica Regional CentroSur C.A, dentro del Departamento DSC utiliza el IED MiCOM P643 en algunos transformadores de subestación, configurando las funciones de protección mencionadas en el punto 4.4, correspondiente al Capítulo 4.

La información correspondiente a datos técnicos de interés se detalla en el ANEXO 5.

5.7 IED Siemens 7SD53 para protección diferencial de línea.

El 7SD53 (Figura 80) dispone todas las funciones de protección necesarias para líneas (transmisión y subtransmisión), por lo tanto, es universal. Las protecciones principales que maneja este dispositivo son la protección diferencial de línea y la protección de distancia, que, en caso de alguna falla dentro de sus zonas, ofrece una adecuada operación. (Siemens, SIPROTEC 7SD53)



Figura 80. IED Siemens 7SD53 para protección diferencial de línea. (Siemens, SIPROTEC 7SD53)

El IED 7SD53 dispone de las siguientes funciones de protección para líneas:

- Protección diferencial de línea (Norma ANSI: 87L). (Siemens, SIPROTEC 7SD53)
- Protección de distancia (Norma ANSI: 21/21N). (Siemens, SIPROTEC 7SD53)
- Protección de sobrecorriente - Norma ANSI: 50 (Instantánea) / 51 (Con Retardo de tiempo) / Protección de sobrecorriente direccional (Norma ANSI: 67). (Siemens, SIPROTEC 7SD53)
- Recierre (Norma ANSI: 79). (Siemens, SIPROTEC 7SD53)
- Protección de máxima tensión (Norma ANSI: 59) y mínima tensión (Norma ANSI: 27). (Siemens, SIPROTEC 7SD53)
- Protección de mínima frecuencia (Norma ANSI: 81U). (Siemens, SIPROTEC 7SD53)
- Protección de fallo de interruptor (Norma ANSI: 50BF). (Siemens, SIPROTEC 7SD53)

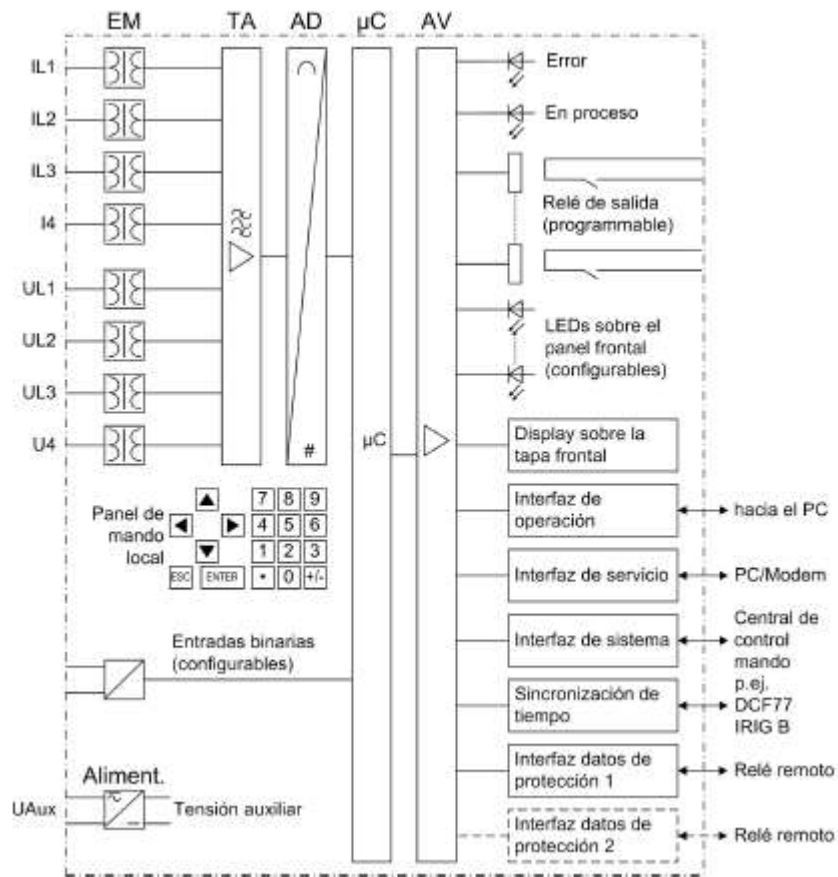


Figura 81. Estructura de Hardware – IED 7SD53 para protección diferencial de línea. (Siemens, SIPROTEC 7SD53)

En la Figura 81, se observa cómo está conformado el IED 7SD53, se dispone Entradas Analógicas tanto para TC como para TP (EM), de igual manera se tienen las salidas digitales (Relé de salida), además de algunos elementos como son paneles de configuración, alimentación, interfaz de comunicaciones, etc. (Siemens, SIPROTEC 7SD53)

La Empresa Eléctrica Regional CENTROSUR C.A, dentro del Departamento DSC utiliza el IED 7SD53 en líneas de subtransmisión de 69kV, configurando las funciones de protección mencionadas en el punto 4.3, correspondiente al Capítulo 4.

La información correspondiente a datos técnicos de interés se detalla en el ANEXO 6.

5.8 IED Siemens 7SR224 controlador de reconectador.

El IED 7SR224 (Figura 82) de Siemens, integra funciones de protección y control necesarias para el despeje de fallas y que funcionan juntamente con la función de recierre (79). (Siemens, Reyrolle 7SR224 Argus)



Figura 82. IED Siemens 7SR224 controlador de reconectador. (Siemens, Reyrolle 7SR224 Argus)

Este dispositivo es de uso exclusivo en alimentadores primarios, tanto a nivel de cabecera de subestación como en determinados puntos del alimentador. Las funciones de protección principales que incorpora este IED, son las de sobrecorriente direccional y no direccional, además de otras funciones importantes como se indica a continuación. (Siemens, Reyrolle 7SR224 Argus)

- Protección de sobrecorriente - Norma ANSI: 50/50N (Instantánea) / 51/51N (Con Retardo de tiempo). (Siemens, Reyrolle 7SR224 Argus)
- Protección de sobrecorriente direccional (Norma ANSI: 67/67N). (Siemens, Reyrolle 7SR224 Argus)
- Recierre (Norma ANSI: 79). (Siemens, Reyrolle 7SR224 Argus)
- Protección de máxima tensión (Norma ANSI: 59) y mínima tensión (Norma ANSI: 27). (Siemens, Reyrolle 7SR224 Argus)
- Protección de mínima frecuencia (Norma ANSI: 81U). (Siemens, Reyrolle 7SR224 Argus)

La Empresa Eléctrica Regional CENTROSUR C.A, dentro del Departamento DSC utiliza el IED 7SR224 en alimentadores primarios con niveles de tensión de 22kV y 13.8kV, configurando las funciones de protección mencionadas en el punto 4.5, correspondiente al Capítulo 4.

En la Figura 83, el diagrama funcional del equipo, en donde básicamente se indica la conexión entre los transformadores de instrumento (TC y TP) y el IED, especificando las funciones de protección que se asocian con cada señal (corriente y tensión). (Siemens, Reyrolle 7SR224 Argus)

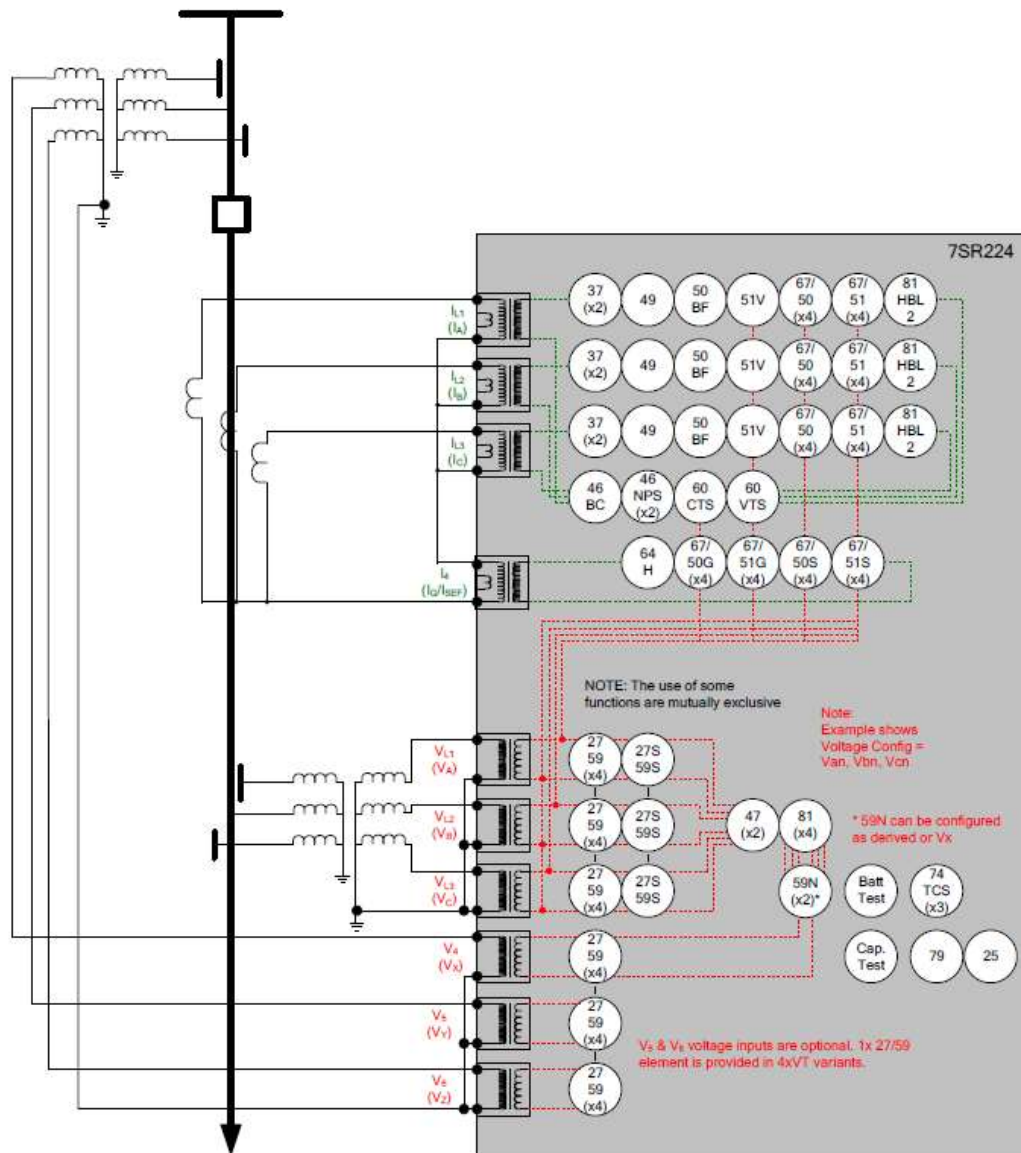


Figura 83. Diagrama funcional - IED Siemens 7SR224 controlador de reconectador. (Siemens, Reyrolle 7SR224 Argus)

La información correspondiente a datos técnicos de interés se detalla en el ANEXO 7.

5.9 IED Siemens 7SJ85 para protección de sobrecorriente.

El IED 7SJ85 (Figura 84) de Siemens, ofrece una completa integración de funciones de protección y control para múltiples aplicaciones en alimentadores primarios y líneas. (Siemens, SIPROTEC 5 Protección de Sobrecorriente 7SJ85)



Figura 84. IED Siemens 7SJ85 para protección de sobrecorriente. (Siemens, SIPROTEC 5 Protección de Sobrecorriente 7SJ85)

Como su nombre lo indica, este IED dispone principalmente de funciones de protección contra sobrecorrientes, así como también de funciones adicionales. Dichas funciones pueden ser configuradas en el equipo según sea la necesidad del usuario. (Siemens, SIPROTEC 5 Protección de Sobrecorriente 7SJ85)

- Protección de sobrecorriente - Norma ANSI: 50/50N (Instantánea) / 51/51N (Con Retardo de tiempo). (Siemens, SIPROTEC 5 Protección de Sobrecorriente 7SJ85)
- Protección de sobrecorriente direccional (Norma ANSI: 67/67N). (Siemens, SIPROTEC 5 Protección de Sobrecorriente 7SJ85)
- Recierre (Norma ANSI: 79). (Siemens, SIPROTEC 5 Protección de Sobrecorriente 7SJ85)
- Protección de máxima tensión (Norma ANSI: 59) y mínima tensión (Norma ANSI: 27). (Siemens, SIPROTEC 5 Protección de Sobrecorriente 7SJ85)
- Protección de mínima frecuencia (Norma ANSI: 81U). (Siemens, SIPROTEC 5 Protección de Sobrecorriente 7SJ85)

La Empresa Eléctrica Regional CENTROSUR C.A, dentro del Departamento DSC utiliza el IED 7SJ85 en alimentadores primarios con niveles de tensión de 22kV y 13.8kV, configurando las funciones de protección mencionadas en el punto 4.5, correspondiente al Capítulo 4.

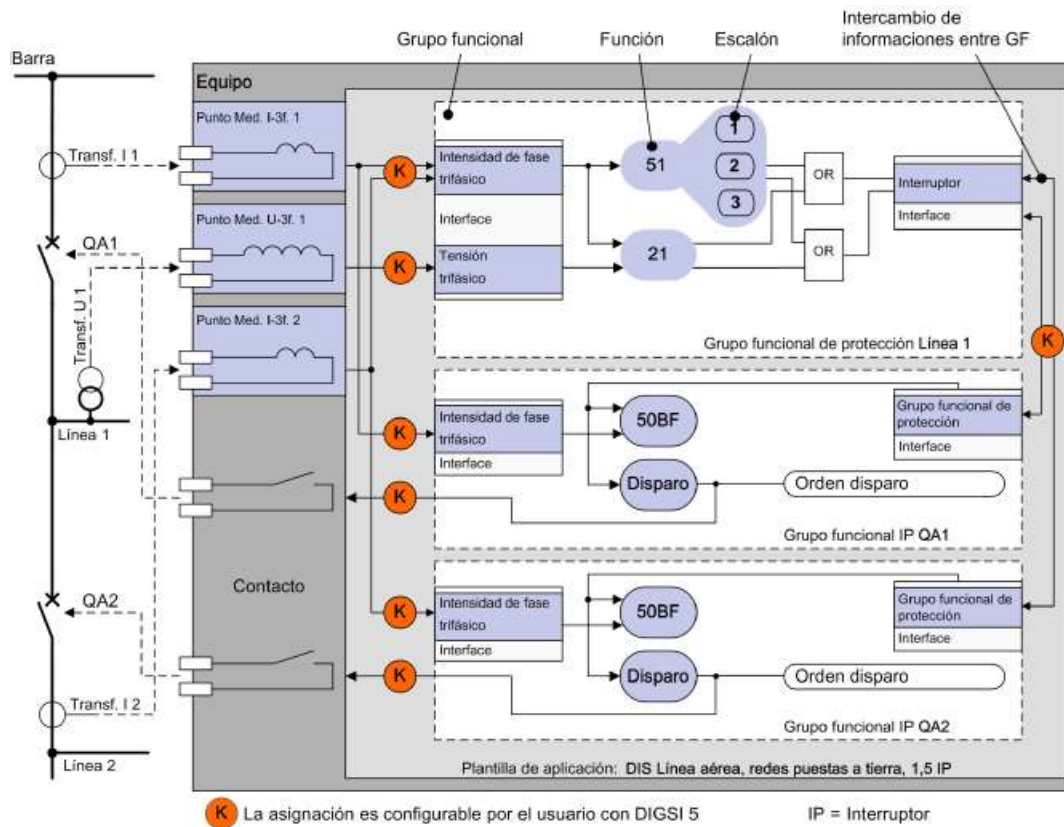


Figura 85. Ejemplo de configuración de IED 7SJ85 para aplicación a líneas. (Siemens, SIPROTEC 5 Protección de Sobreintensidad 7SJ85)

Un ejemplo de configuración del IED 7SJ85 se observa en la Figura 85, aplicado a una línea con esquema eléctrico interruptor y medio. Se observa los transformadores de instrumento TC y TP, que envían las señales respectivas al equipo. La configuración se la realiza por los llamados Grupos Funcionales (GF), en primera instancia se tiene el GF para la protección de la línea, con funciones de protección 21 y 51 (con sus respectivos ajustes), los grupos restantes corresponden a los interruptores QA1 y QA2, los cuales reciben las señales de disparo en caso de fallas, de igual manera dichos grupos tienen una función 50BF, en caso de que cualquier interruptor falle en su operación de apertura. (Siemens, SIPROTEC 5 Protección de Sobreintensidad 7SJ85)

La información correspondiente a datos técnicos de interés se detalla en el ANEXO 8.

5.10 Unidad de prueba universal de dispositivos de protección OMICRON CMC 356.

El equipo CMC 356 de OMICRON (Figura 86), permite realizar pruebas a distintos dispositivos de protección, es decir a diferentes tipos de relés según su construcción, como por ejemplo relés electromecánicos y relés numéricos (IED). (Omicron, CMC 356 El equipo de prueba universal de relés y de puesta en servicio., 2013)

La principal característica del CMC 356, es su capacidad de generación de señales de prueba analógicas, tanto de corriente como de tensión, de igual manera, dichas señales pueden ser ajustadas en todos sus parámetros, como son: frecuencia, fase y amplitud. El equipo también incorpora entradas analógicas de medida/registro y entradas/salidas binarias. (Omicron, CMC 356 El equipo de prueba universal de relés y de puesta en servicio., 2013)

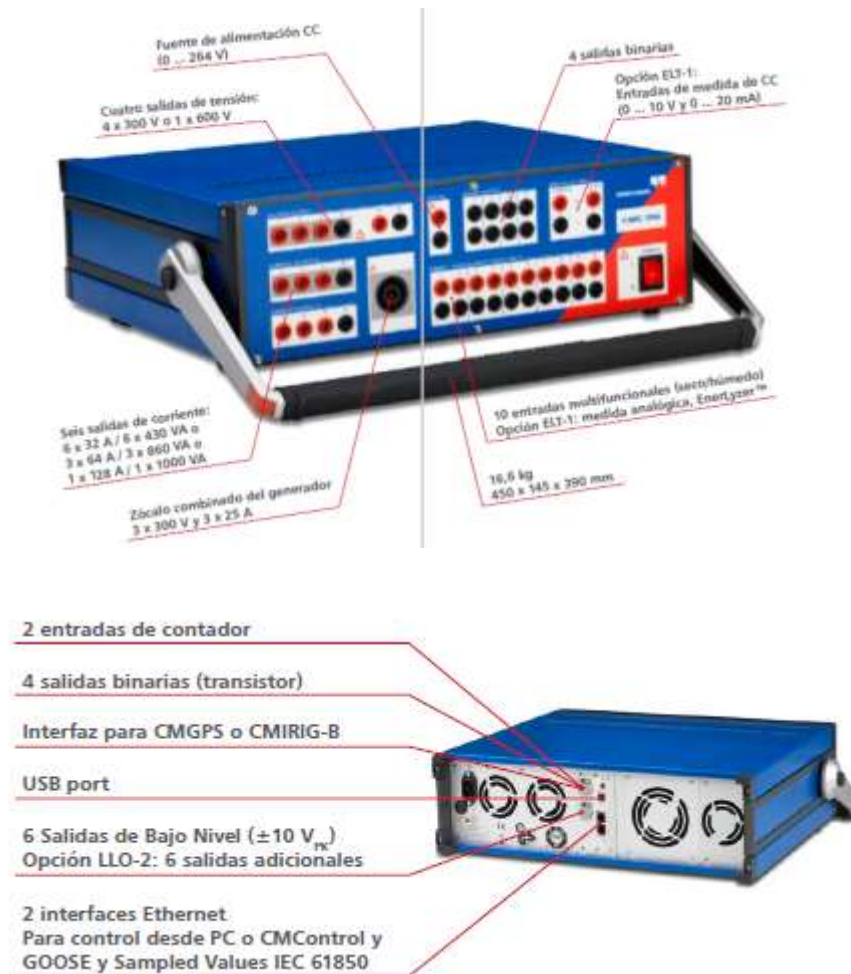


Figura 86. Unidad de prueba universal de dispositivos de protección OMICRON CMC 356. (Omicron, CMC 356 El equipo de prueba universal de relés y de puesta en servicio., 2013)

Se describen las funciones que dispone el CMC 356, como son principalmente sus salidas analógicas de corriente y de tensión, indicando los valores máximos de ajuste.

En general, el equipo CMC 356 tiene las siguientes opciones, tanto de prueba como de herramientas para puesta en servicio de subestaciones:

- Simulador de falla transitoria. (Omicron, CMC 356 El equipo de prueba universal de relés y de puesta en servicio., 2013)
- Simulación de saturación de TC. (Omicron, CMC 356 El equipo de prueba universal de relés y de puesta en servicio., 2013)
- Comprobación de indicaciones del sistema SCADA. (Omicron, CMC 356 El equipo de prueba universal de relés y de puesta en servicio., 2013)

- Comprobador de polaridad de TC/TP. (Omicron, CMC 356 El equipo de prueba universal de relés y de puesta en servicio., 2013)
- Multímetro y registro para I, V, S, P, Q y cos fi. (Omicron, CMC 356 El equipo de prueba universal de relés y de puesta en servicio., 2013)
- Funciones de inyección primaria para puesta en servicio. (Omicron, CMC 356 El equipo de prueba universal de relés y de puesta en servicio., 2013)
- Software Test Universe para pruebas. (Omicron, CMC 356 El equipo de prueba universal de relés y de puesta en servicio., 2013)

La Empresa Eléctrica Regional CENTROSUR C.A, dentro del Departamento DSC utiliza el equipo CMC 356 para realizar pruebas a los diferentes IED's de control y protección que se mencionaron anteriormente.

La información correspondiente a datos técnicos de interés se detalla en el ANEXO 9.

CAPÍTULO 6. GUÍAS PARA PRUEBAS DE IED's DE CONTROL Y PROTECCIÓN DE LA EMPRESA ELECTRICA REGIONAL CENTROSUR C.A

A continuación, se dan a conocer las diferentes guías de pruebas para IED's utilizados en alimentadores primarios, transformadores de subestación y líneas de subtransmisión, según la filosofía de la Empresa Eléctrica Regional CENTROSUR C.A, indicada en el Capítulo 4. Para las diferentes pruebas se utiliza el equipo CMC 356 y se proponen pruebas con el software Test Universe 3.10, para posteriormente realizar ejemplos con dicho software (inciso 6.4), en función de los criterios de evaluación que se presentan en 6.1, 6.2 y 6.3.

6.1 Guía para pruebas de IED's de control y protección utilizados en alimentadores primarios.

En las Tablas 23, 25, 27, 30 y 32 se detallan los datos para cada prueba.

Tabla 23. Datos para guía de pruebas - Función de Protección 51/51N - 50. (Siemens, SIPROTEC 5 Protección de Sobreintensidad 7SJ85), (ABB, Protección y Control de Alimentador REF630), (Elaboración propia)

Elemento del Sistema:	Alimentador Primario – Cabecera de S/E	
Escenario:	Cortocircuito / Falla	Fase – Neutro. Entre Fases
Función de Protección:	Sobrecorriente con Retardo 51/51N – Característica de tiempo inverso. Sobrecorriente Instantánea 50/50N	
Equipo de Pruebas:	Omicron CMC 356 – Test Universe Software	
IED:	7SJ85 - REF 630	
7SJ85:	<ul style="list-style-type: none"> • Función 50/50N - Tiempo de operación o disparo: instantánea - aproximadamente 25ms + OOT (Tiempo de Operación de Salida Binaria – 5ms para relés rápidos). Tiempo de reposición: aproximadamente 20ms + OOT. • Función 51/51N: Tiempo de operación: Curvas de tiempo inverso según ANSI/IEEE y IEC. Tiempo de reposición: emulación de disco. • Función 50/50N y 51/51N: Procedimiento de medida de corriente – Onda fundamental: 1% de valor de Inominal (5mA – 1A y 25mA para 5A). 	
REF 630	<ul style="list-style-type: none"> • Función 50 - Tiempo de operación o disparo: instantánea – 17ms +/- 5ms (IF=2*Iajuste) – 10ms +/- 5ms (IF=10*Iajuste). Tiempo de reposición: <45ms. 	

	<ul style="list-style-type: none"> • Función 51/51N: Tiempo de operación: Curvas de tiempo inverso según ANSI/IEEE y IEC. Tiempo de reposición: emulación de disco. • Función 50: Precisión de operación - +/- 0.002*Inominal
--	---

Parámetros para analizar:

- Tiempo de operación y reposición del relé según la característica de tiempo inverso, definida principalmente por las normas ANSI/IEEE y IEC

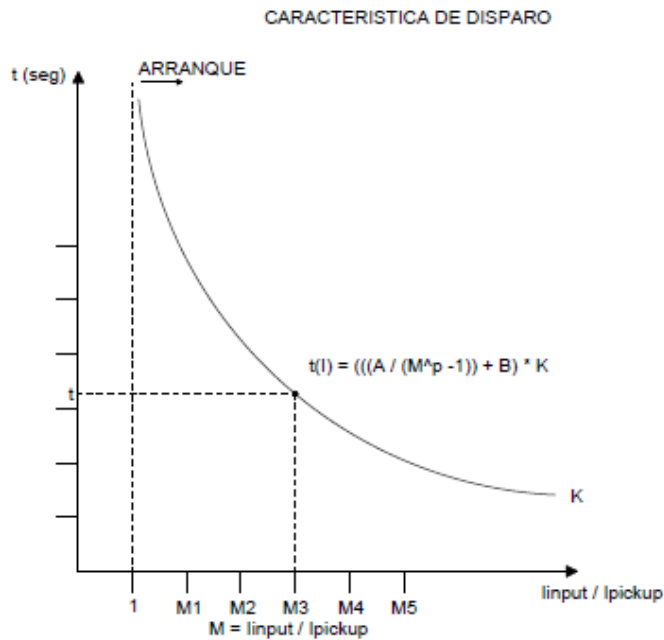


Figura 87. Característica de disparo – curva de tiempo inverso – fallas F-N. (IEEE, IEEE Std C37.112-1996, 1996), (Elaboración propia).

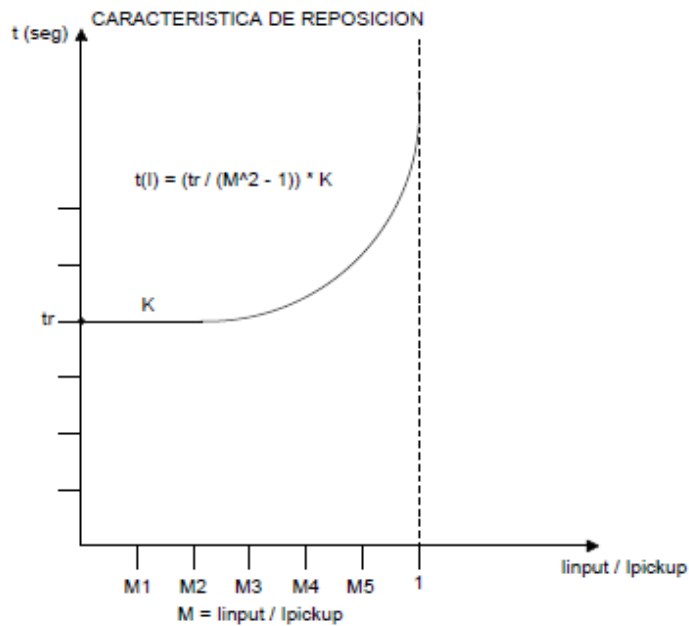


Figura 88. Característica de reposición – curva de tiempo inverso – fallas F-N. (IEEE, IEEE Std C37.112-1996, 1996), (Elaboración propia).

De acuerdo con la Figura 87:

- Se define el valor de corriente en la cual arranca el relé (Corriente de Pickup). Normalmente un porcentaje de la corriente nominal.
- Según la curva que se configure (moderadamente inversa, muy inversa, etc.) en el relé 51N, se tendrán los valores de las constantes A, B y p (determinación del tiempo de operación) dadas por las normas ANSI/IEEE y IEC.
- Para temas de coordinación, se define la constante K (0.5, 1, 2...) o multiplicador de Dial de tiempo, que permite tener diferentes tiempos de operación para un mismo tipo de curva.
- Cuando exista una falla o cortocircuito ($M * I_{pickup}$), el relé iniciará el tiempo de operación o retardo. (IEEE, IEEE Std C37.112-1996, 1996)

De acuerdo con la Figura 88 (reposición):

- Determinación del tiempo de reposición del relé, en base a los valores de t_r y el exponente de M, que varía según la norma utilizada, es este caso para la norma ANSI/IEEE el exponente tiene un valor de 2.

- Para un valor de $M = 0$, es decir $I_{input} = 0$, el tiempo de reposición del relé sería el valor t_r , dado por la norma utilizada. (IEEE, IEEE Std C37.112-1996, 1996)

Para fallas entre fases se tiene la siguiente característica (Figura 89):

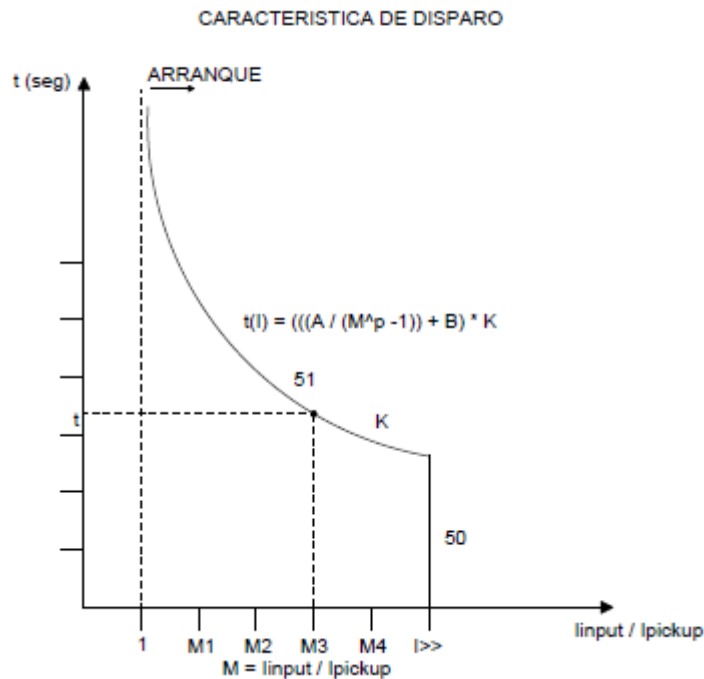


Figura 89. Característica de tiempo inverso – característica instantánea – fallas entre fases. (IEEE, IEEE Std C37.112-1996, 1996), (Elaboración propia).

Parámetros para analizar según la Figura 89:

- Arranque, tiempo de operación y reposición del relé de sobrecorriente para la característica de tiempo inverso.
- Disparo instantáneo del relé de sobrecorriente cuando se supere el valor de $I_{>>}$. (IEEE, IEEE Std C37.112-1996, 1996)

Según los datos de la Tabla 23, las pruebas para realizar con CMC 356 y Test Universe Software se detallan en la Tabla 24.

Tabla 24. Pruebas para Función de Protección 51N. (Elaboración propia), (Omicron, Soluciones de Prueba para sistemas de protección y medida, 2014).

Prueba	Equipo CMC 356	Módulos Test Universe Software	Procedimientos
Disparo – Tiempo de operación.	Generador de Corriente: salida trifásica 3 x 0 a 64 A – 3 x 0 a 32 A – salida monofásica 0 a 128 A.	QuickCMC – Overcurrent	<p>-Tipo de Falla: L-N, L-L, L-L-N, L-L-L.</p> <p>-Parámetros de señal de Corriente: Amplitud, Fase y Frecuencia (Numérico y en diagrama vectorial).</p> <p>-Definición de estado estacionario, paso o rampa.</p> <p>-Definición de curva de tiempo inverso.</p> <p>- $M > 1$</p>
Arranque y Reposición 1.	Generador de Corriente: salida trifásica 3 x 0 a 64 A – 3 x 0 a 32 A – salida monofásica 0 a 128 A	Ramping	-Definir una rampa t/Corriente y analizar el arranque y reposición del relé para $M = 0$.
Arranque y	Generador de	Ramping	-Definir una

Reposición 2.	Corriente: salida trifásica 3 x 0 a 64 A – 3 x 0 a 32 A – salida monofásica 0 a 128 A		rampa t/Corriente y analizar el arranque y reposición del relé para $0 < M < 1$
Disparo – característica instantánea $I \gg$	Generador de Corriente: salida trifásica 3 x 0 a 64 A – 3 x 0 a 32 A.	QuickCMC – Overcurrent	<p>-Tipo de Falla: Falla L- L -L.</p> <p>-Parámetros de señal de Corriente: Amplitud, Fase y Frecuencia (Numérico y en diagrama vectorial).</p> <p>-Definición de estado estacionario, paso o rampa.</p>

Las respectivas rampas t/Corriente se detallan en la Figura 90.

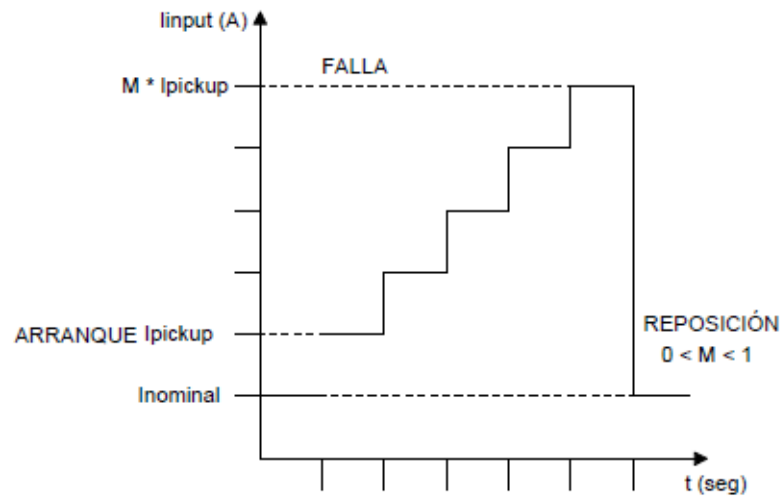
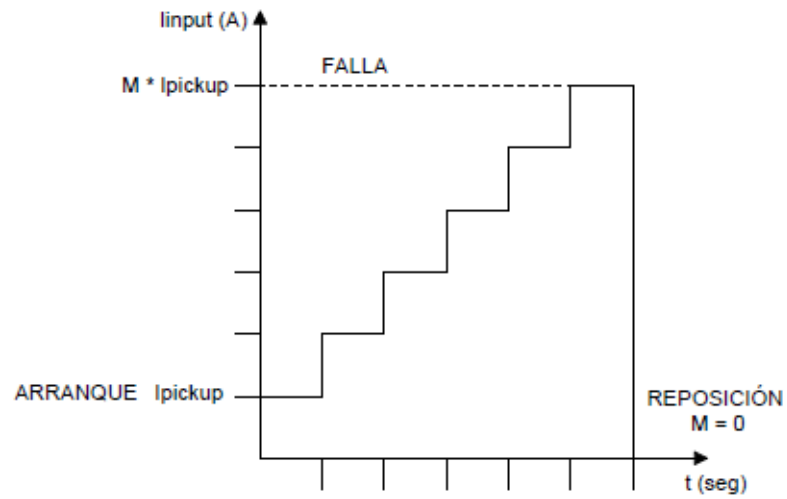


Figura 90. Rampas t/Corriente para pruebas de arranque y reposición. (Omicron, Soluciones de Prueba para sistemas de protección y medida, 2014), (Elaboración propia).

Tabla 25. Datos para guía de pruebas - Función de Protección 81U. (Siemens, SIPROTEC 5 Protección de Sobreintensidad 7SJ85), (ABB, Protección y Control de Alimentador REF630), (Elaboración propia)

Elemento del Sistema:	Alimentador Primario – Cabecera de S/E	
Escenario:	Baja Frecuencia	Tensión L-L para medida.
Función de Protección:	Subfrecuencia-81U.	
Equipo de Pruebas:	Omicron CMC 356 – Test Universe Software	
IED:	7SJ85 - REF 630	
7SJ85:	<ul style="list-style-type: none"> • Tiempo – Valor de arranque f<: aproximadamente 60ms + OOT (medición por diferencia de ángulo) y 75ms + OOT (medición por filtro). Tiempo de reposición: 60ms a 80ms. • Ajuste de tiempo: de 0s a 600s. • Para valores de frecuencia entre 59.8HZ y 60.2HZ se tiene una tolerancia de +/- 5mHZ. Para valores de frecuencia entre 57HZ y 63HZ se tiene una tolerancia de +/- 10mHZ. • Tolerancia de tensión: 1% del valor ajustado. 	
REF 630	<ul style="list-style-type: none"> • Tiempo de operación: <190ms. Tiempo de reposición: <190ms. • Ajuste de temporización: 0.170s a 60s • Precisión de operación: para frecuencia de 35 a 66HZ se tiene una tolerancia de +/- 0.003HZ. 	

Parámetros para analizar:

Disparos para cada escalón según los diferentes escenarios, definidos por la simulación del sistema eléctrico de potencia, según CENACE.

Criterios según la CENACE - CENTROSUR del Esquema de Alivio de Carga EAC (mantener el equilibrio generación – demanda) para baja frecuencia.

- La frecuencia no debe ser menor a 57.5HZ.
- Después de 10 segundos de ocurrido un evento la frecuencia del sistema debe tener valores mayores al umbral 59.2HZ (arranque de la protección).
- Se debe tener cuidado con la cantidad de carga a desconectar puesto que puede ocurrir frecuencias superiores a 60Hz.
- Se debe minimizar el tiempo en la que la frecuencia esté por debajo 58.5Hz, para evadir la pérdida de la vida útil de las plantas generadoras.
- Restricción de tensión (Tensión por debajo del 65% de la tensión nominal). (Novillo, Deslastres de carga por baja frecuencia - CENTROSUR - CENACE, 2017)

Según los datos de la Tabla 25, las pruebas para realizar con CMC 356 y Test Universe Software se detallan en la Tabla 26.

Tabla 26. Pruebas para Función de Protección 81U. (Elaboración propia), (Omicron, Soluciones de Prueba para sistemas de protección y medida, 2014).

Prueba	Equipo CMC 356	Módulos Test Universe Software	Procedimientos
<p>Disparos por baja frecuencia (5 escalones). Frecuencia variable - Tensión-fija</p>	<p>Generador de señal V/Hz: salida trifásica 3 x 0 a 300V</p>	<p>Ramping</p>	<p>-Definir parámetros de la señal de tensión a medir Amplitud, Fase y Frecuencia (Numérico y en diagrama vectorial). -Definición de estado estacionario de señal de tensión. -Definición de función rampa t/Hz.</p>
<p>Verificación de bloqueo de función 81U. Frecuencia –fija Tensión-variable (Restricción de Tensión)</p>	<p>Generador de señal V/Hz: salida trifásica 3 x 0 a 300V.</p>	<p>Ramping</p>	<p>-Definir parámetros de la señal de tensión a medir Amplitud, Fase y Frecuencia (Numérico y en diagrama vectorial). -Definición de</p>

			rampa t/V y número de escalones, tensión por debajo del 65% Vn.
Reposición.	Generador de señal V/Hz: salida trifásica 3 x 0 a 300V.	Ramping	-Definición de rampa t/HZ en la cual la frecuencia se establece en su valor nominal: 60HZ.

Las respectivas rampas t/frecuencia y t/Tensión se indican en las Figuras 91, 92 y 93.

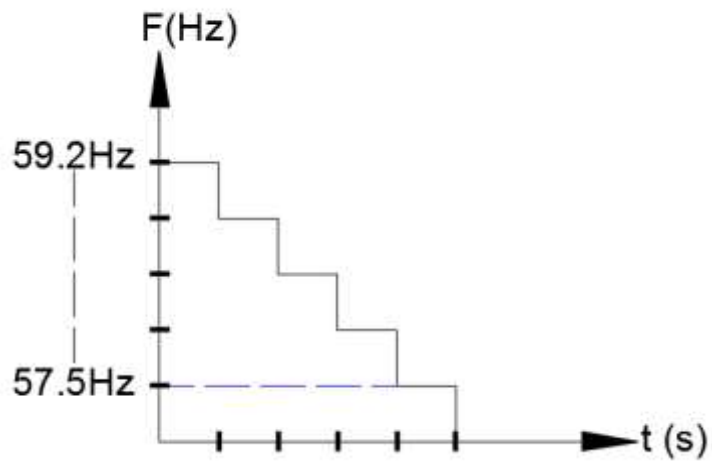


Figura 91. Rampa - Señal Frecuencia- variable, Tensión-fija. (Elaboración propia).

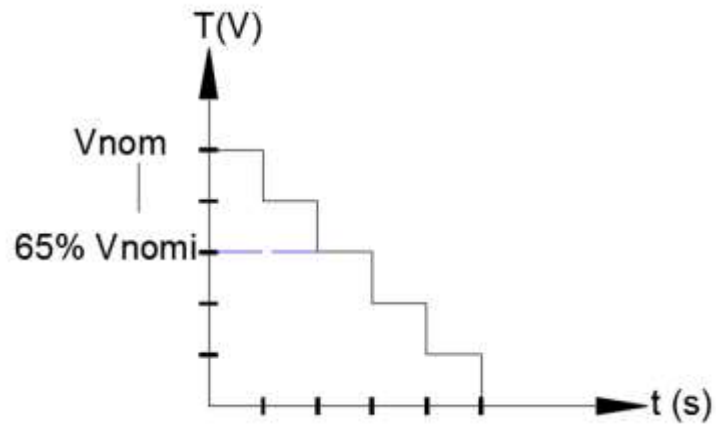


Figura 92. Rampa - Señal Tensión- variable, Frecuencia-fija. (Elaboración propia).

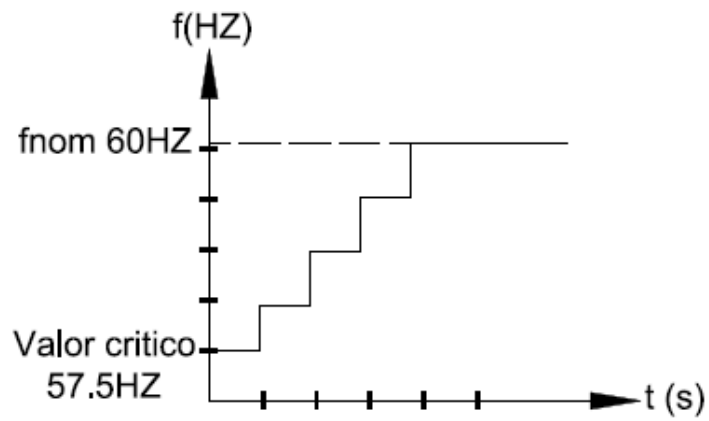


Figura 93. Rampa - Señal Tensión – fija, Frecuencia variable – estabilización en frecuencia nominal (Reposición). (Omicron, *Soluciones de Prueba para sistemas de protección y medida*, 2014), (Elaboración propia).

Tabla 27. Datos para guía de pruebas - Función de Protección 79. (ABB, PCD Aparato de Control de Potencia), (Siemens, Reyrolle 7SR224 Argus), (Elaboración propia)

Elemento del Sistema:	Alimentador Primario – Aguas abajo S/E	
Escenario:	Cortocircuito / Falla	Fase – Neutro, Entre Fases
Función de Protección:	Recierre 79 - Sobrecorriente con Retardo 51/51N Característica de tiempo inverso.	
Equipo de Pruebas:	Omicron CMC 356 – Test Universe Software	
IED:	PCD – 7SR224	
PCD:	<ul style="list-style-type: none"> • Tolerancia Función 51/51N: +/- 3% del ajuste o Inominal. • Tolerancia en tiempo de operación Función 51/51N: +/- 7% o 16ms. • Tolerancia Función 50/50N: +/- 7% del ajuste o Inominal. • Tolerancia en tiempo de operación Función 50/50N: +/- 7% o 16ms. • Tolerancia Función 81: +/- 0.01HZ. • Tolerancia en tiempo de operación Función 81: +/- 1 ciclo. 	
7SR224	<ul style="list-style-type: none"> • Ajustes de corriente Iajuste Función 50: 0.05, 0.06 a 50 de la corriente nominal In. Ajustes de corriente Iajuste Función 50N: 0.005 a 5 de la corriente nominal In. • Ajustes del tiempo de operación Función 50: de 0s a 14400s. • Tiempo de operación Función 50: 35ms (2*Iajuste) y 25ms (5*Iajuste). • Nivel de operación Función 50: +/-1% de la Inominal. Nivel de reposición: 	

	<p>>95% Ioperación.</p> <ul style="list-style-type: none"> • . Ajustes de corriente Iajuste Función 51: 0.05, 0.1 a 2.5 de la corriente nominal In. Ajustes de corriente Iajuste Función 51N: 0.005 a 1 de la corriente nominal In. • Característica de tiempo inverso – Tiempo de operación Función 51/51N: IEC, ANSI, VI, etc. • Nivel de reposición: >95% Ioperación.
--	---

Parámetros para analizar:

- Secuencias de la función de Recierre 79 (Aperturas/Cierres y Lockout – 3 intentos) para los distintos tipos de falla.
- Tiempos asociados a cada secuencia de la función de Recierre (Tiempo Muerto, Tiempo de reclamo - ajuste típico 20-30 segundos). (Tamasco, 2007)

Tabla 28. Valores típicos de ajuste de Tiempo Muerto – Función 79. (IEEE, IEEE Std C37.104 Guide for Automatic Reclosing of Circuit Breakers for AC Distribution and Transmission Lines, 2012)

Tiempo Muerto – Secuencias de Recierre	Valores típicos de ajuste
Primera secuencia de Recierre.	0 a 5 segundos
Segunda secuencia de Recierre	10 a 20 segundos
Tercera Secuencia de Recierre	10 a 30 segundos

- Tiempos de operación y reposición del relé de sobrecorriente 51/51N según las características de tiempo inverso (1 curva rápida y 2 lentas, fallas F-N y 2 curvas rápidas y 1 lenta, fallas entre fases) asignadas a cada secuencia (79) para temas de coordinación.

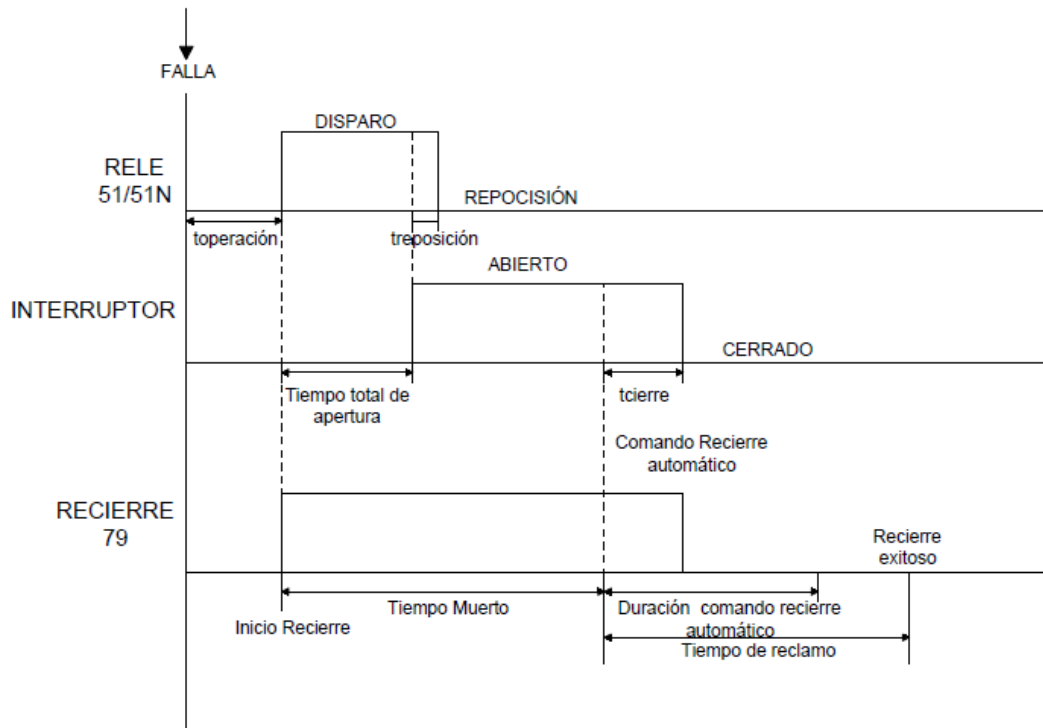


Figura 94. Ejemplo de operación de Función 79 para fallas transitorias. (Tamasco, 2007),
(Elaboración propia).

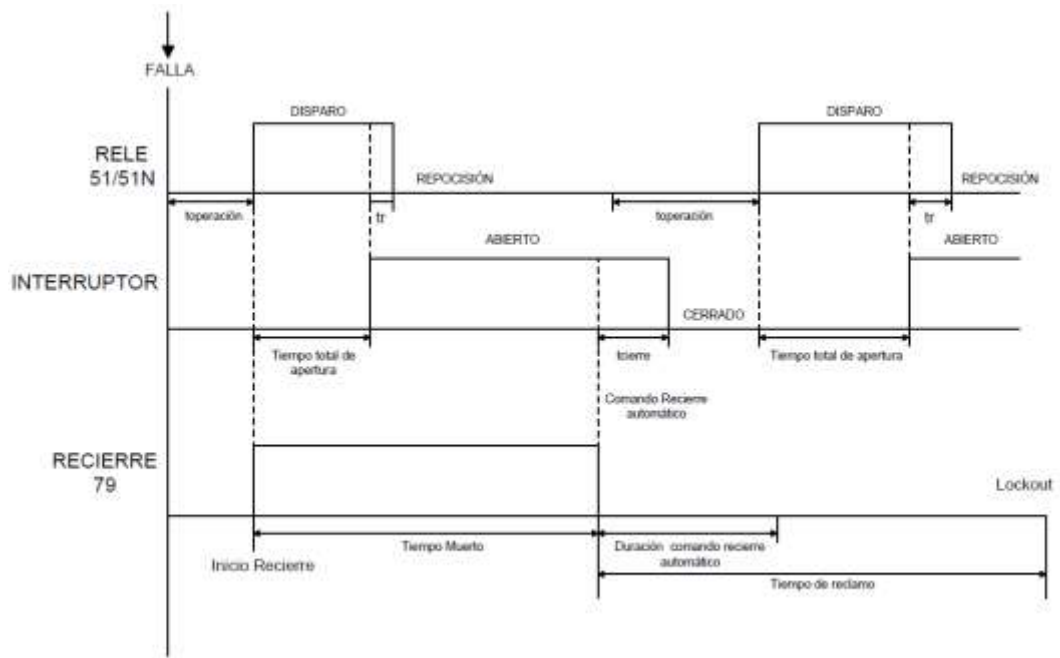


Figura 95. Ejemplo de operación de Función 79 para fallas permanentes. (Tamasco, 2007), (Elaboración propia).

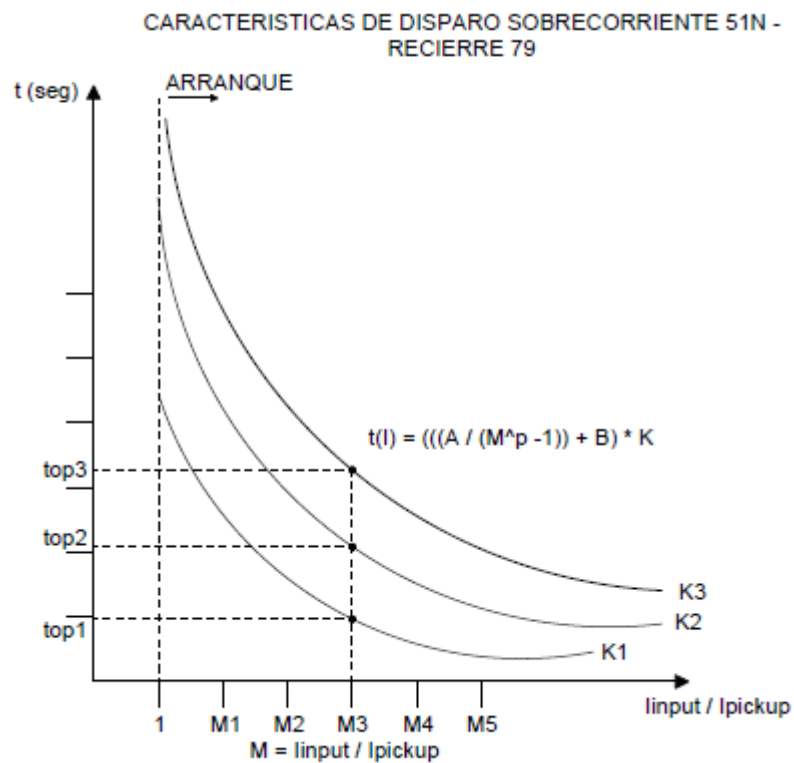


Figura 96. Características de tiempo inverso Función 51N – Función 79. (IEEE, IEEE Std C37.112-1996, 1996), (Elaboración propia)

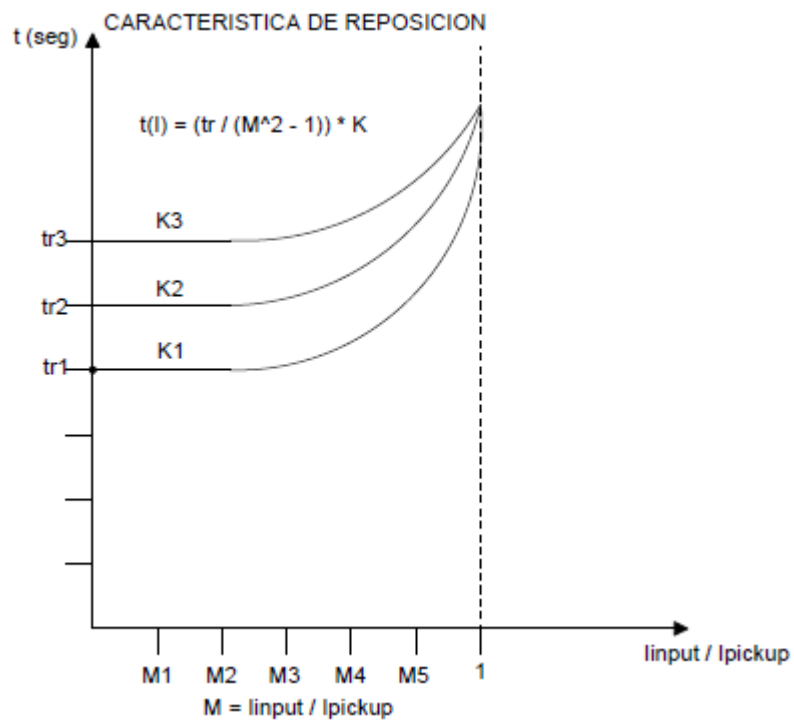


Figura 97. Características de reposición – curvas de tiempo inverso Función 51N – Función 79. (IEEE, IEEE Std C37.112-1996, 1996), (Elaboración propia)

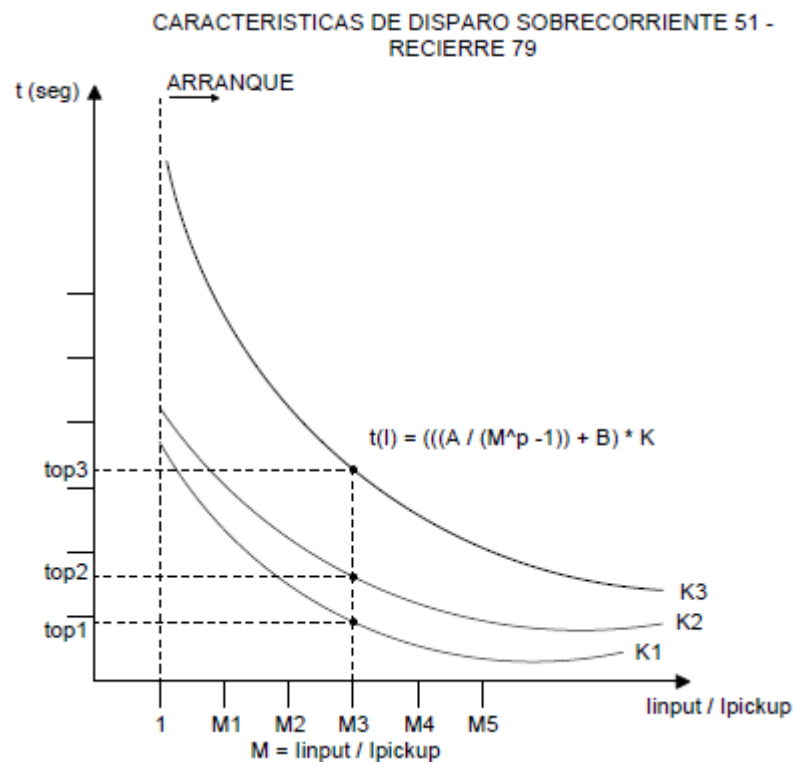


Figura 98. Características de tiempo inverso Función 51 – Función 79. (IEEE, IEEE Std C37.112-1996, 1996), (Elaboración propia)

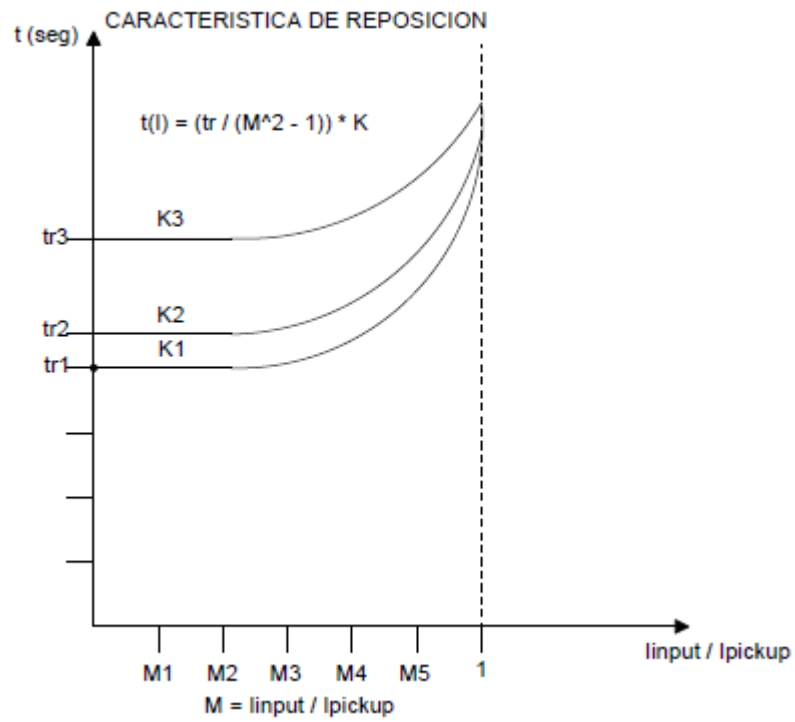


Figura 99. Características de reposición – curvas de tiempo inverso Función 51 – Función 79. (IEEE, IEEE Std C37.112-1996, 1996), (Elaboración propia)

Según los datos de la Tabla 27, las pruebas para realizar con CMC 356 y Test Universe Software se detallan en la Tabla 29.

Tabla 29. Pruebas para Función de Protección 79 – 51/51N. (Elaboración propia), (Omicron, *Soluciones de Prueba para sistemas de protección y medida, 2014*)

Prueba	Equipo CMC 356	Módulos Test Universe Software	Procedimientos
Verificación de secuencias y tiempos (79) para fallas transitorias o permanentes.	Generador de Corriente: salida trifásica 3 x 0 a 64 A – 3 x 0 a 32 A – salida monofásica 0 a 128 A.	Autoreclosure	<p>-Tipo de Falla: Falla L-N o entre fases.</p> <p>-Parámetros de señal de Corriente: Amplitud, Fase y Frecuencia (Numérico y en diagrama vectorial).</p> <p>- Configuración de secuencias de recierre según falla.</p>
Disparos y Reposición (51/51N) según las secuencias (79)	Generador de Corriente: salida trifásica 3 x 0 a 64 A – 3 x 0 a 32 A – salida monofásica 0 a 128 A	Overcurrent - Autoreclosure	-Definición de constantes según curvas de tiempo inverso de cada secuencia de recierre.

Tabla 30. Datos para guía de pruebas - Función de Protección 59. (Siemens, SIPROTEC 5 Protección de Sobreintensidad 7SJ85), (ABB, Protección y Control de Alimentador REF630), (Elaboración propia)

Elemento del Sistema:	Alimentador Primario – Cabecera de S/E	
Escenario:	Sobretensión	VL12, VL13 y VL23 o VL1, VL2 y VL3
Función de Protección:	Sobretensión - 59.	
Equipo de Pruebas:	Omicron CMC 356 – Test Universe Software	
IED:	7SJ85 - REF 630	
7SJ85:	<ul style="list-style-type: none"> • Ajuste del valor de arranque: de 0.3V a 340V. • Ajuste de tiempo de retardo: de 0s a 60s. • Tiempo de disparo instantáneo: aproximadamente 22ms + OOT. • Tolerancia de tensión: 0.5% del valor de ajuste. 	
REF 630:	<ul style="list-style-type: none"> • Tiempo de operación para Sobretensión = 2*valor de ajuste: 17ms +/-15ms. Tiempo de reposición: <40ms. • Precisión de operación: +/- 0.002 de la tensión nominal Vn. • Ajuste de tensión: 0 a 1.60 de la tensión nominal Vn. • Ajuste del tiempo de operación: 0.4s a 300s. 	

Parámetros para analizar:

- Tensiones por encima del valor nominal (causadas por diferentes factores): 1.1 y 1.5 veces el valor nominal de la tensión.
- Arranques, disparos y reposición por sobretensión.

Según los datos de la Tabla 30, las pruebas para realizar con CMC 356 y Test Universe Software se detallan en la Tabla 31.

Tabla 31. Pruebas para Función de Protección 59. (Elaboración propia), (Omicron, Soluciones de Prueba para sistemas de protección y medida, 2014).

Prueba	Equipo CMC 356	Módulos Test Universe Software	Procedimientos
Arranque, disparo y reposición.	<p>Generador de señal: salida trifásica 3 x 0 a 300V</p> <p>Generar $1.1 U_{nom}$</p> <p>Generar $1.5 U_{nom}$</p>	Ramping	<p>-Definición de función rampa t/V y número de escalones en el IED.</p> <p>(2 escalones y respectivo retardo)</p>

Las respectivas rampas para arranques, disparos y reposición se indican en las Figuras 100 y 101.

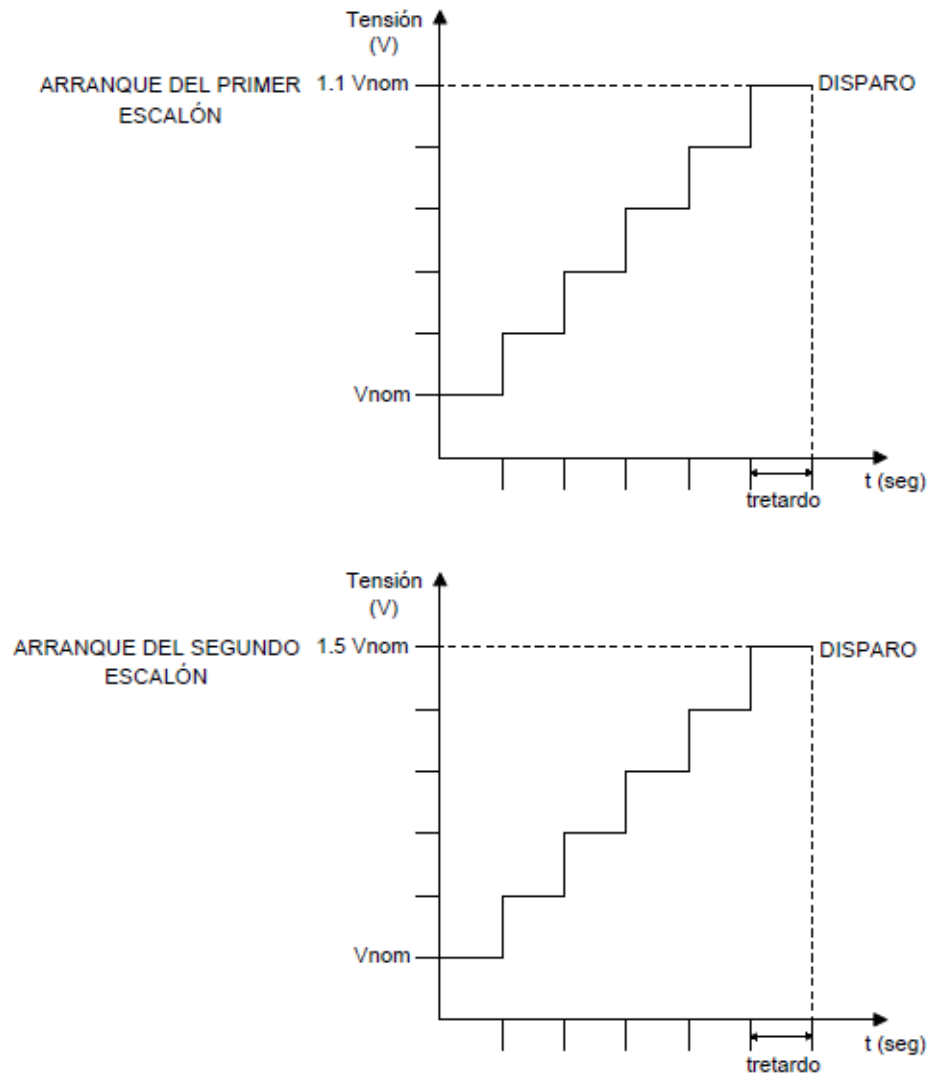


Figura 100. Rampas t/V para arranque y disparo de cada escalón – Función 59. (Omicron, *Soluciones de Prueba para sistemas de protección y medida*, 2014), (Elaboración propia)

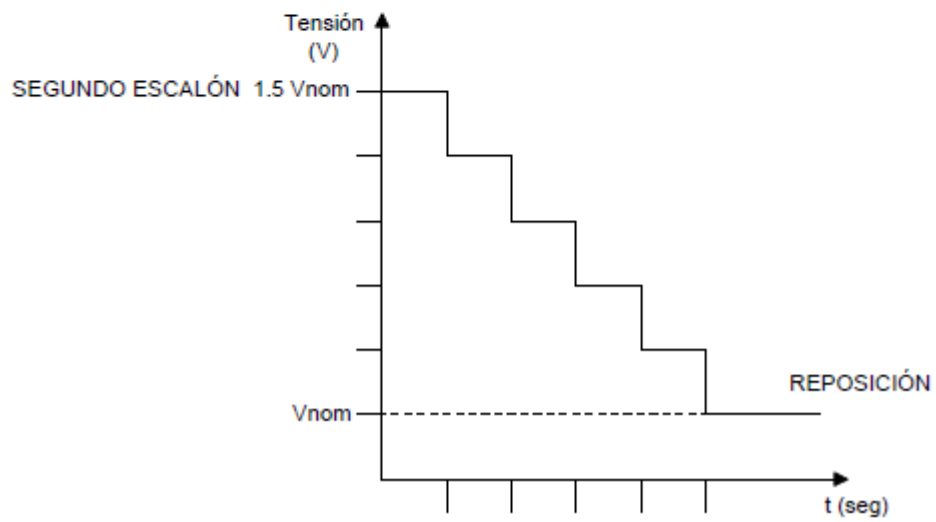
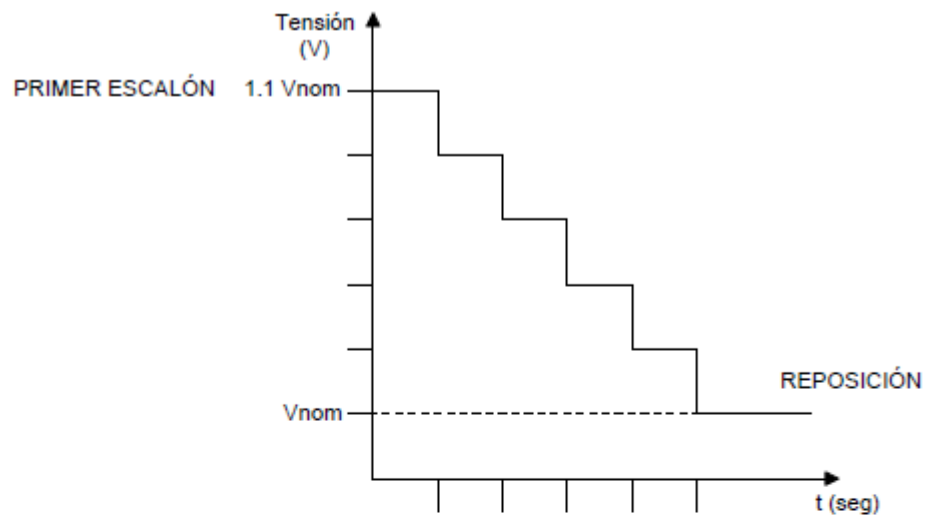


Figura 101. Rampas t/V para reposición de cada escalón – Función 59. (*Omicron, Soluciones de Prueba para sistemas de protección y medida, 2014*), (Elaboración propia)

Tabla 32. Datos para guía de pruebas - Función de Protección 27. (Siemens, SIPROTEC 5 Protección de Sobreintensidad 7SJ85), (ABB, Protección y Control de Alimentador REF630), (Elaboración propia)

Elemento del Sistema:	Alimentador Primario – Cabecera de S/E	
Escenario:	Baja Tensión	VL12, VL13 y VL23 o VL1, VL2 y VL3
Función de Protección:	Subtensión - 27.	
Equipo de Pruebas:	Omicron CMC 356 – Test Universe Software	
IED:	7SJ85 - REF 630	
7SJ85:	<ul style="list-style-type: none"> • Ajuste del valor de arranque: de 0.3V a 175V. • Ajuste de tiempo de retardo: de 0s a 60s. • Tiempo de disparo instantáneo: aproximadamente 22ms + OOT. • Tolerancia de tensión: 0.5% del valor de ajuste. 	
REF 630	<ul style="list-style-type: none"> • Tiempo de operación para Subtensión = $0.9 \cdot \text{valor de ajuste}$: 24ms +/-15ms. Tiempo de reposición: <40ms. • Precisión de operación: +/- 0.002 de la tensión nominal Vn. • Ajuste de tensión: 0 a 1.20 de la tensión nominal Vn. • Ajuste del tiempo de operación: 0.04s a 300s. 	

Parámetros para analizar:

- Tensiones por debajo del valor nominal (causadas por diferentes factores): 0.8 y 0.65 veces el valor de la tensión nominal.

Según los datos de la Tabla 32, las pruebas para realizar con CMC 356 y Test Universe Software se detallan en la Tabla 33.

Tabla 33. Pruebas para Función de Protección 27. (Elaboración propia), (Omicron, Soluciones de Prueba para sistemas de protección y medida, 2014).

Prueba	Equipo CMC 356	Módulos Test Universe Software	Procedimientos
Arranque, disparo y reposición.	Generador de señal de tensión: salida trifásica 3 x 0 a 300V Generar $0.8 U_{nom}$ Generar $0.65 U_{nom}$	Ramping	-Definición de función rampa t/V y número de escalones en el IED.

Las respectivas rampas para arranques, disparos y reposición se indican en las Figuras 102 y 103.

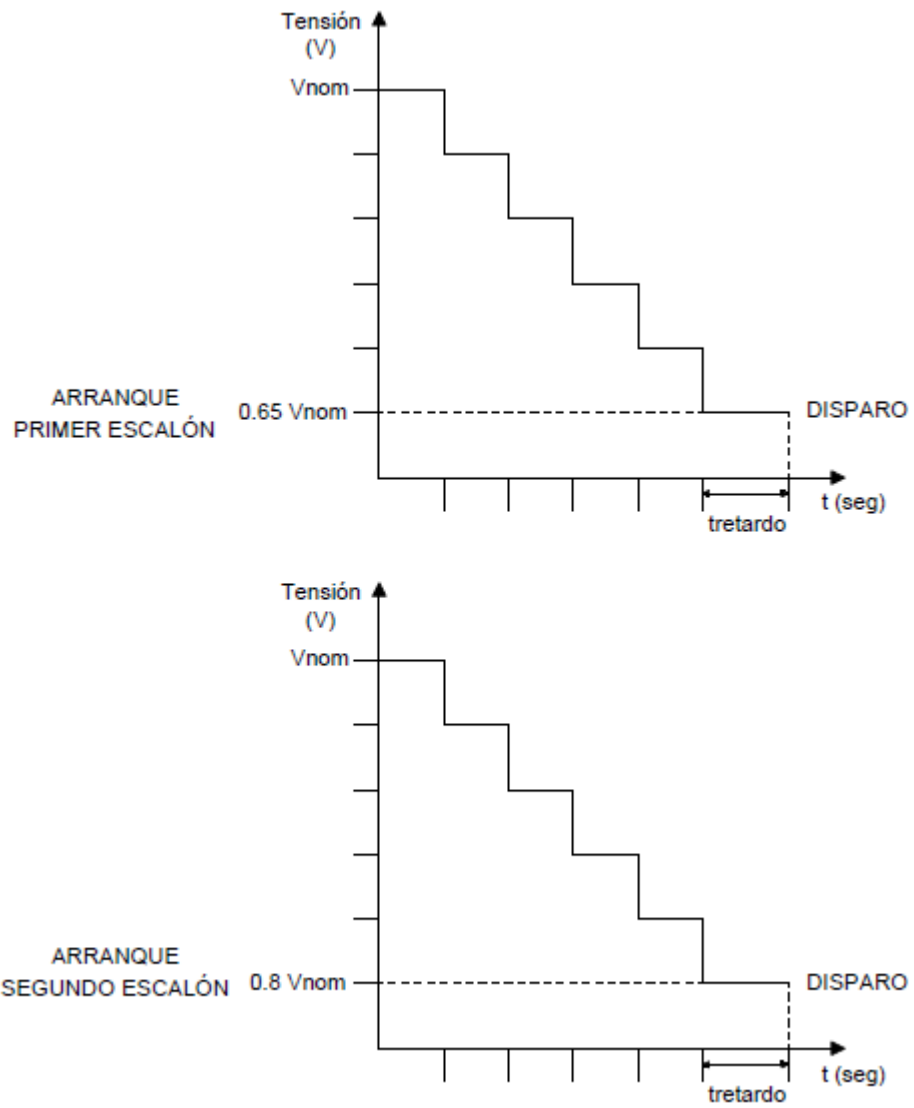


Figura 102. Rampas t/V para arranque y disparo de cada escalón – Función 27. (Omicron, Soluciones de Prueba para sistemas de protección y medida, 2014), (Elaboración propia)

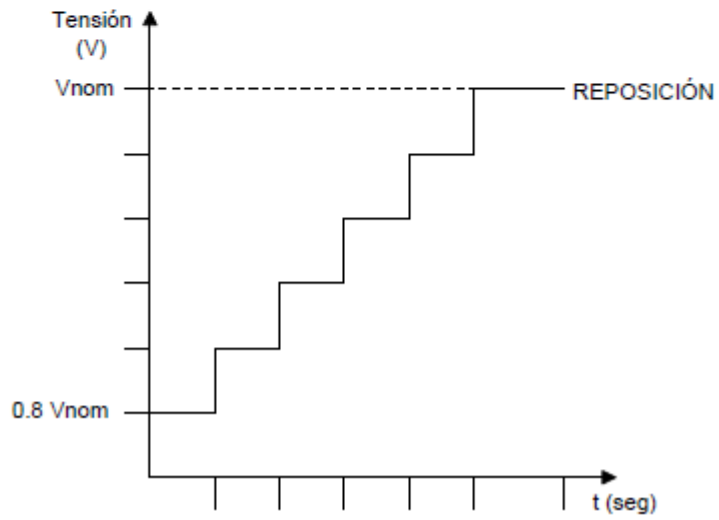
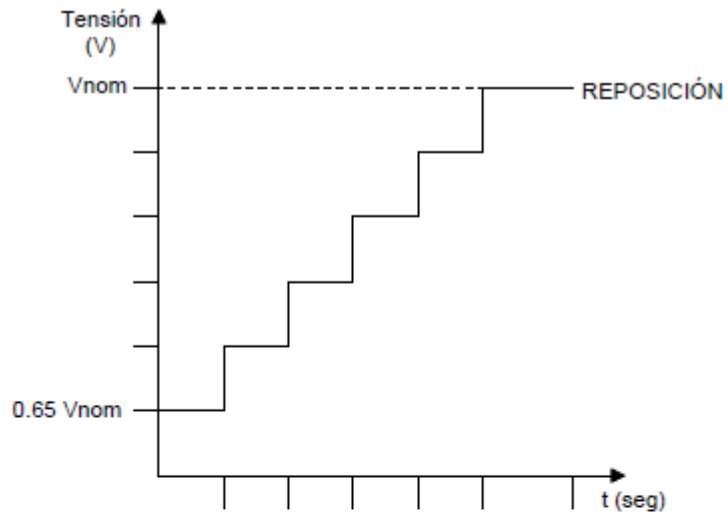


Figura 103. Rampas t/V para reposición de cada escalón – Función 27. (Omicron, Soluciones de Prueba para sistemas de protección y medida, 2014), (Elaboración propia)

6.2 Guía para pruebas de IED's de control y protección utilizados en transformadores de subestación.

En las Tablas 34, 36 y 38 se especifican los datos para cada prueba.

Tabla 34. Datos para guía de pruebas – Función de Protección 87T. (*SchneiderElectric*), (*ABB, IED RET 670 de proteccion de Transformador, 2007*), (Elaboración propia)

Elemento del Sistema:	Transformador de Subestación.	
Escenario:	Fallas Internas.	Fase - Neutro. Entre Fases
Función de Protección:	Diferencial 87T	
Equipo de Pruebas:	Omicron CMC 356 – Test Universe Software	
IED:	MICOM P643 – RET 670	
MICOM P643:	<ul style="list-style-type: none"> • Ajuste de pendiente K1: 0 a 150%. • Ajuste de pendiente K2: 15 a 150%. • $I_{diff}>>$: 2.5 a 32 PU • Ajuste del tiempo de operación: de 0s a 10s. 	
RET 670:	<ul style="list-style-type: none"> • Tiempo de funcionamiento: 25ms (0 a $2 \cdot I_d$) y 12ms (0 a $5 \cdot I_d$). Tiempo de reposición: 20ms (0 a $2 \cdot I_d$) y 25ms (0 a $5 \cdot I_d$). • Límite de corriente diferencial: 100 al 5000% I_{base}. 	

Parámetros para analizar:

- Arranque y disparo de la protección diferencial 87T por fallas internas del transformador, según la característica de operación (Figura 104).

- Cortocircuitos – L- N, L – L, L – L – N y L – L – L - devanados primarios y secundarios en estrella o triangulo, respectivamente (grupo vectorial).

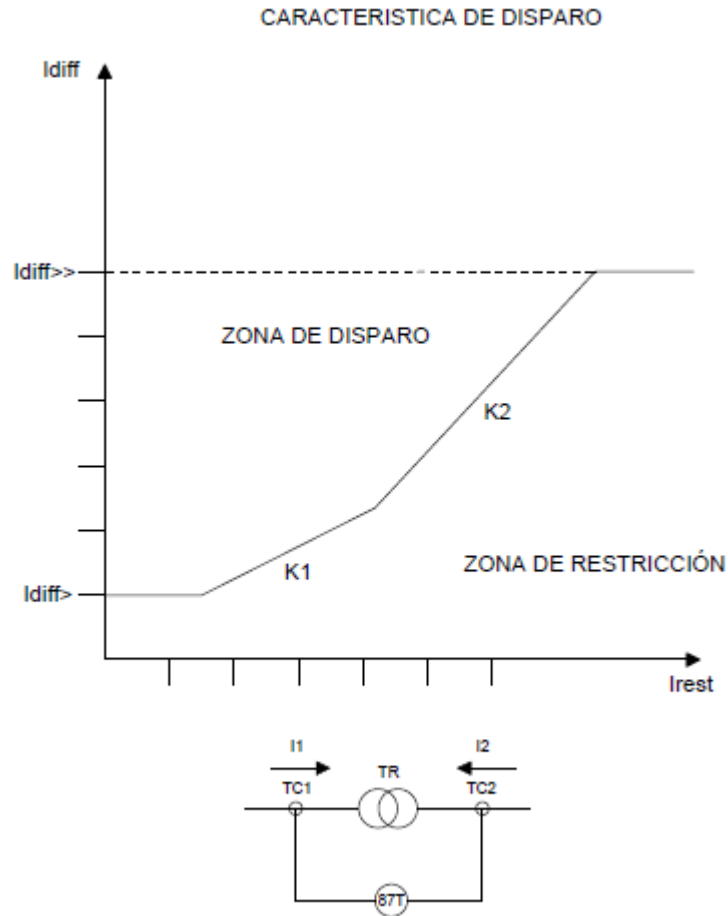


Figura 104. Característica típica de disparo de un IED de protección diferencial 87T. (Elaboración propia), (Ziegler, 2005)

De acuerdo con la Figura 104:

- La corriente I_{diff} o corriente de operación del relé diferencial, en condiciones de falla y según la polaridad de los TC, es igual a $|I1+I2|$ (zona de disparo).
- Valor de arranque $I_{diff}>$ (pickup) y valor de disparo $I_{diff}>>$ para fallas internas del transformador.
- Ajuste de pendiente $K1$ para obtener sensibilidad ante fallas internas del transformador. (Ziegler, 2005)

- Ajuste de pendiente K2 para obtener estabilidad ante fallas externas (saturación de TC). (Ziegler, 2005)
- Si la corriente I_{diff} es mayor que la suma de las corrientes de restricción, quiere decir que existe una falla interna, por lo tanto, existirá una operación del relé 87T. (Ziegler, 2005)

Según los datos de la Tabla 34, las pruebas para realizar con CMC 356 y Test Universe Software se detallan en la Tabla 35.

Tabla 35. Pruebas para Función de Protección 87T – Arranque y disparo. (Elaboración propia), (Omicron, Soluciones de Prueba para sistemas de protección y medida, 2014).

Prueba	Equipo CMC 356	Módulos Test Universe Software	Procedimientos
Arranque y disparo	Generadores de Corriente: salida trifásica 3 x 0 a 64 A – 3 x 0 a 32 A – salida monofásica 0 a 128 A.	Differential – Advanced Differential	-Tipo de Falla: Falla L-N o entre fases. -Datos del Transformador: Valores nominales, grupo vectorial. - Datos nominales de los TC: Relación -Definición de la corriente I_{diff} o pickup e I_{diff} según falla -Característica de operación según IED a probar (puntos de arranque y disparo).

Tabla 36. Datos para guía de pruebas – Función de Protección 87T. (*SchneiderElectric*), (*ABB, IED RET 670 de proteccion de Transformador, 2007*), (Elaboración propia)

Elemento del Sistema:	Transformador de Subestación.	
Escenario:	Sin Fallas/Corrientes de Restricción.	Inrush, Saturación e inexactitud TC, etc.
Función de Protección:	Diferencial 87T	
Equipo de Pruebas:	Omicron CMC 356 – Test Universe Software	
IED:	MICOM P643 – RET 670	
MICOM P643:	<ul style="list-style-type: none"> • Ajuste de pendiente K1: 0 a 150%. • Ajuste de pendiente K2: 15 a 150%. • Ajuste de Is1 (Idiff>) en PU: de 100e-3 a 2.5 • Ajuste de Is2 (IR0) en PU: de 100e-3 a 10. • Bloqueo de segundo y quinto armónico: Activado/Desactivado. Ih (2)>: 5 al 50% de la fundamental y Ih (5)>: 0 al 100% de la fundamental. 	
RET 670:	<ul style="list-style-type: none"> • Bloqueo de segundo y quinto armónico: Activado/Desactivado. Segundo armónico: 5 al 100% de la fundamental y Quinto armónico: 5 al 100% de la fundamental. 	

Parámetros para analizar:

- Bloqueo del relé diferencial por restricción de corrientes, según característica de operación (zona de restricción) que se indica en la Figura 105.

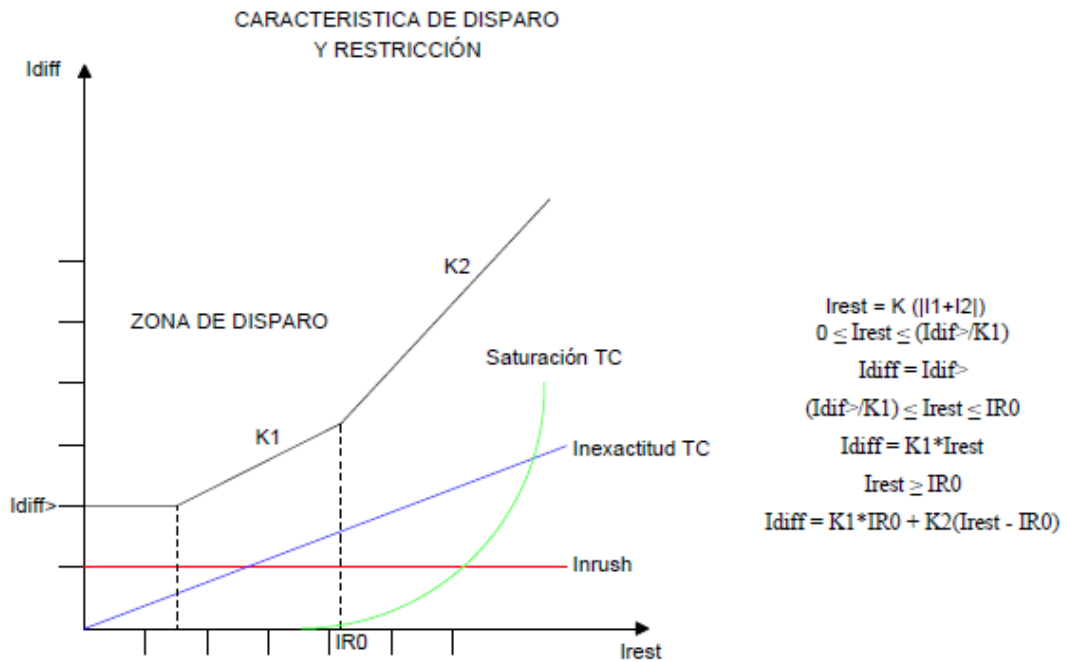


Figura 105. Característica de disparo y restricción de un IED de protección diferencial 87T.
(Elaboración propia), (Ziegler, 2005), (SchneiderElectric)

Según la Figura 105:

- I_{rest} o corriente de restricción $\sum (|I_1| + |I_2|)$, es la sumatoria de las corrientes indicadas, tales como Inrush (corriente de energización del transformador – 2do armónico), Inexactitud del TC (errores en la relación, tap), saturación del TC (debido a fallas externas). (Ziegler, 2005)
- Analizando los parámetros en la gráfica: Se tiene un punto $IR0$ como límite de la recta $K1$, por lo tanto, existen 3 zonas $0 \leq I_{rest} \leq (Idif > / K1)$, $(Idif > / K1) \leq I_{rest} \leq IR0$ y $I_{rest} \geq IR0$, entonces, en cada una de estas se define la corriente $Idiff$, las cuales son restringidas para que el relé no opere en estas circunstancias. (Ziegler, 2005)

Según los datos de la Tabla 36, las pruebas para realizar con CMC 356 y Test Universe Software se detallan en la Tabla 37.

Tabla 37. Pruebas para Función de Protección 87T – Bloqueo por corrientes de restricción.
(Elaboración propia), (Omicron, Soluciones de Prueba para sistemas de protección y medida, 2014).

Prueba	Equipo CMC 356	Módulos Test Universe Software	Procedimientos
Corriente Inrush – 2do armónico.	Generadores de Corriente: salida trifásica 3 x 0 a 64 A – 3 x 0 a 32 A – salida monofásica 0 a 128 A.	Differential – Advanced Differential	-Datos del Transformador: Valores nominales, grupo vectorial. - Datos nominales de los TC: Relación. -Característica de operación según IED a probar (zona de restricción – puntos de prueba).
Saturación de los TC – estabilidad ante fallas externas.	Generadores de Corriente: salida trifásica 3 x 0 a 64 A – 3 x 0 a 32 A – salida monofásica 0 a 128 A.	Differential – Advanced Differential	-Característica de operación según IED a probar (zona de restricción – puntos de prueba).
Inexactitud de los TC.	Generadores de Corriente: salida trifásica 3 x 0 a 64 A – 3 x 0 a 32 A – salida monofásica 0	Differential – Advanced Differential	-Característica de operación según IED a probar (zona de restricción –

	a 128 A.		puntos de prueba).
--	----------	--	--------------------

Tabla 38. Datos para guía de pruebas – Función de Protección 24. (SchneiderElectric), (ABB, IED RET 670 de proteccion de Transformador, 2007), (Elaboración propia)

Elemento del Sistema:	Transformador de Subestación.	
Escenario:	Sobre flujo magnético	V/f – Medición VLL
Función de Protección:	Sobre flujo magnético 24	
Equipo de Pruebas:	Omicron CMC 356 – Test Universe Software	
IED:	MICOM P643 – RET 670	
MICOM P643:	<ul style="list-style-type: none"> • Ajuste de valor de V/f (Alarma): 1.5 a 3.5 V/HZ. Ajuste de Tiempo de retardo: 0 a 6000s. • Ajuste de valor de V/f (Disparo): 1.5 a 3.5 V/HZ. Ajuste de tiempo de retardo: 0 a 6000s. • Ajuste del Tiempo de reposición tReset: 0 a 6000s. • Tiempo de operación definido por la ecuación de tiempo inverso. 	
RET 670:	<ul style="list-style-type: none"> • Valor de funcionamiento de inicio: 100 al 180% de V/f. • Valor de funcionamiento – Alarma: 50 al 120% de nivel de inicio. • Tipo de curva: tiempo inverso en base a normas o definida por el usuario. • Tiempo de retardo mínimo función de tiempo inverso: 0 a 60s. Tiempo de retardo máximo: 0 a 9000s Tiempo de retardo de alarma: 0 a 60s. 	

Parámetros para analizar:

- Arranque, tiempos de operación y reposición del relé de sobre flujo magnético, según característica de tiempo inverso (Figuras 106 y 107).

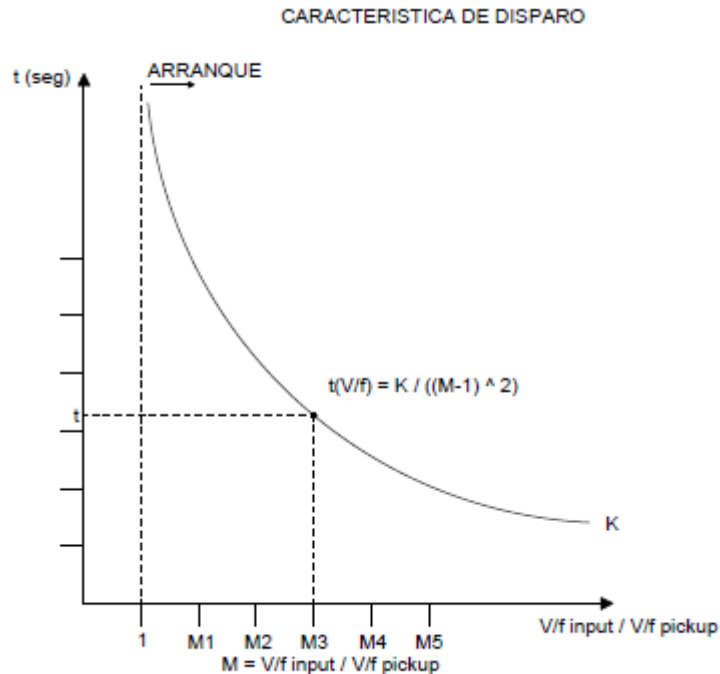


Figura 106. Característica de tiempo inverso – Función de protección 24. (SchneiderElectric),
(Elaboración propia)

Según la Figura 106:

- La curva de tiempo inverso (V/f, t) queda definida por la ecuación que se indica.
- Se define el valor en el cual arranca el relé, es decir V/f pickup, normalmente 1.05. Si se llega a dicho valor de pickup ajustado, inmediatamente el relé de sobre flujo ingresa a la curva de tiempo inverso. (Freire Coral)
- Ajuste de la constante K (multiplicador de tiempo), normalmente valores como 1, 2, 4, etc. Con esto se obtiene distintos tiempos de operación para un mismo valor de V/f (curvas lentas o rápidas).
- Para un valor de $V/f \text{ input} = M * V/f \text{ pickup}$ (disparo) el relé iniciará el tiempo de operación.

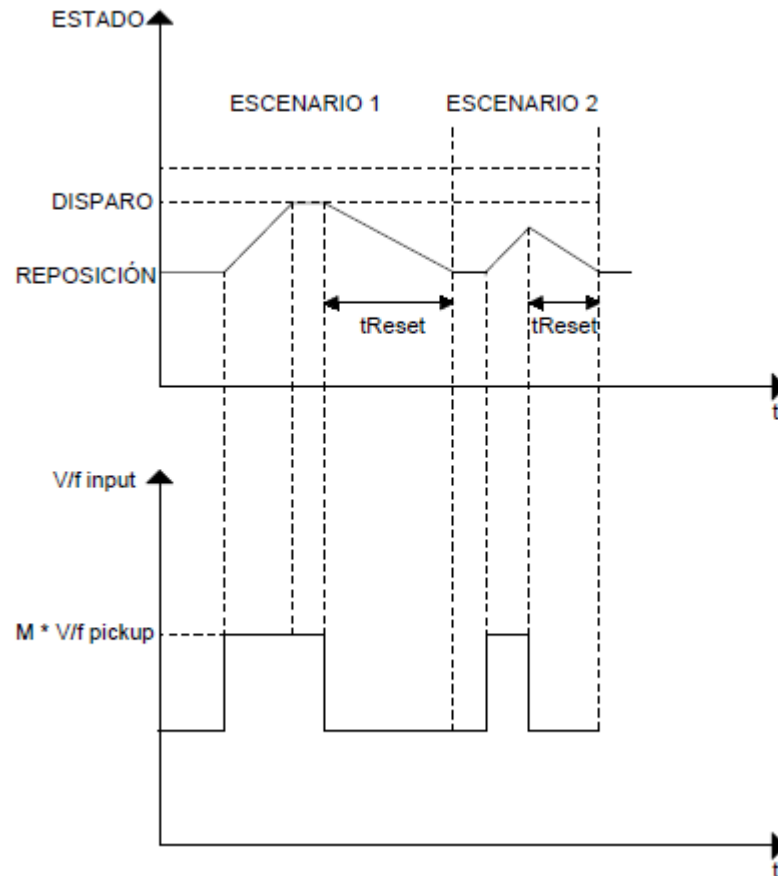


Figura 107. Característica de reposición – Función de protección 24. (SchneiderElectric), (Elaboración propia)

Según la Figura 107:

- Cuando existe un valor de disparo ($M \cdot V/f \text{ pickup}$) el relé de sobreflujo inicia el tiempo de operación y se produce un disparo como se muestra.
- Posteriormente el valor $V/f \text{ input}$ se reestablece y el relé de sobreflujo inicia el tiempo de reposición (t_{Reset}) para el escenario 1.
- Para el escenario 2, nuevamente se alcanza un valor $M \cdot V/f \text{ pickup}$, por lo tanto, se inicia el tiempo de operación, pero antes de producirse un disparo, el valor de entrada se reestablece, por lo tanto, el relé inicia el tiempo de reposición (t_{Reset}).

Según los datos de la Tabla 38, las pruebas para realizar con CMC 356 y Test Universe Software se detallan en la Tabla 39.

Tabla 39. Pruebas para Función de Protección 24 – Arranque, disparo y reposición. (Elaboración propia), (Omicron, Soluciones de Prueba para sistemas de protección y medida, 2014).

Prueba	Equipo CMC 356	Módulos Test Universe Software	Procedimientos
Disparos – Tiempo de operación. Arranque y Reposición 1.	Generador de señal de tensión: salida trifásica 3 x 0 a 300V	Ramping	- Definir una rampa t/V y comprobar el arranque y reposición (frecuencia nominal).
Disparos – Tiempo de operación. Arranque y Reposición 2.	Generador de señal de tensión: salida trifásica 3 x 0 a 300V	Ramping	- Definir una rampa t/HZ y comprobar el arranque y reposición (tensión nominal).
Disparos – Tiempo de operación. Arranque y Reposición 3.	Generador de señal de tensión: salida trifásica 3 x 0 a 300V	Ramping	- Definir una rampa t/HZ y t/V y comprobar el arranque y reposición

Las respectivas rampas para arranques, disparos y reposición se indican en la Figura 108.

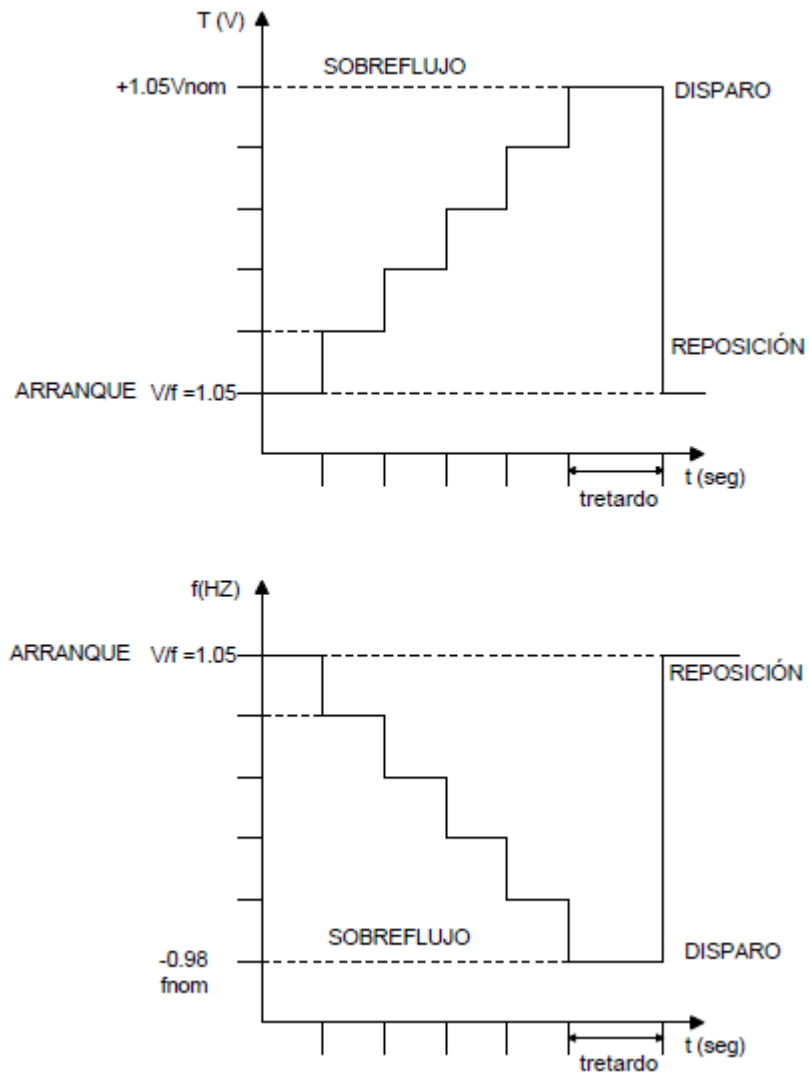


Figura 108. Rampas t/V y t/HZ para Arranque y reposición – Función de protección 24. (Omicron, *Soluciones de Prueba para sistemas de protección y medida, 2014*), (Elaboración propia)

6.3 Guía para pruebas de IED's de control y protección utilizados en líneas de subtransmisión.

En las Tablas 40, 42 y 44 se detallan los datos para cada prueba.

Tabla 40. Datos para guía de pruebas – Función de Protección 87L. (Siemens, SIPROTEC 7SD53), (ABB, Protección diferencial de Línea RED 670, 2011), (Elaboración propia)

Elemento del Sistema:	Línea de Subtransmisión	
Escenario:	Cortocircuito / Falla – Corrientes de Restricción.	Fase-Neutro. Entre Fases
Función de Protección:	Diferencial 87L	
Equipo de Pruebas:	Omicron CMC 356 – Test Universe Software	
IED:	7SD53 – RED 670	
7SD53:	<ul style="list-style-type: none"> • Valor de arranque $I_{dif}>$: Para Inominal de 1A de 0.10A a 20A. Para Inominal de 5A de 0.5A a 100A. • Valor de disparo $I_{diff}>>$: Para Inominal de 1A de 0.80A a 100A. Para Inominal de 5A de 4A a 500A. • Tolerancias según número de extremos de línea: con 2 o 3 extremos 1% de la corriente nominal por cada extremo. Con 6 extremos 1% de la corriente nominal por cada extremo. • Tiempos de operación o disparo: para 2 extremos valor típico de 12ms. Para 3 extremos valor típico de 12ms. Para 6 extremos valor típico de 20ms. • Tiempos de reposición para cualquier número de extremos: 35ms a 50ms. 	
RED 670:	<ul style="list-style-type: none"> • Corriente mínima de funcionamiento: 20 al 200% I_{base}. • Ajuste de pendiente K1: 10 al 50%. • Ajuste de pendiente K2: 30 al 100%. 	

	<ul style="list-style-type: none"> Tiempo de funcionamiento: 25ms de 0 a $10 \cdot I_d$. Tiempo de reposición: 15ms de 0 a $10 \cdot I_d$.
--	---

Parámetros para analizar según característica de operación (Figuras 109 y 111):

- Arranque y disparo de la protección diferencial 87L, debido a fallas en la línea de subtransmisión (zona delimitada por los TC).
- Restricción de corrientes, dadas por inexactitud de los TC y corrientes de carga capacitivas.

A continuación, en la Figura 109 se indica la característica de operación del equipo Siemens 7SD53.

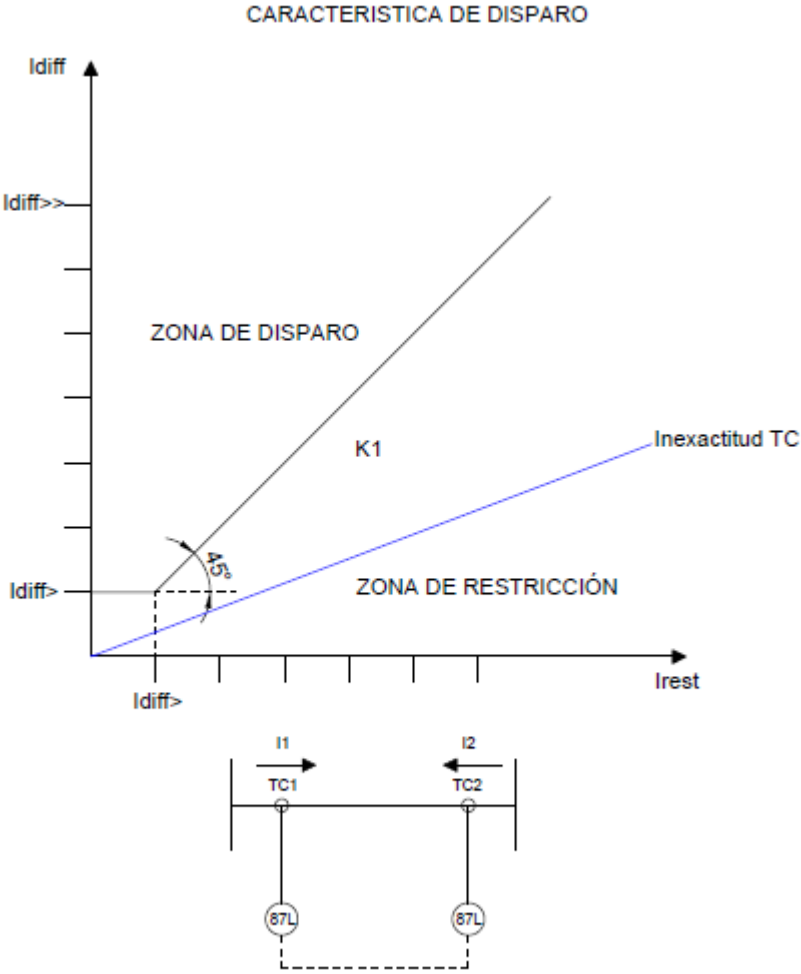


Figura 109. Característica de operación – Función 87L - IED 7SD53. (Siemens, SIPROTEC 7SD53) (Elaboración propia)

De acuerdo con la Figura 109:

- Se ajusta el valor de $I_{diff>}$, en el cual arranca el relé diferencial 87L, para valores mayores a dicho valor ($I_{diff>>}$), existirá un disparo.
- En caso de fallas la corriente I_{diff} se define por $|I_1+I_2|$ de las corrientes en el lado secundario de los TC.
- La Zona de Restricción se define como $I_{diff>} + \sum$ (Inexactitud de TC, otros errores de medida). (Siemens, SIPROTEC 7SD53)
- El ajuste de K1 es el 100% (ángulo 45°).
- Se dispone de dos equipos en cada extremo de la línea, cada uno recibe la corriente I_1 e I_2 respectivamente y se envían estos datos por un medio de comunicación, como por ejemplo fibra óptica.
- Los equipos instalados en los extremos de la línea deben estar correctamente sincronizados, para garantizar un buen funcionamiento en los procesos indicados anteriormente.

En la Figura 110, se puede apreciar las capacitancias propias de la línea, que dependen básicamente de la tensión del sistema y de la distancia entre conductores y/o tierra. Por dichas capacitancias circulan las corrientes IC_1 e IC_2 respectivamente, que son consideradas por el relé diferencial como corrientes de restricción (IC_1+IC_2) dentro de la característica de operación. (ABB, Line Differential Protection RED670 2.1 IEC Application Manual, 2016)

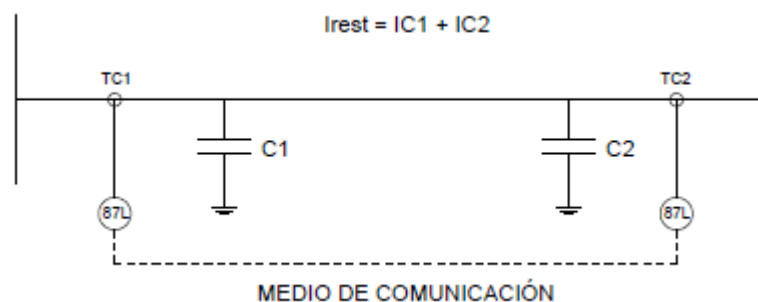


Figura 110. Corrientes de carga capacitiva en líneas. (ABB, Line Differential Protection RED670 2.1 IEC Application Manual, 2016), (Elaboración propia)

Dichas corrientes pueden ser compensadas y de esta manera no se consideran dentro de la característica de operación del relé diferencial. Para un caso contrario, estas

corrientes deben ser tomadas en cuenta dentro de la característica, ya que pueden generar funcionamientos incorrectos del dispositivo diferencial. (ABB, Line Differential Protection RED670 2.1 IEC Application Manual, 2016)

A continuación, en la Figura 111 se indica la característica de operación del equipo ABB RED 670

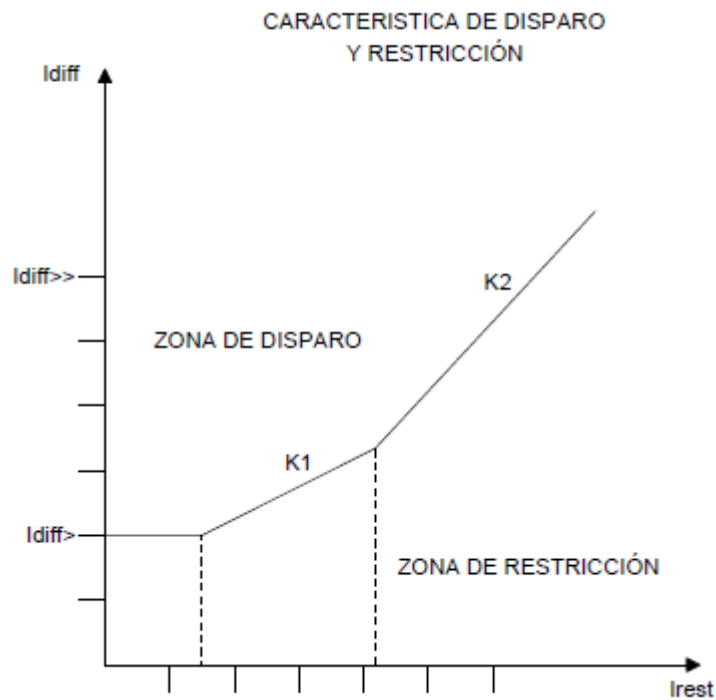


Figura 111. Característica de operación – Función 87L - IED RED670. (ABB, Line Differential Protection RED670 2.1 IEC Application Manual, 2016), (Elaboración propia)

Según la Figura 111:

- El dispositivo ABB dispone de una característica con doble pendiente (ajuste de $K1$ y $K2$).
- Consideración de corrientes de carga capacitivas en la zona de restricción, al igual de los errores que se puedan presentar por parte de los TC.

Según los datos de la Tabla 40, las pruebas para realizar con CMC 356 y Test Universe Software se detallan en la Tabla 41.

Tabla 41. Pruebas para Función de Protección 87L – Arranque y disparo. (Elaboración propia),
(Omicron, Soluciones de Prueba para sistemas de protección y medida, 2014).

Prueba	Equipo CMC 356	Módulos Test Universe Software	Procedimientos
Arranque y disparo	Generadores de Corriente: salida trifásica 3 x 0 a 64 A – 3 x 0 a 32 A – salida monofásica 0 a 128 A.	Differential – Advanced Differential	<p>-Tipo de Falla: Falla L-N o entre fases.</p> <p>-Definición de la corriente $I_{diff>}$ o $I_{diff>>}$ según falla.</p> <p>-Característica de operación según IED a probar (puntos de disparo).</p>
Restricción de Corrientes (Inexactitud de TC y corrientes de carga capacitivas)	Generadores de Corriente: salida trifásica 3 x 0 a 64 A – 3 x 0 a 32 A – salida monofásica 0 a 128 A.	Differential – Advanced Differential	-Característica de operación según IED a probar (puntos de restricción).

Tabla 42. Datos para guía de pruebas – Función de Protección 21. (*Siemens, SIPROTEC 7SD53*), (*ABB, Proteccion diferencial de Linea RED 670, 2011*), (Elaboración propia)

Elemento del Sistema:	Línea de Subtransmisión	
Escenario:	Cortocircuito / Falla	Fase-Neutro. Entre Fases
Función de Protección:	Distancia 21/21N	
Equipo de Pruebas:	Omicron CMC 356 – Test Universe Software	
IED:	7SD53 – RED 670	
7SD53:	<ul style="list-style-type: none"> • Tiempo de disparo: 15ms con relés rápidos y 12ms con relés high – speed. Tiempo de reposición: aproximadamente 30ms. • Ajustes del ángulo de arranque PHI: - 180 a 180°. • Característica de disparo Cuadrilateral Fallas fase-fase: Alcance de reactancia X para corriente nominal 1A – 0.050 a 600 ohm y para corriente nominal 5A - 0.010 a 120 ohm. Alcance de resistencia fase-fase – para corriente nominal de 1A - 0.050 a 600 ohm y para corriente nominal 5A - 0.010 a 120 ohm. • Característica de disparo Cuadrilateral Fallas fase-tierra: Alcances de resistencia fase – tierra para corriente nominal 1A – 0.050 a 600 ohm y para corriente nominal 5 A – 0.010 a 120 ohm. • Ajuste del ángulo característico – Cuadrilateral: 30 a 90°. 	

	<ul style="list-style-type: none"> • Direccionalidad – Cuadrilateral: Con tensiones afectadas por cualquier falla, memorizadas o ajenas a la falla. • Característica de disparo Mho: Alcance de impedancia para corriente nominal de 1 A – 0.050 a 200 ohm y para corriente nominal de 5 A - 0.010 a 40 ohm. • Ajuste del ángulo característico – Mho: 30 a 90°.
<p style="text-align: center;">RED 670:</p>	<ul style="list-style-type: none"> • Corriente mínima de funcionamiento para fallas fase – tierra y fase – neutro: 10 al 30% Ibase. • Tiempos de retardo: de 0 a 60s +/-10ms • Tiempo de funcionamiento: 24ms. • Tiempo de reposición: 30ms. • Característica Cuadrilateral: Resistencia falla fase – tierra: 1 a 900 ohm. Resistencia falla fase-fase: 1 a 300 ohm. Reactancias y resistencias de secuencias positiva y cero especificadas en manual de datos técnicos – protección 21. • Característica Mho: Alcance de impedancia fase – tierra 0.005 a 3000 ohm/fase y ángulo de 10 a 90°. Alcance de impedancia fase- fase: 0.005 a 3000 ohm/fase y ángulo de 10 a 90°.

Parámetros para analizar:

- Arranque y disparo (tiempos de operación en zonas con retardo) del relé de distancia, debido a fallas en las zonas que comprende dicha protección (características MHO y Cuadrilateral).

Las características de arranque del equipo Siemens 7SD53 se indican en la Figura 112.

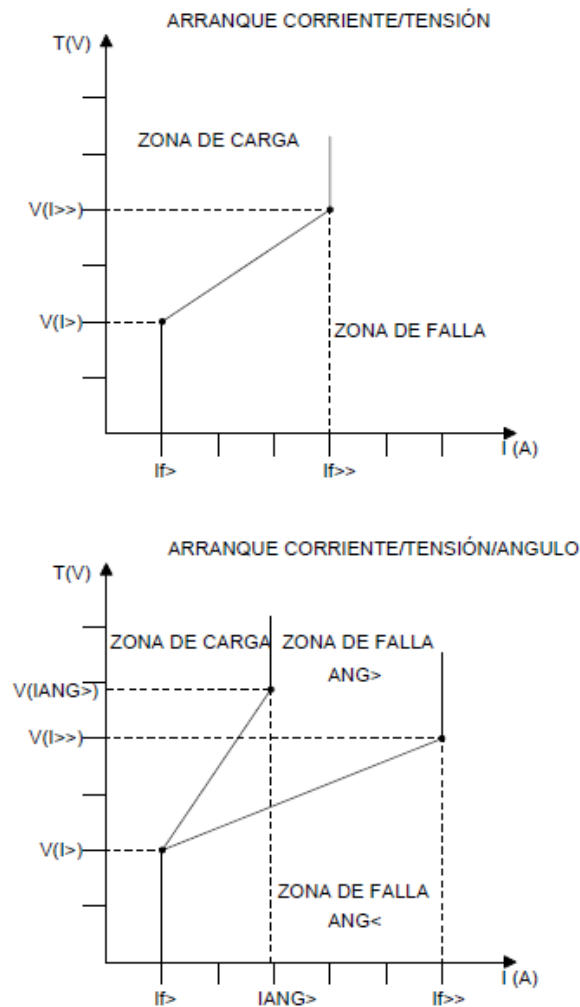


Figura 112. Características de arranque – Función 87L - IED 7SD53. (Siemens, SIPROTEC 7SD53)
(Elaboración propia).

Se indican los arranques que se disponen en el equipo 7SD53 de Siemens, de acuerdo con la Figura 112:

- Cada arranque debe cumplir con condiciones necesarias, como la determinación de lazos de falla (fase-tierra y entre fases), cálculos de impedancia, característica direccional y disparos. (Siemens, SIPROTEC 7SD53)
- Para la activación de la característica de arranque Corriente/Tensión, debe existir una corriente superior al ajuste de $I_{f>}$. La pendiente indicada se define

por los valores $I_{f>}$, $I_{f>>}$ (alta corriente de cortocircuito – Zona de Falla) y $V(I_{>})$, $V(I_{>>})$. (Siemens, SIPROTEC 7SD53)

- Para la activación de la característica de arranque Corriente/Tensión/Angulo, es necesario corrientes que estén por encima del ajuste $I_{f>}$. La diferencia con la anterior característica es que en esta se toma en cuenta el ángulo entre la tensión y la corriente, como un criterio más de detección de fallas, sobre todo en líneas de gran longitud, en donde no se puede detectar de una forma correcta si el sistema está en condiciones normales (Zona de carga) o anormales. (Siemens, SIPROTEC 7SD53)
- El ángulo se determina mediante la medición de la tensión fase – fase y las corrientes respectivas (ángulo fase-fase), de igual manera para el caso fase-tierra, el ángulo se determina por la medición de la tensión fase-tierra y las corrientes respectivas. (Siemens, SIPROTEC 7SD53)

A continuación, en la Figura 113, se presenta la característica de disparo MHO de la función 87L, disponible en los equipos:

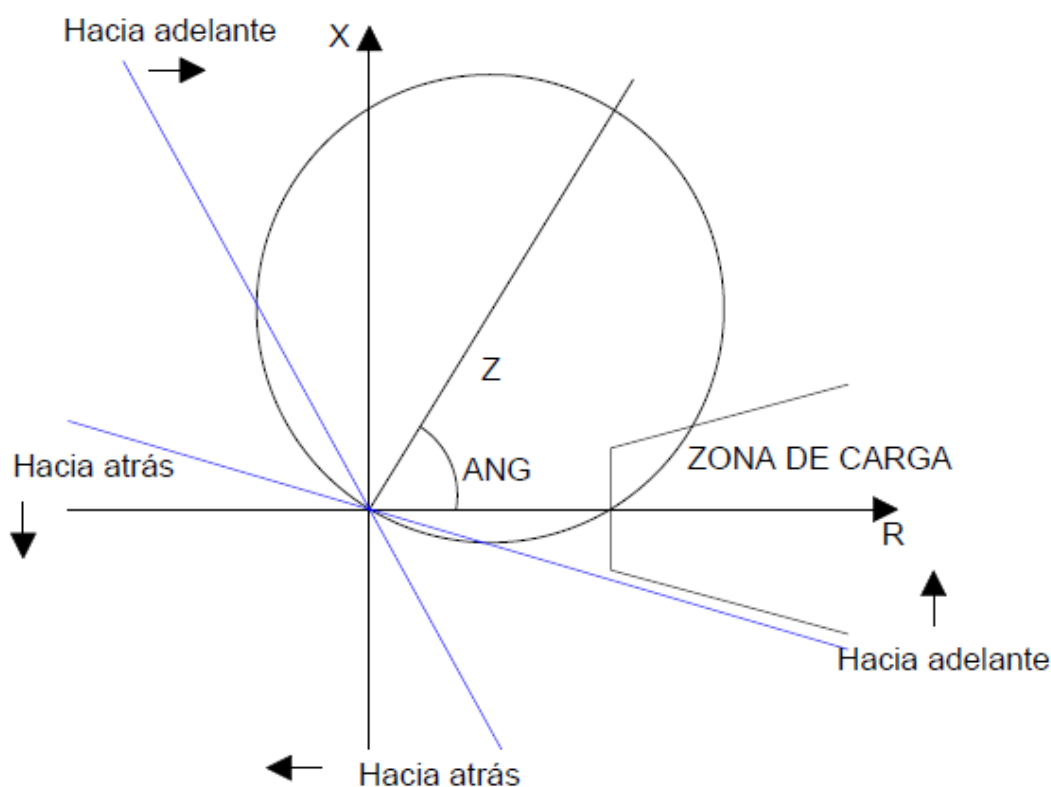


Figura 113. Característica de disparo MHO – Función 87L – IED 7SD53 – RED670. (Siemens, SIPROTEC 7SD53), (ABB, Line Differential Protection RED670 2.1 IEC Application Manual, 2016)
(Elaboración propia)

- Se realiza el ajuste de impedancias de las zonas de la protección de distancia (Zona 1, Zona 2, Zona 3) de acuerdo con la característica MHO.
- Ajuste direccional “hacia adelante” o “hacia atrás” de cada zona, de acuerdo con la gráfica.
- La característica MHO posee una restricción para impedancias de carga que pueden estar dentro de dicha figura (Zona de Carga). El llamado “cono de carga” corta a la característica como se observa, de igual manera se tiene un alcance resistivo dentro de la característica, en caso de fallas en donde la tensión y la corriente estén en fase. (ABB, Line Differential Protection RED670 2.1 IEC Application Manual, 2016), (Siemens, SIPROTEC 7SD53)

La característica de disparo Cuadrilateral de la función 87L, disponible en los IED, se detalla en la Figura 114.

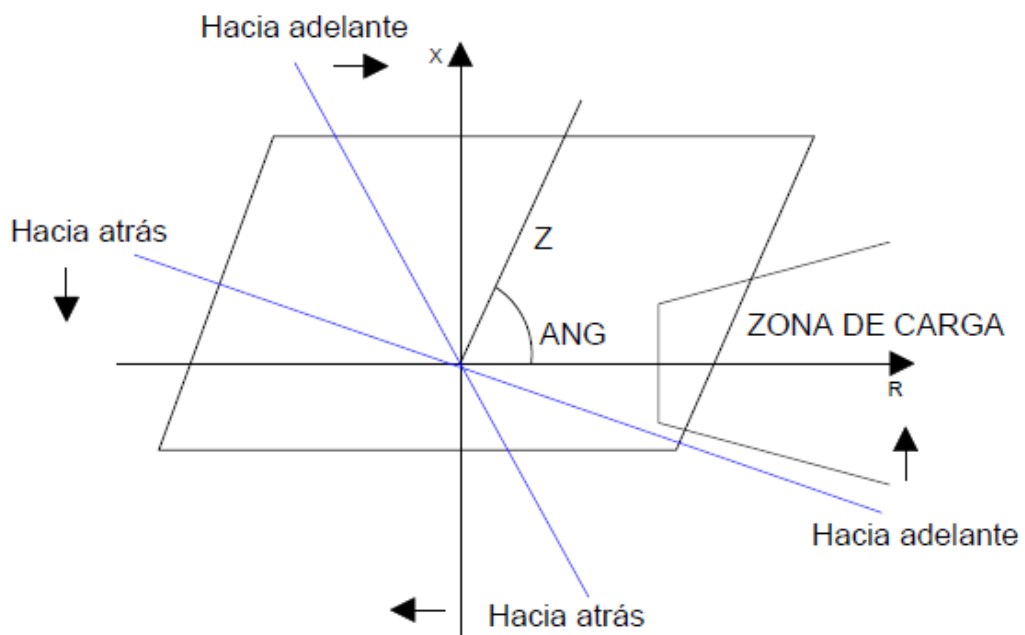


Figura 114. Característica de disparo Cuadrilateral – Función 87L – IED 7SD53 – RED670. (Siemens, SIPROTEC 7SD53), (ABB, Line Differential Protection RED670 2.1 IEC Application Manual, 2016)
(Elaboración propia)

- Ajuste de impedancias de cada zona de la protección de distancia (Zona 1, Zona 2, Zona 3) de acuerdo con la característica Cuadrilateral.
- Ajuste direccional “hacia adelante” o “hacia atrás” de cada zona, de acuerdo con la gráfica.

- De igual manera, la característica cuadrilateral posee una restricción para impedancias de carga que pueden estar dentro de dicha figura (Zona de Carga), con el mismo análisis anterior. (ABB, Line Differential Protection RED670 2.1 IEC Application Manual, 2016), (Siemens, SIPROTEC 7SD53)

Según los datos de la Tabla 42, las pruebas para realizar con CMC 356 y Test Universe Software se detallan en la Tabla 43.

Tabla 43. Pruebas para Función de Protección 21 – Arranque y disparo. (Elaboración propia), (Omicron, Soluciones de Prueba para sistemas de protección y medida, 2014).

Prueba	Equipo CMC 356	Módulos Test Universe Software	Procedimientos
Arranque y disparo.	<p>Generador de Corriente: salida trifásica 3 x 0 a 64 A – 3 x 0 a 32 A – salida monofásica 0 a 128 A.</p> <p>Generador de señal de tensión: salida trifásica 3 x 0 a 300V.</p>	Distance – Advanced Distance	<p>-Tipo de Falla: Falla L-N o entre fases.</p> <p>-Definición de la característica de arranque según IED.</p> <p>- Característica de operación MHO o Cuadrilateral (alcances de cada zona, ajustes direccionales y puntos de disparo).</p> <p>- Verificación de tiempos de operación en zonas con retardo.</p>

Tabla 44. Datos para guía de pruebas – Función de Protección 67. (ABB, *Proteccion diferencial de Linea RED 670, 2011*), (Elaboración propia)

Elemento del Sistema:	Línea de Subtransmisión	
Escenario:	Cortocircuito / Falla	Fase-Neutro. Entre Fases
Función de Protección:	Sobrecorriente Direccional 67/67N	
Equipo de Pruebas:	Omicron CMC 356 – Test Universe Software	
IED:	RED 670	
RED 670:	<ul style="list-style-type: none"> • Tiempo de funcionamiento: 25ms de 0 a $2 \cdot I_{ajuste}$. Tiempo de reposición: 25ms de 0 a $2 \cdot I_{ajuste}$. • Corriente de funcionamiento: 1 a 2500% Ibase. • Angulo característico: -70 a $-50^\circ \pm 2^\circ$. 	

Parámetros para analizar:

- Angulo de Máximo Torque (AMT), el cual indica la operación del relé de sobrecorriente direccional.
- Arranque, tiempos de operación (disparos) del relé de sobrecorriente direccional, de acuerdo con la característica de tiempo inverso (similar a la función 51).
- Tiempos de reposición del relé de sobrecorriente direccional (similar a la función 51).

La característica direccional del equipo ABB RED 670 se indica en la Figura 115.

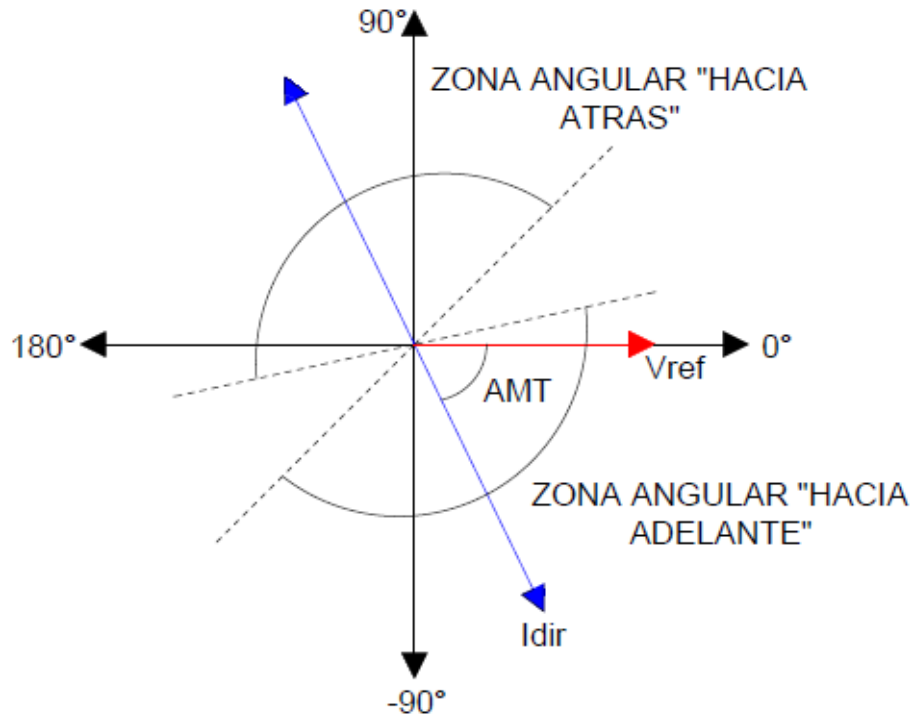


Figura 115. Característica direccional – Función 67. (ABB, Line Differential Protection RED670 2.1 IEC Application Manual, 2016), (Elaboración propia)

De acuerdo con la Figura 115:

- Se tiene una tensión de referencia V_{ref} , una corriente I_{dir} y el ángulo AMT entre estas dos magnitudes inicia la operación del relé.
- Se tiene dos zonas angulares, en las cuales se determina la dirección de la corriente: Zona angular “hacia adelante” y Zona angular “hacia atrás”.

Según los datos de la Tabla 44, las pruebas para realizar con CMC 356 y Test Universe Software se detallan en la Tabla 45.

Tabla 45. Pruebas para Función de Protección 67 – Arranque y disparo. (Elaboración propia),
(Omicron, Soluciones de Prueba para sistemas de protección y medida, 2014).

Prueba	Equipo CMC 356	Módulos Test Universe Software	Procedimientos
Tiempos de operación y característica direccional.	<p>Generador de Corriente: salida trifásica 3 x 0 a 64 A – 3 x 0 a 32 A – salida monofásica 0 a 128 A.</p> <p>Generador de señal de tensión: salida trifásica 3 x 0 a 300V</p>	Overcurrent	<p>-Tipo de Falla: Falla L-N o entre fases.</p> <p>-Definición de la característica direccional (zonas angulares)</p> <p>- Definición de la característica de tiempo inverso.</p>

Los arranques y reposiciones del relé de sobrecorriente direccional se los puede realizar de manera similar que los relés de sobrecorriente no direccional (51), indicados anteriormente (inciso 6.1).

6.4 Pruebas con software Test Universe.

Test Universe 3.10 (Figura 116) es un software que permite realizar varias pruebas a relés de protección en conjunto con el equipo CMC 356 de Omicron. Dicho programa ofrece varios módulos para la prueba de relés de protección, en este caso para IED. (Omicron, Software Test Universe 3.10, 2016). En este punto se realizan pruebas con dicho software en base a los criterios de evaluación presentados en los incisos 6.1, 6.2 y 6.3.



Figura 116. Menú principal – Test Universe 3.10. (Omicron, Software Test Universe 3.10, 2016)

Previo a las pruebas que se vayan a realizar, todos los módulos permiten realizar los respectivos ajustes del dispositivo a probar, ingresando a Equipo en Prueba – Dispositivo – Edición, tal y como se observa en la Figura 117.

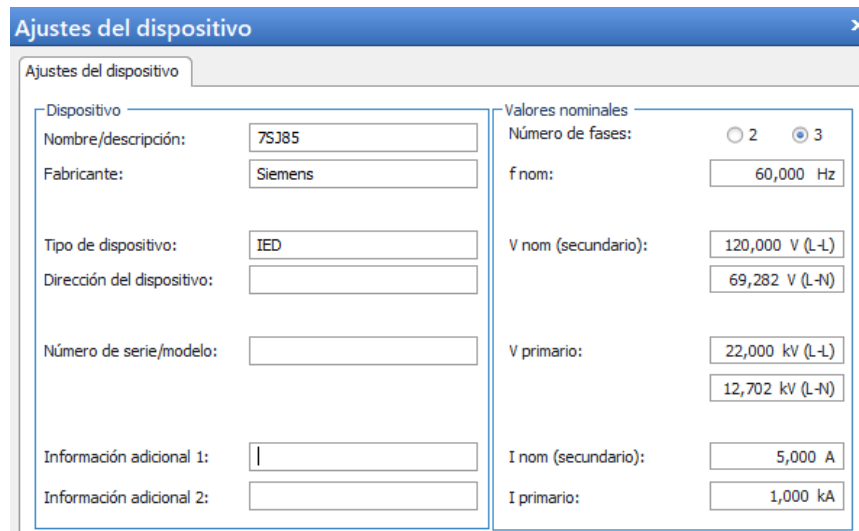


Figura 117. Ajustes de dispositivo a probar – Test Universe 3.10. (Omicron, Software Test Universe 3.10, 2016)

6.4.1 Pruebas con módulo QuickCMC.

Para pruebas de relés de sobrecorriente se puede hacer uso del módulo QuickCMC.

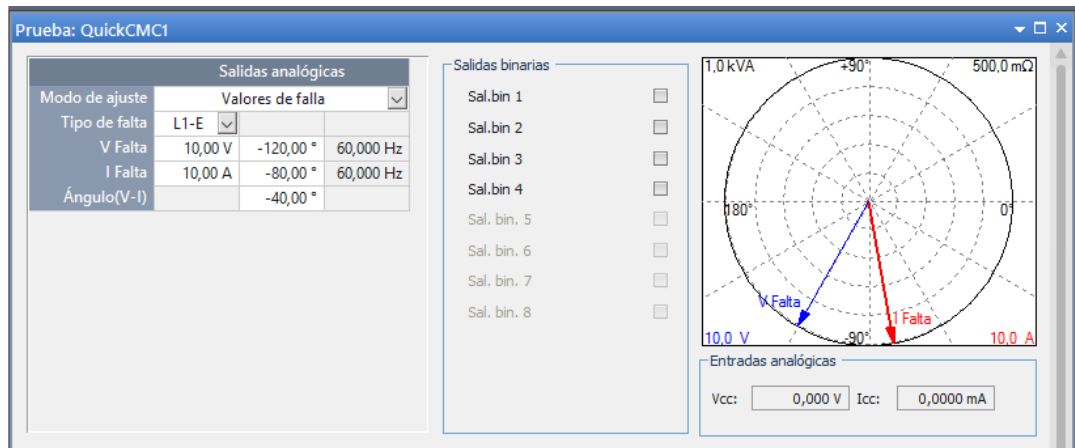


Figura 118. Definición de parámetros en módulo QuickCMC. (Omicron, Software Test Universe 3.10, 2016)

El módulo QuickCMC en su ventana de definición de parámetros de las salidas analógicas (Figura 118), permite configurar Modos de Ajuste para los valores de corriente y tensión, en este caso se ha configurado el modo Valores de Falla, en donde de igual manera se configuran los tipos de falla (L1-E), tensiones de falla, fase, etc. En la parte derecha de la figura se puede apreciar el diagrama vectorial de la correspondiente.

El módulo muestra los valores de tensión y corriente, correspondientes a una falla L1-E (Fase-tierra), como se ve en la Figura 119.

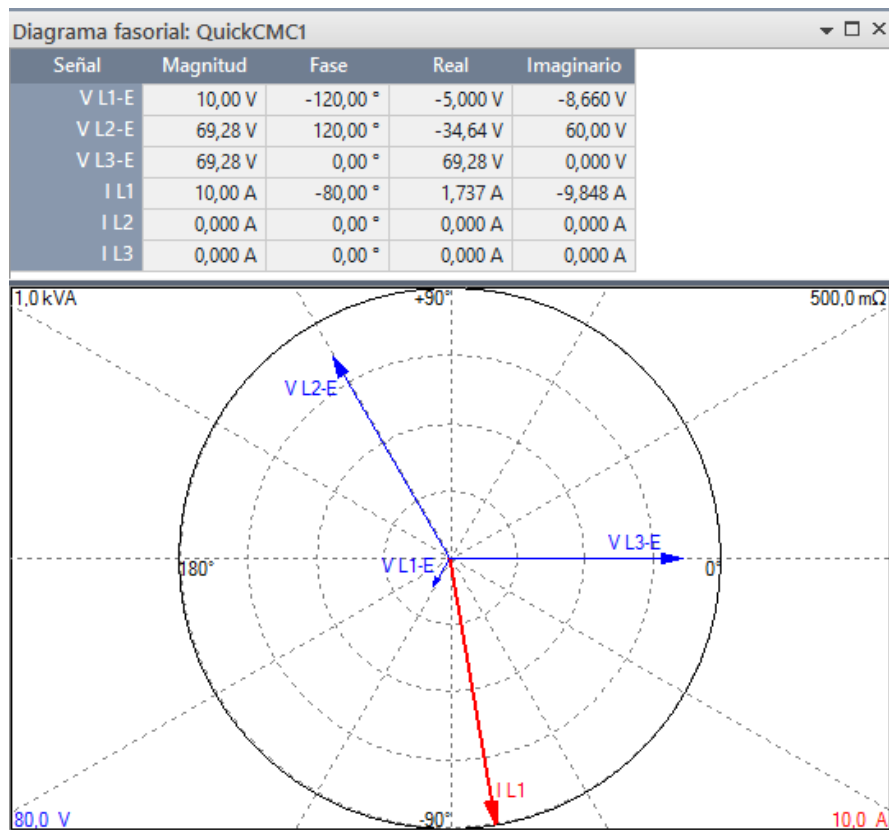


Figura 119. Valores de tensión y corriente correspondiente a falla L1-E – Función 50/51 - QuickCMC. (Omicron, Software Test Universe 3.10, 2016)

Se puede configurar un paso/rampa para las señales de tensión o corriente, en este caso se ha configurado para la señal de corriente de falla, como se indica en la Figura 120.

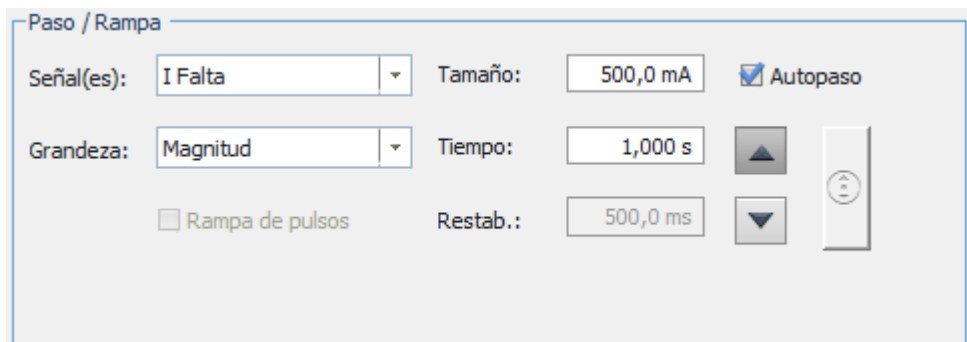


Figura 120. Configuración de paso/rampa de señal de corriente de falla – QuickCMC. (Omicron, Software Test Universe 3.10, 2016)

6.4.2 Pruebas con módulo Overcurrent.

El módulo Overcurrent, permite realizar pruebas completas a relés de sobrecorriente direccional (67) y no direccional (50/51). Se puede configurar las características de disparo, comprobar arranques, reposición, etc.

Ingresando a Equipo en prueba – Overcurrent – Edición, se puede configurar las características de tiempo inverso o en combinación con características de tiempo definido (Figura 121).

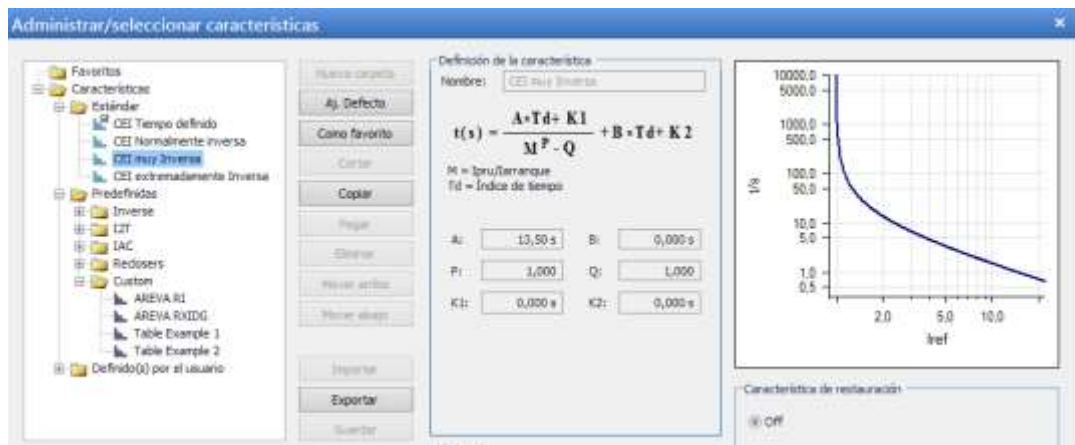


Figura 121. Configuración de característica de tiempo inverso – Función 51 - Overcurrent. (Omicron, Software Test Universe 3.10, 2016)

Para seleccionar características de tiempo inverso, de acuerdo con la necesidad del usuario, en donde se muestra las constantes de la curva seleccionada y una gráfica de esta, como se observa en la Figura 122.

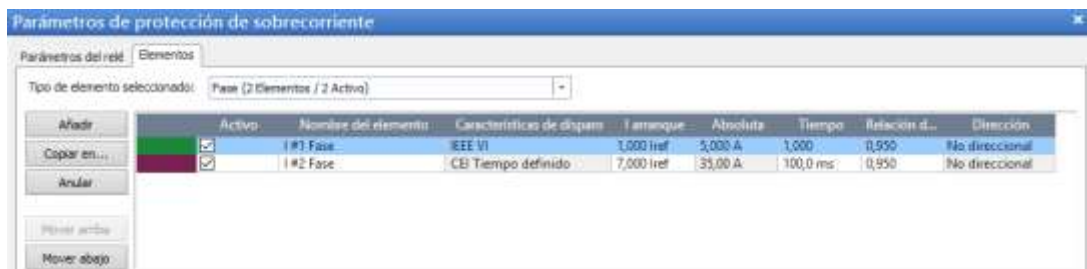


Figura 122. Parámetros de protección de sobrecorriente – Función 50/51 - Overcurrent. (Omicron, Software Test Universe 3.10, 2016)

De igual manera, se pueden añadir algunas características, para combinarlas de acuerdo con las corrientes de arranque o Pickup que se necesiten (Figura 123).

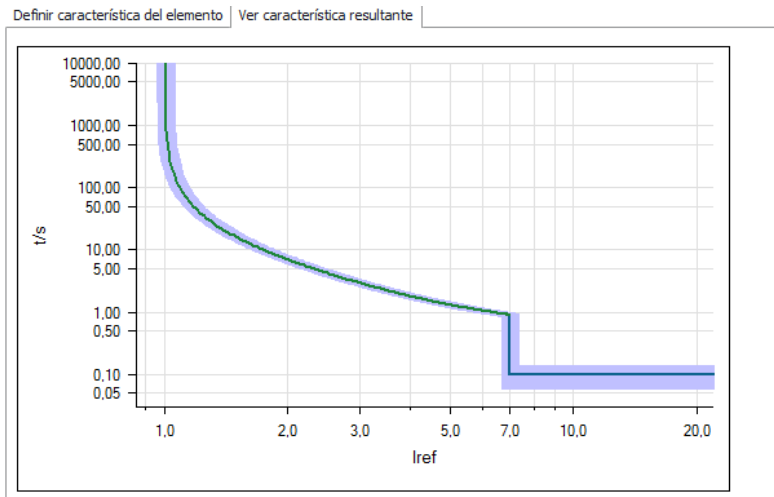


Figura 123. Características de tiempo inverso y tiempo definido – Función 50/51 - Overcurrent. (Omicron, Software Test Universe 3.10, 2016)

Regresando al programa principal, se pueden configurar algunos valores de disparo en la curva en función del tipo de falla y automáticamente se calculan los tiempos de operación. Para el arranque y reposición, de la misma forma se van añadiendo distintas configuraciones a ser comprobadas, como se muestran en las Figuras 124 y 125.

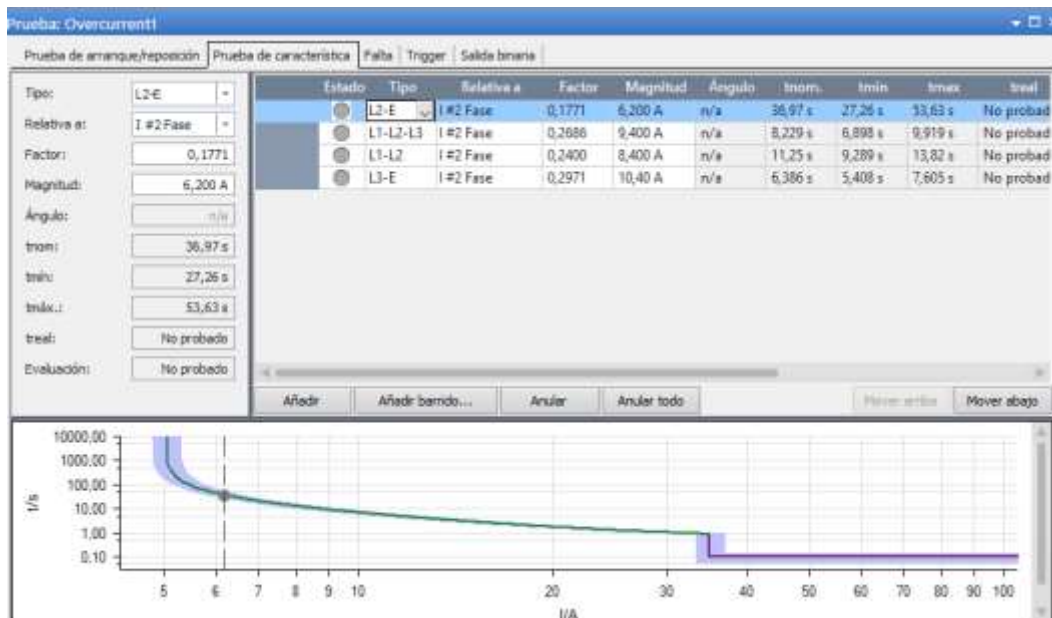


Figura 124. Pruebas de disparo para distintas fallas - no direccional – Overcurrent. (Omicron, Software Test Universe 3.10, 2016)

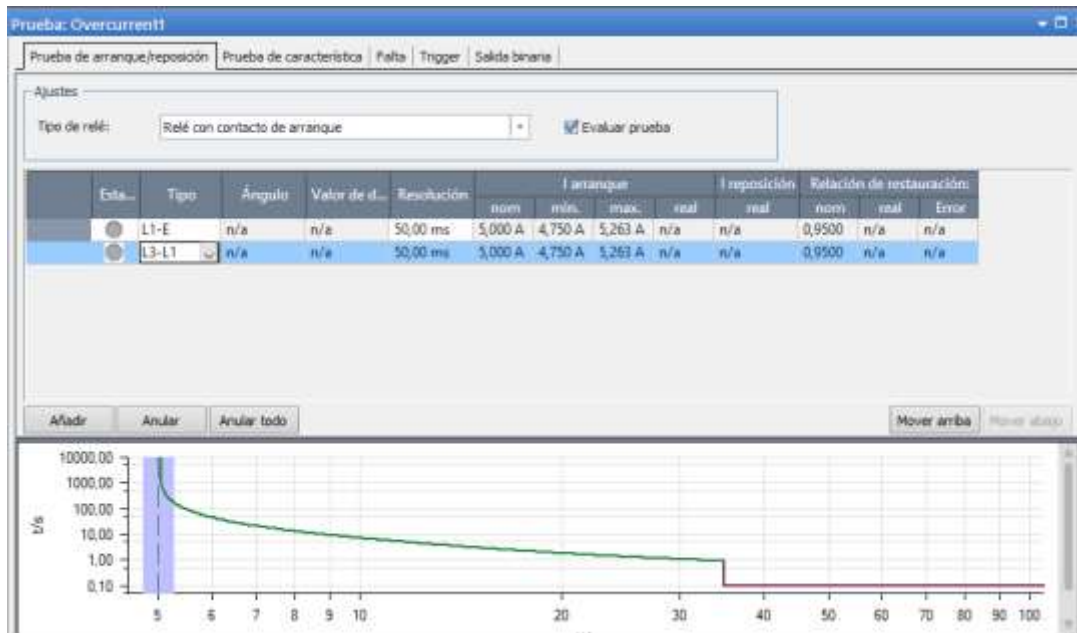


Figura 125. Pruebas de arranque y reposición – Overcurrent. (Omicron, Software Test Universe 3.10, 2016)

Para pruebas de relés de sobrecorriente direccional (67), de igual manera se ingresa a Equipo en Prueba – Overcurrent – Edición – Parámetros del relé y se configura la opción Direccional (Figura 126).

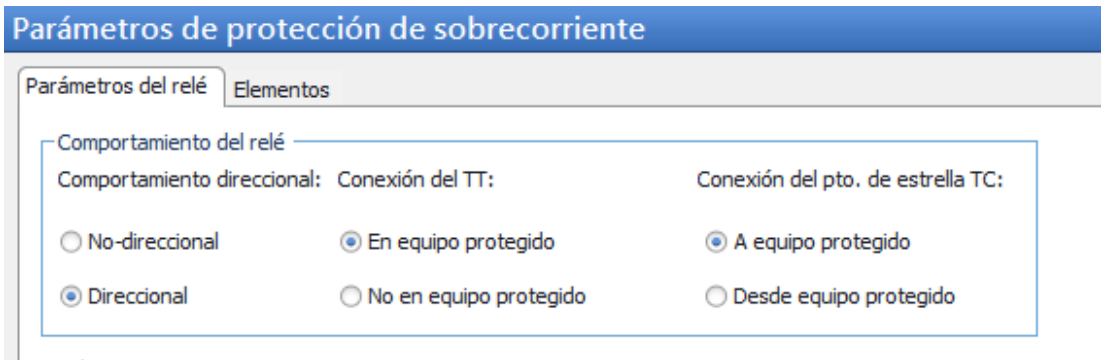


Figura 126. Configuración para pruebas de sobrecorriente Direccional – Función 67 - Overcurrent. (Omicron, Software Test Universe 3.10, 2016)

De la misma forma se configura las curvas de tiempo inverso o definido y se activa una nueva pestaña para la definición de los parámetros direccionales, tales como: AMT y zonas angulares. En este caso como ejemplo, se ha configurado la opción Hacia Adelante, que es lo que se muestra en la Figura 127.

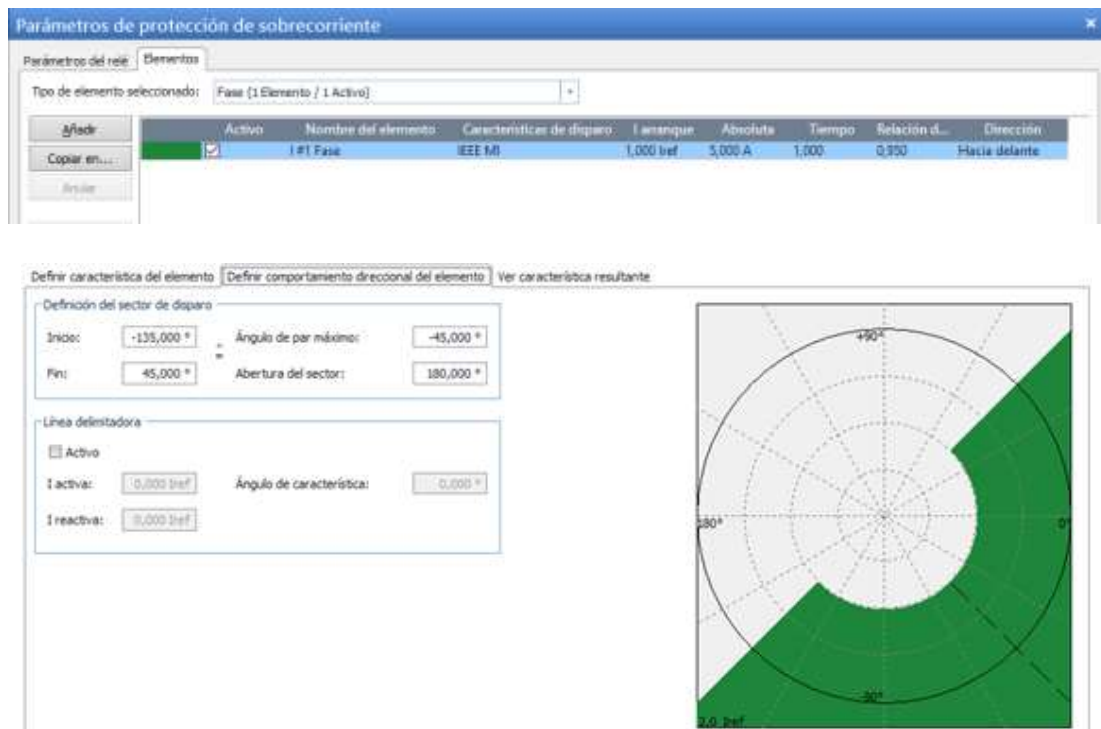


Figura 127. Configuración de parámetros direccionales –Función 67 – Overcurrent. (Omicron, Software Test Universe 3.10, 2016)

Regresando al programa principal, se puede ver la configuración hecha anteriormente y se han añadido distintos tipos de falla y valores para probar el relé direccional. De igual manera, se tienen las características de tiempo inverso y direccional (Figura 128).

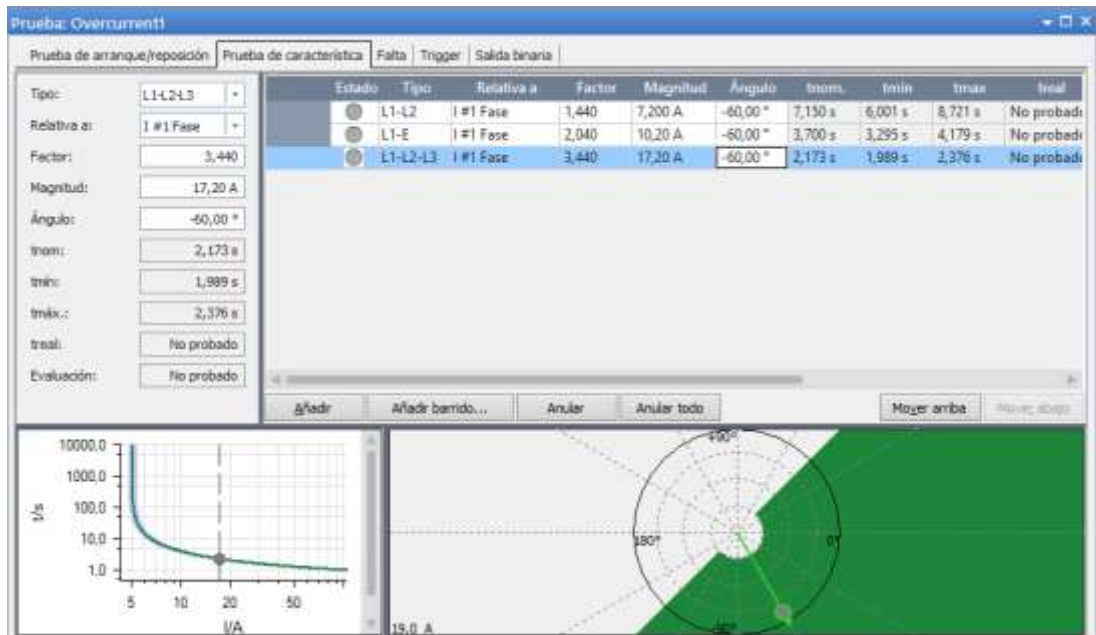


Figura 128. Pruebas de disparos para distintas fallas – Función 67 - Overcurrent. (Omicron, Software Test Universe 3.10, 2016)

6.4.3 Pruebas con módulo Ramping.

El módulo Ramping permite configurar rampas de diferentes magnitudes, tales como tensión, corriente, así como también fase y frecuencia de dichas señales. Entre los modos de ajuste que dispone el módulo, se tienen: Valores de Falla, ingreso directo de magnitudes, potencias, etc. Dichas configuraciones se muestran en la Figura 129.

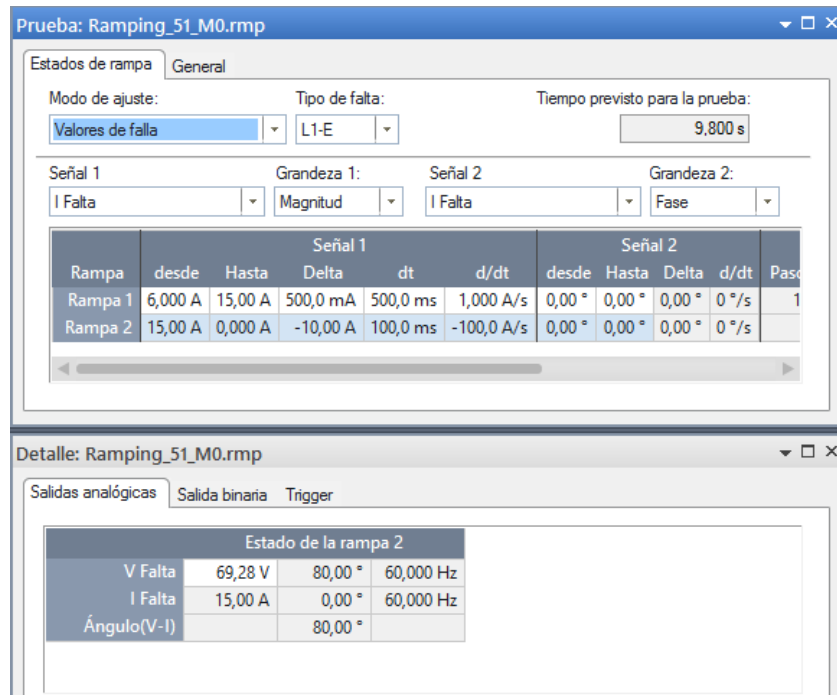


Figura 129. Configuración de Rampa para valores de falla – Arranque y Reposición – Función 51 - Ramping. (Omicron, Software Test Universe 3.10, 2016)

Ramping permite configurar dos rampas simultáneas, en este caso la primera rampa parte de un valor de 6A (Pickup - Arranque) hasta un valor de falla de 15A, con los respectivos tiempos para cada escalón y valores de corriente por escalón. La segunda rampa parte desde el valor de falla hasta 0A (reposición). Un ejemplo de esto se muestra en la Figura 130.

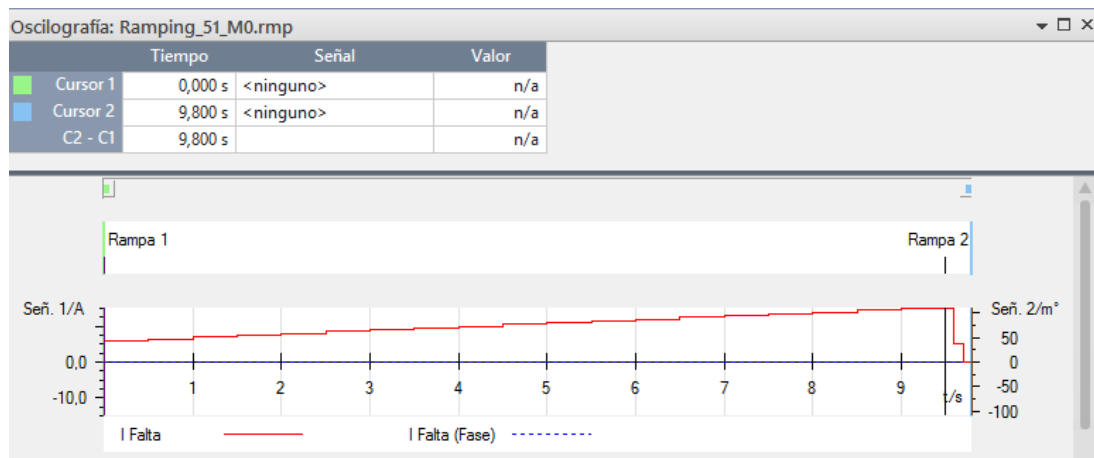


Figura 130. Rampa para valores de falla – Arranque y Reposición- Función 51 – Ramping. (Omicron, Software Test Universe 3.10, 2016)

De la misma manera, se plantean rampas para señales de tensión, en caso de pruebas de sobretensión y subtensión, se configuran las mismas para probar el arranque, disparo y reposición (relés 59 y 27), tal y como se indica en la Figura 131, 132, 133 y 134.

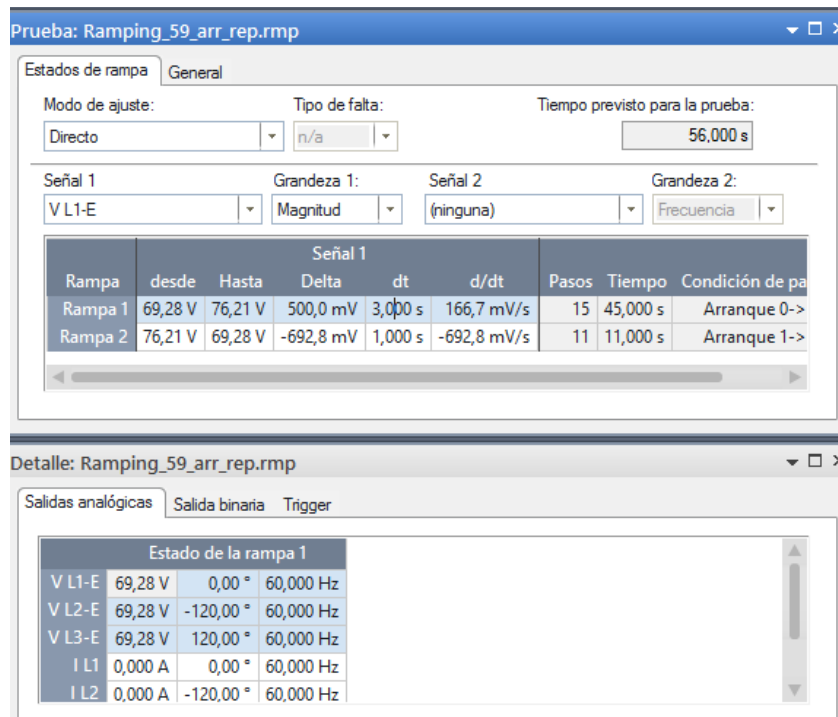


Figura 131. Configuración de Rampa de tensión – Arranque, Disparo y Reposición – Función 59 – Ramping. (Omicron, Software Test Universe 3.10, 2016)

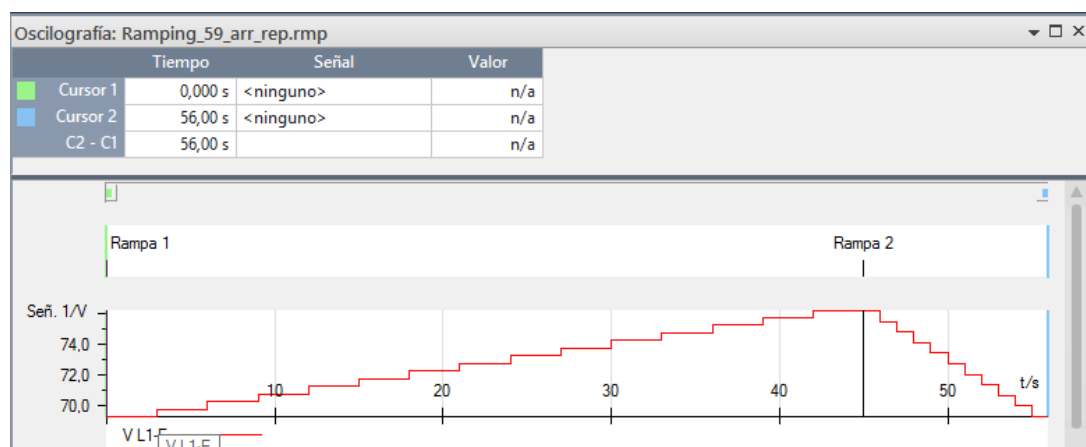


Figura 132. Rampa de tensión – Arranque, Disparo y Reposición – Función 59 – Ramping. (Omicron, Software Test Universe 3.10, 2016)

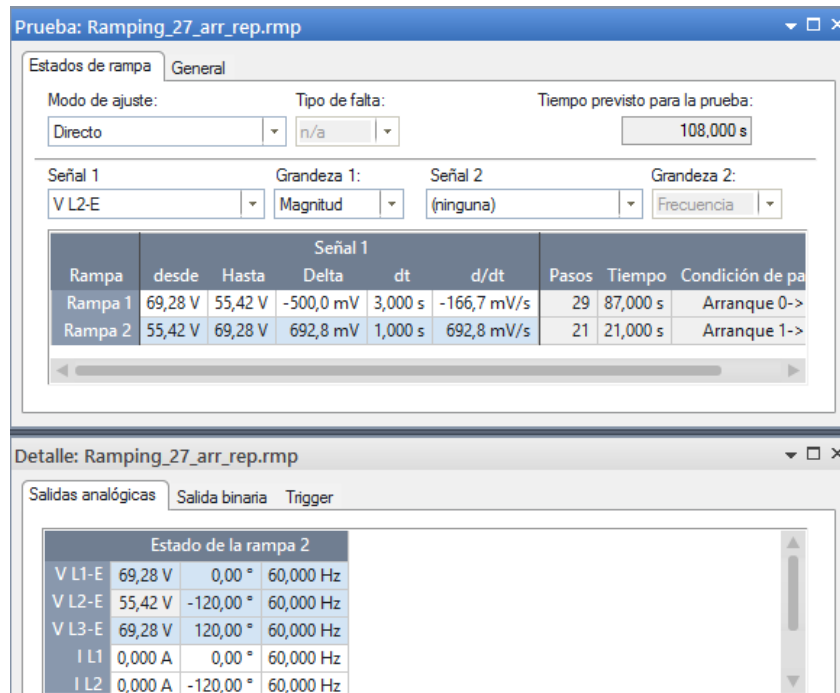


Figura 133. Configuración de Rampa de tensión – Arranque, Disparo y Reposición – Función 27 – Ramping. (Omicron, Software Test Universe 3.10, 2016)

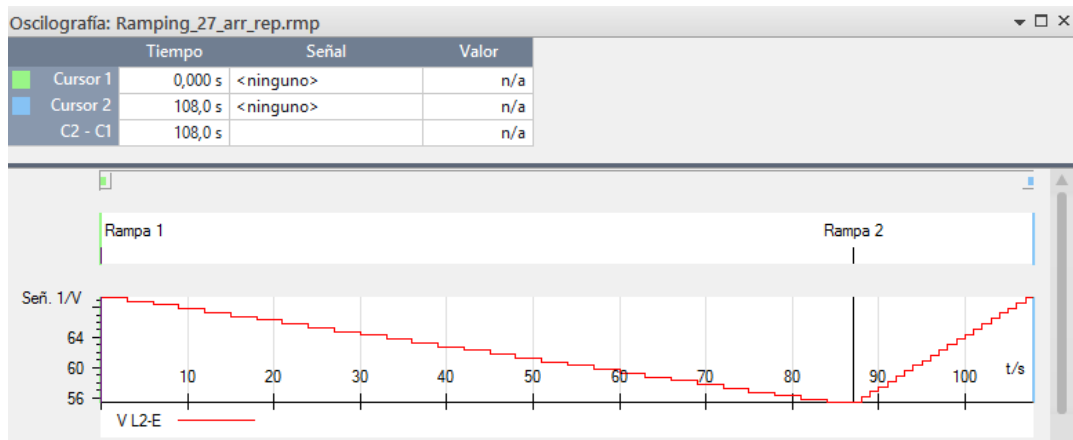


Figura 134. Rampa de tensión – Arranque, Disparo y Reposición – Función 27 – Ramping. (Omicron, Software Test Universe 3.10, 2016)

Para pruebas del relé 81U de baja frecuencia, se configuran rampas para comprobar el arranque, disparos y reposición, de la siguiente manera (Figura 135 y 136).

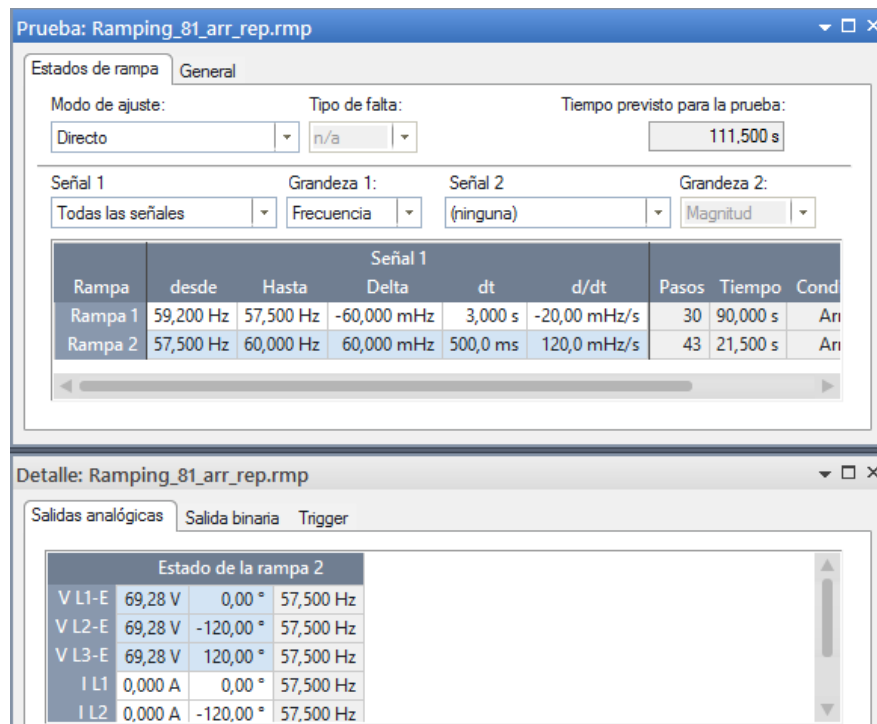


Figura 135. Configuración de Rampa de frecuencia – Arranque, Disparo y Reposición – Función 81 – Ramping. (Omicron, Software Test Universe 3.10, 2016)

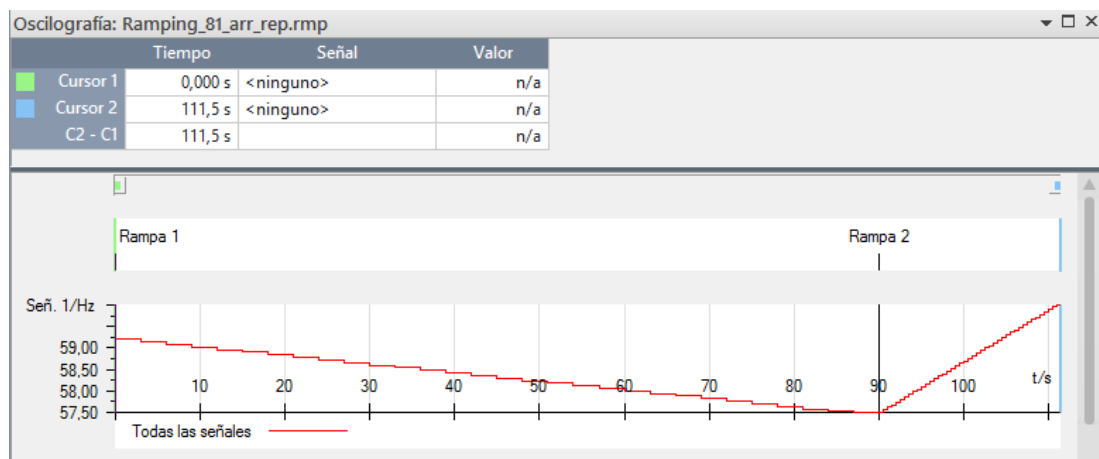


Figura 136. Rampa de frecuencia – Arranque, Disparo y Reposición – Función 81 – Ramping. (Omicron, Software Test Universe 3.10, 2016)

Para comprobar el bloqueo del relé 81U, se propone una rampa de voltaje que descienda hasta aproximadamente hasta el 65% de su valor nominal, con esto el relé inicia un bloqueo por bajo voltaje, como se especifica en la Figura 137 y 138.

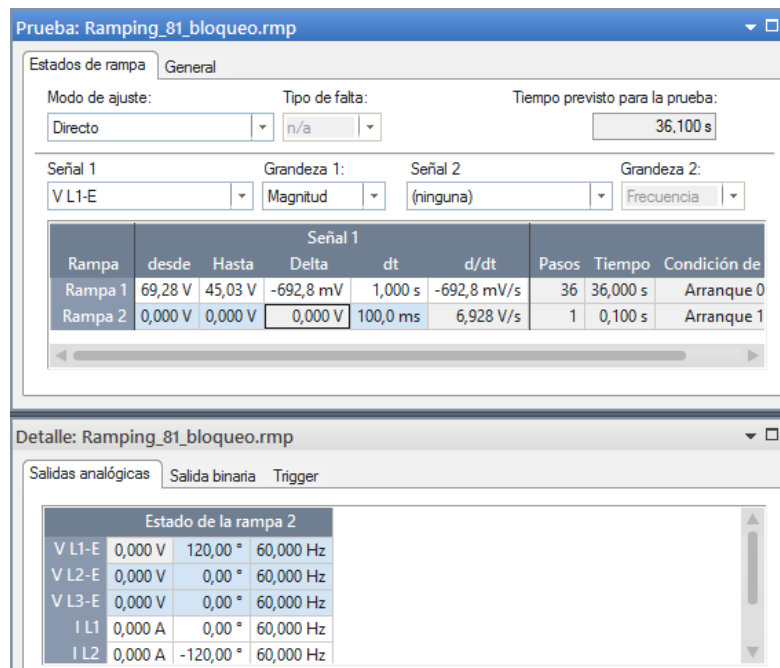


Figura 137. Configuración de Rampa de voltaje – Bloqueo – Función 81 – Ramping. (Omicron, Software Test Universe 3.10, 2016)

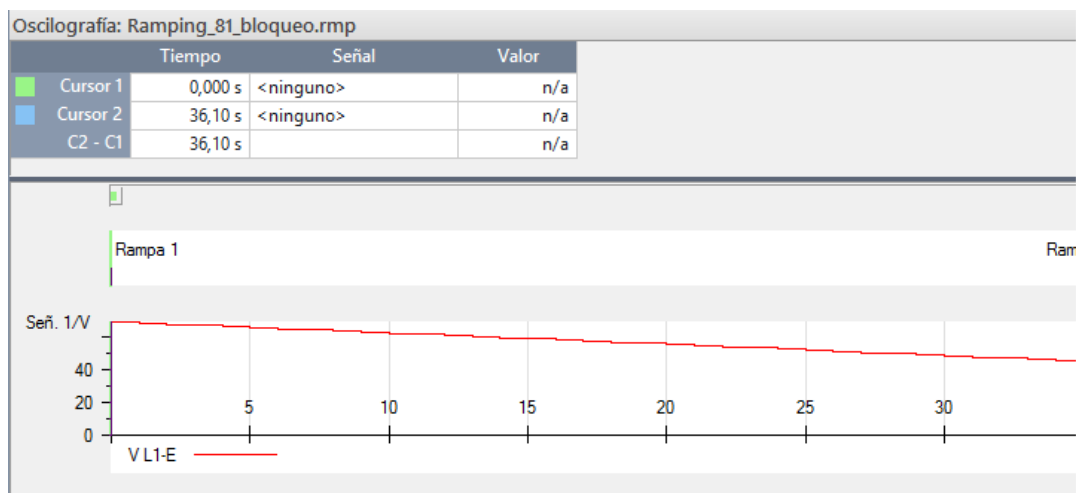


Figura 138. Rampa de voltaje – Bloqueo – Función 81 – Ramping. (Omicron, Software Test Universe 3.10, 2016)

Para pruebas de la función de protección 24 (sobreflujo magnético), de igual manera se plantean rampas de voltaje y frecuencia, para que de esta forma el relé de sobreflujo evalué la relación V/f y comprobar los arranques, disparos (tiempos de

operación) y reposición (tReset). A continuación, en las Figuras 139 y 140, se indica la rampa de voltaje.

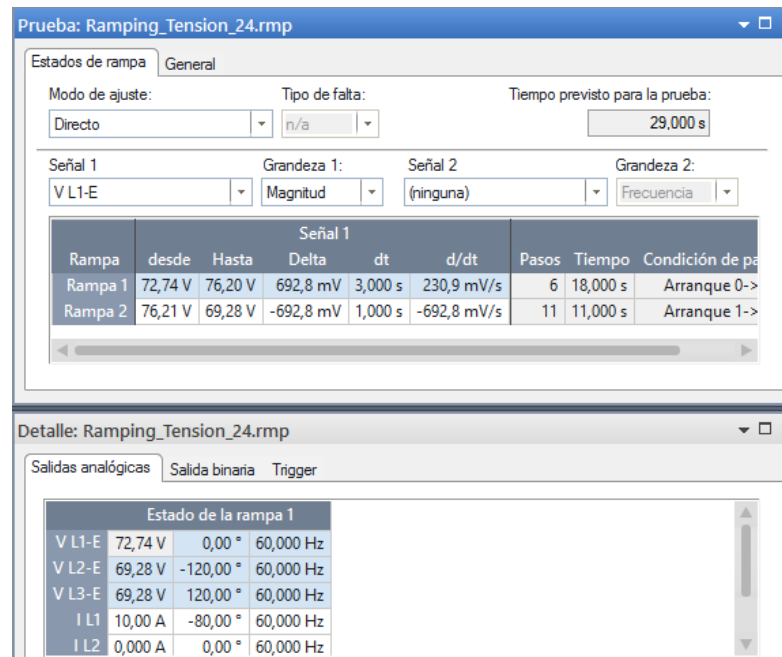


Figura 139. Configuración de Rampa de voltaje – Arranque, Disparo y Reposición – Función 24 – Ramping. (Omicron, Software Test Universe 3.10, 2016)

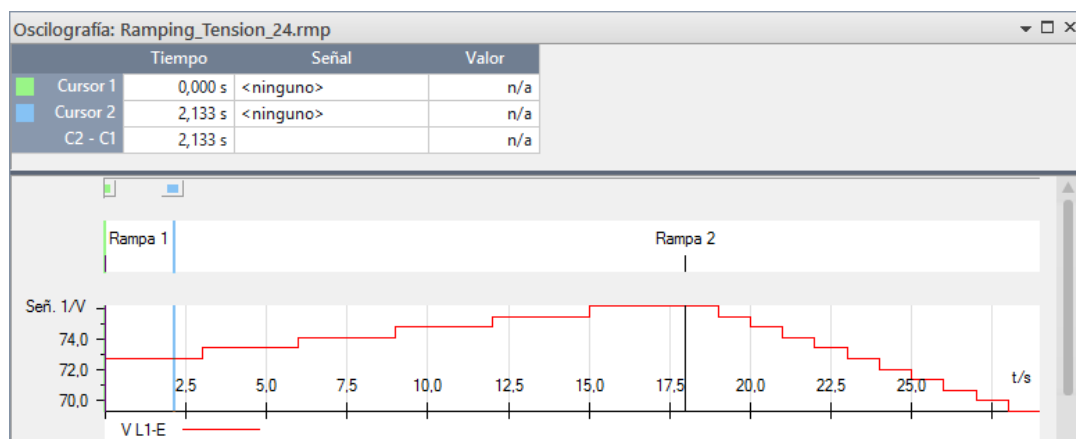


Figura 140. Rampa de voltaje – Arranque, Disparo y Reposición – Función 24 – Ramping. (Omicron, Software Test Universe 3.10, 2016)

También se pueden realizar pruebas con dos señales simultaneas, para este caso se configura una rampa en donde se varíe el valor del voltaje y al mismo tiempo se varíe el valor de la frecuencia. Con esto se comprueba los arranques, disparos y

reposición del relé de sobreflujo. Estas configuraciones se observan en las Figuras 141 y 142.

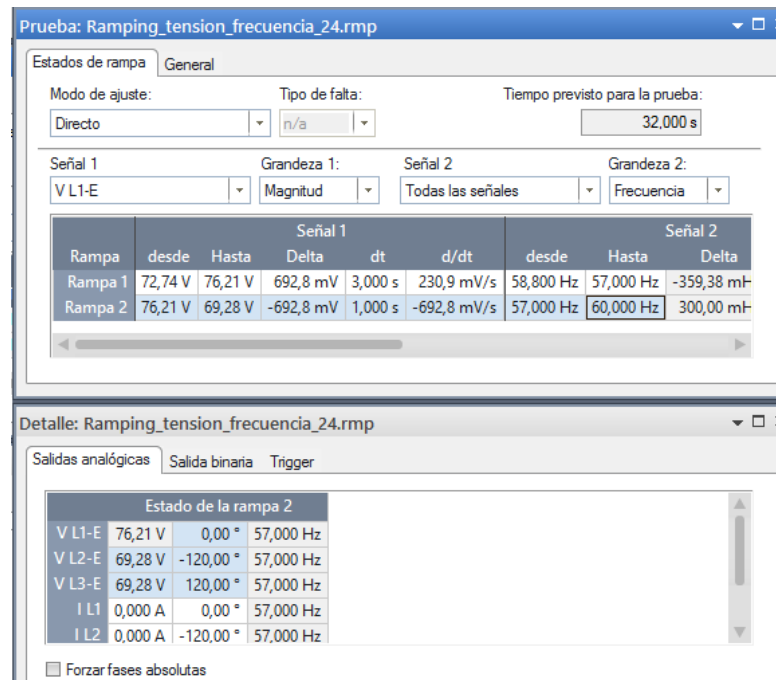


Figura 141. Configuración de Rampa de voltaje y frecuencia – Arranque, Disparo y Reposición – Función 24 – Ramping. (Omicron, Software Test Universe 3.10, 2016)

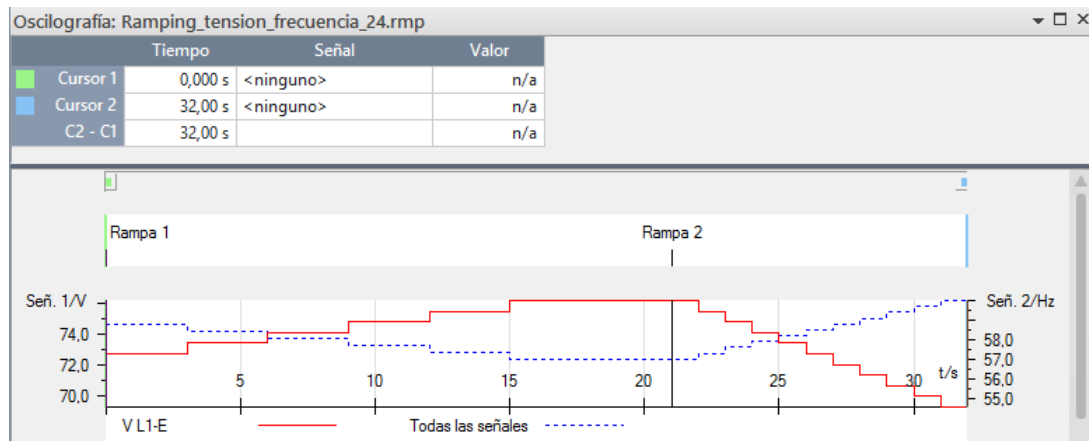


Figura 142. Rampa de voltaje y frecuencia – Arranque, Disparo y Reposición – Función 24 – Ramping. (Omicron, Software Test Universe 3.10, 2016)

6.4.4 Pruebas con módulo Autoreclosure.

Con el módulo Autoreclosure se pueden verificar las secuencias de la función de recierre 79 según el tipo de falla que se configure, de la misma manera se puede

configurar el número de ciclos de recierre y en base a eso evaluar las secuencias fallidas y exitosas. Se evalúan también los disparos y tiempos asociados a cada secuencia de recierre (Tiempo Muerto). La ventana principal se indica en la Figura 143.

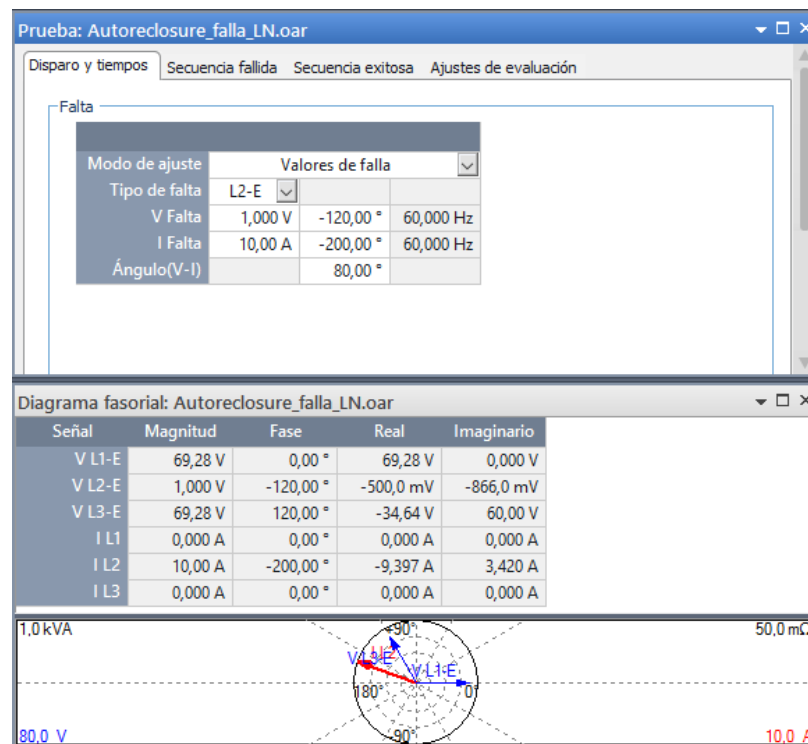


Figura 143. Configuración de tipo de falla L2-N – Función 79 – Autoreclosure. (Omicron, Software Test Universe 3.10, 2016)

Se eligió el tipo de falla a analizar cómo se observa, tanto numéricamente como en diagrama vectorial.

Dentro de la pestaña de Secuencia Fallida, se pueden configurar los ciclos, eventos y modo de evaluar cada uno de ellos. El programa ofrece una simulación respecto a las configuraciones (Figura 144).

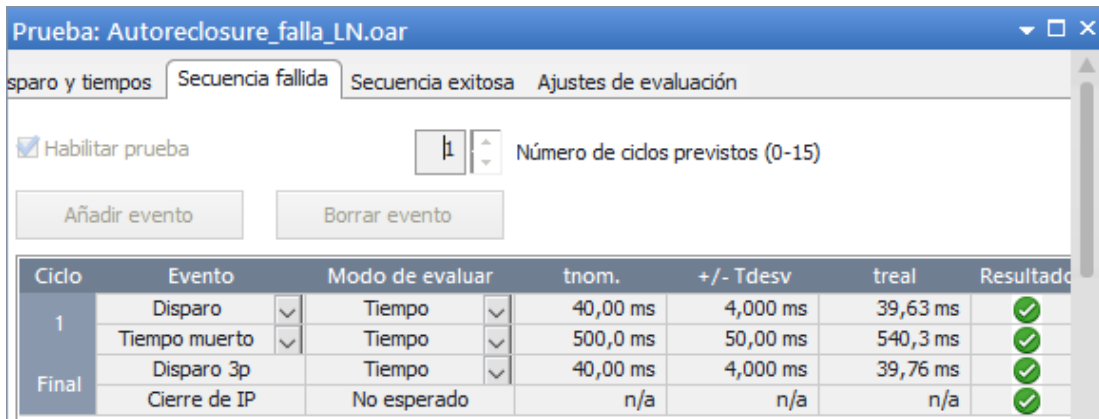


Figura 144. Configuración de Secuencia fallida – Función 79 – Autoreclosure. (Omicron, Software Test Universe 3.10, 2016)



Figura 145. Ajustes de evaluación – Función 79 – Autoreclosure. (Omicron, Software Test Universe 3.10, 2016)

En la pestaña Ajustes de evaluación (Figura 145) se puede configurar los eventos de inicio y fin, como ejemplo se quiere evaluar el evento de Tiempo Muerto, el cierre de interruptor, etc. En los eventos de inicio y fin se pueden configurar los estados de las salidas del relé o los estados que recibe el equipo CMC 356 (entradas – estado 0 a 1 o 1 a 0).

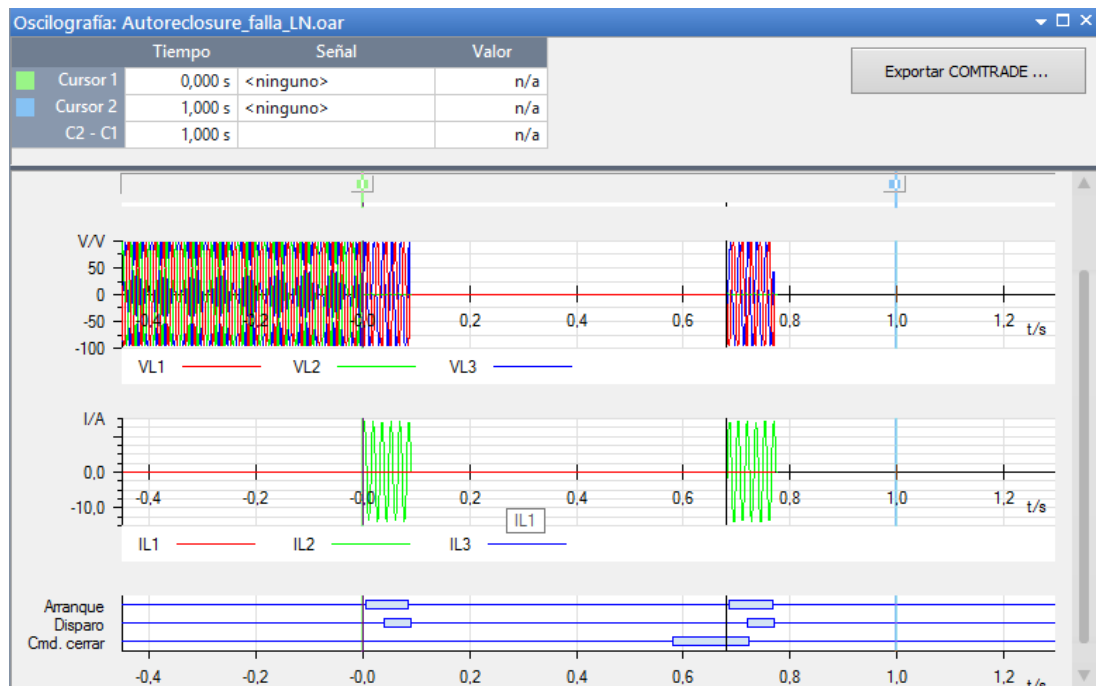


Figura 146. Oscilografía de Secuencia fallida – Función 79 – Autoreclosure. (Omicron, Software Test Universe 3.10, 2016)

Para visualizar los resultados, se tiene la Oscilografía de la prueba (Figura 146), en donde se muestra las señales de voltaje, corriente de falla y estados de arranque, disparo y comando cerrar de la función 79.

6.4.5 Pruebas con módulos Differential y Advanced Differential.

Los módulos Differential y Advanced Differential ofrecen la posibilidad de realizar pruebas en base a las características de operación del relé diferencial, dando la oportunidad de configurar dichas características y también de realizar búsquedas de estas.

En el módulo Differential Monofásico se permite configurar la característica diferencial de acuerdo con los equipos que se vayan a probar, ajustando de igual manera los valores de arranque y disparo de la protección, que es lo que se indica en la Figura 147

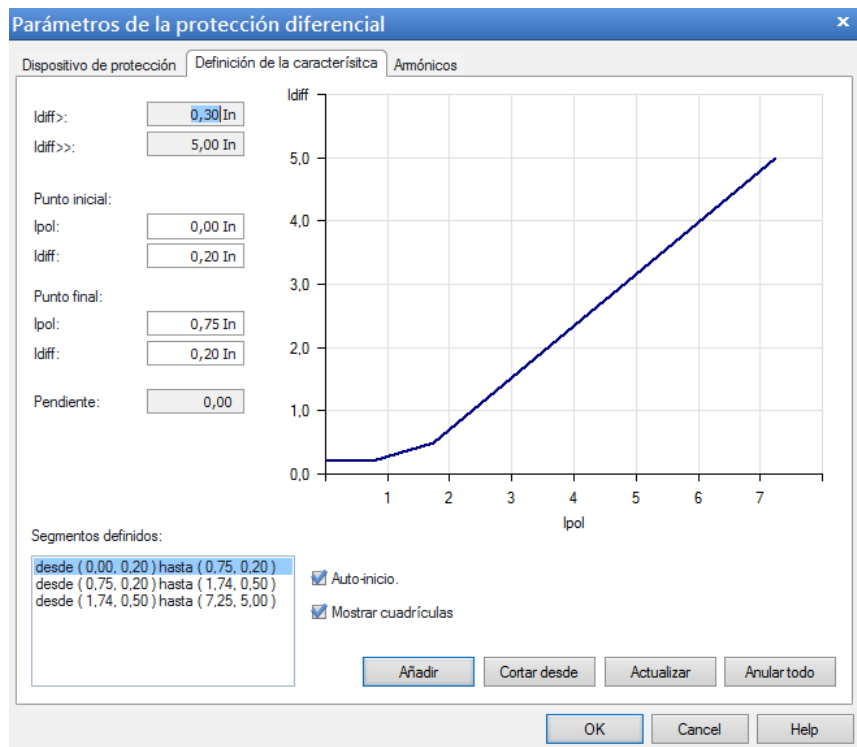


Figura 147. Configuración de característica de operación – Función 87T – Diferencial monofásico.
(Omicron, Software Test Universe 3.10, 2016)

Para definir una característica, en este caso para protección diferencial de transformador, se van definiendo segmentos, los cuales contienen dos puntos (Ipol, Idiff) iniciales y finales. Como ejemplo se ha definido una característica de operación con doble pendiente (Figura 148), que es la que poseen los IED MICOM P643 y RET670.

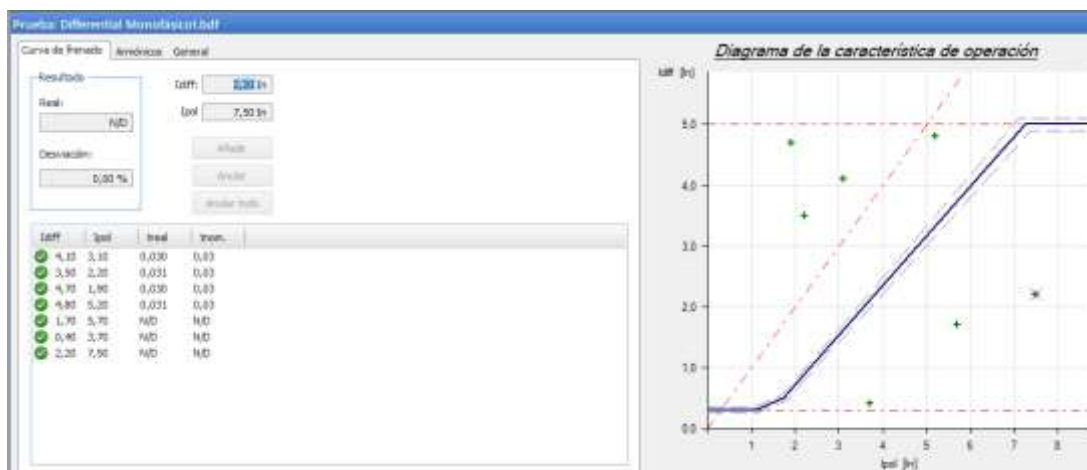


Figura 148. Definición de puntos de disparo - característica de operación – Función 87T – Differential monofásico. (Omicron, Software Test Universe 3.10, 2016)

Regresando al programa principal, se pueden añadir puntos de disparo y restricción en la característica, para posteriormente ejecutar las pruebas.

Dentro del módulo Advanced Differential, se tiene el módulo Diff Configuration, en el cual se pueden ingresar los datos del equipo a proteger, en este caso el transformador, dichos parámetros son los que se observan en la Figura 149.

Valores nominales	Primario	Secundario	Terciario
Dev./Nombre:	Primario	Secundario	Terciario
Tensión:	69,00 kV	22,00 kV	30,00 kV
Potencia:	32,00 MVA	32,00 MVA	40,00 MVA
Grupo vectorial:	D	Y5 (Y150°)	Y0 (Y0°)
Pto. de estrella a tierra:	No	Sí	No
Corriente:	267,76 A	839,78 A	769,80 A
TC de conexión en triángulo:	No	No	

Figura 149. Definición de puntos de disparo - característica de operación – Función 87T – Differential monofásico (Omicron, Software Test Universe 3.10, 2016)

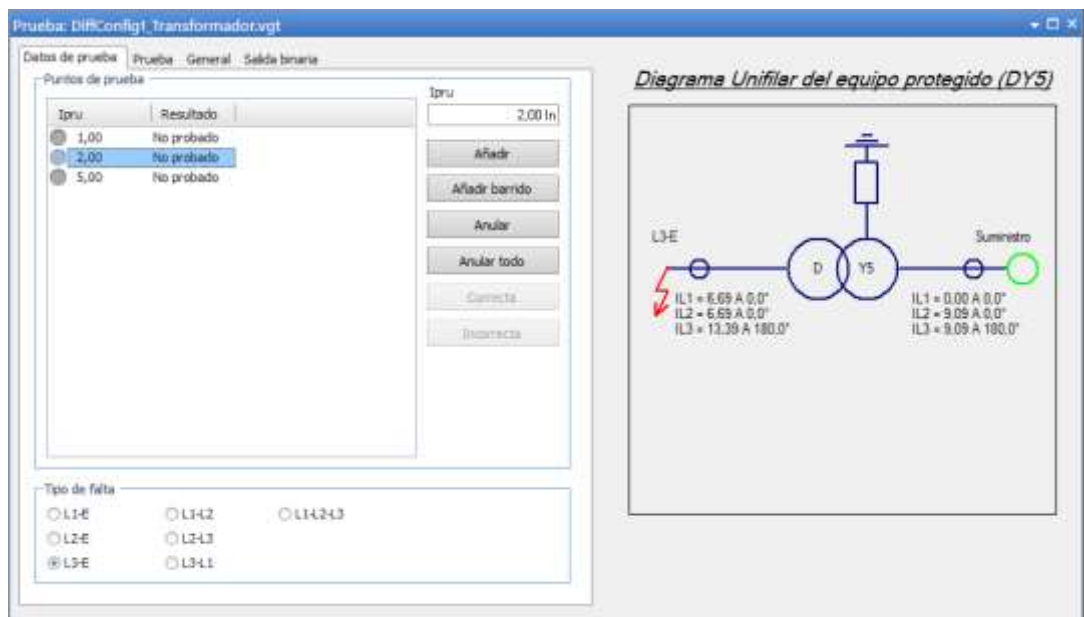


Figura 150. Definición de puntos de disparo y tipo de falla – Función 87T – Diff Configuration.
(Omicron, Software Test Universe 3.10, 2016)

Volviendo al programa principal (Figura 150), luego de configurar los datos nominales del transformador y definir la característica de operación, se procede a elegir el tipo de falla para la prueba.

De igual manera se tiene los valores representados numéricamente y en diagrama vectorial, como se observa en la Figura 151.

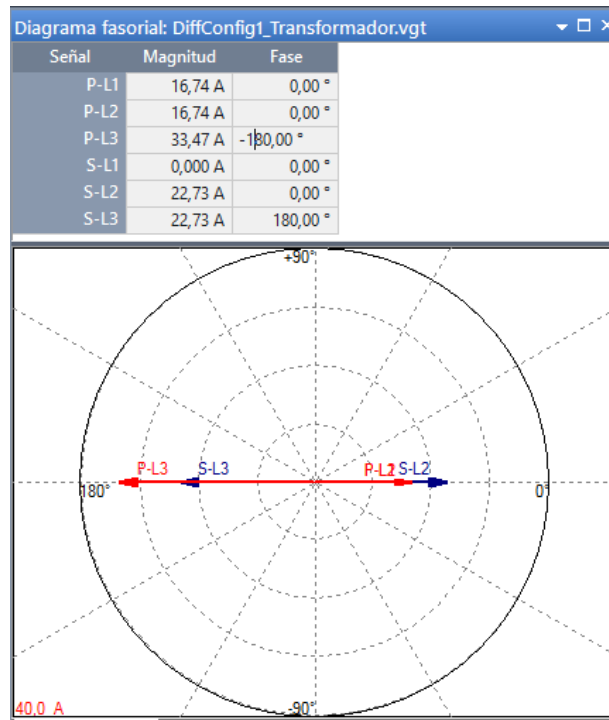


Figura 151. Datos de falla – Función 87T – Diff Configuration. (Omicron, Software Test Universe 3.10, 2016)

El módulo Diff Operating Characteristic (Figura 152), permite realizar búsquedas de características de operación, ingresando valores de I_{pol} y tipo de falla a analizar. Con esto el programa determina los valores de I_{diff} , para esto se simulan fallas dentro y fuera de la zona de protección diferencial.

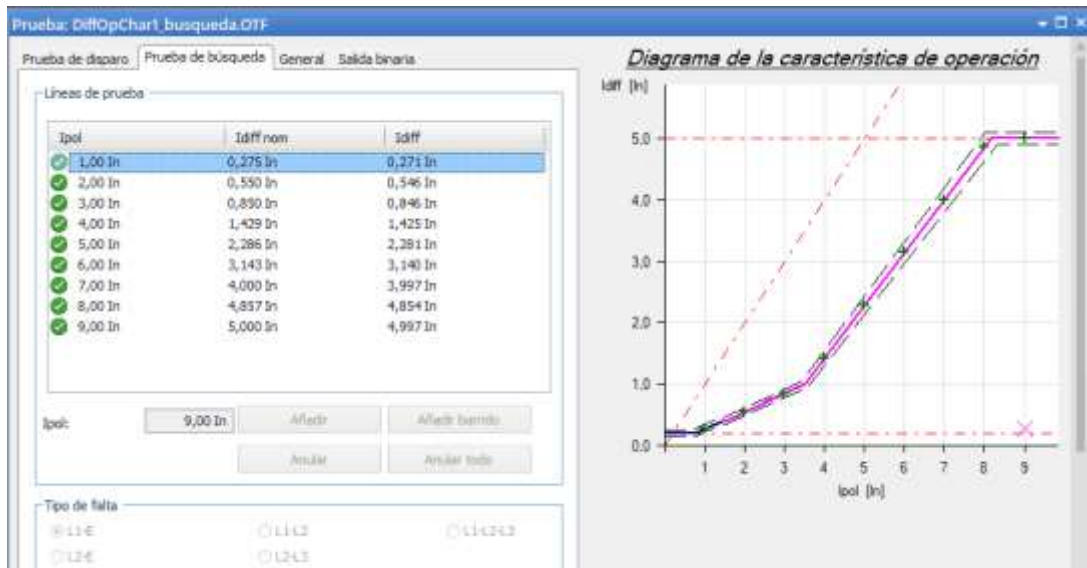


Figura 152. Definición de valores para búsqueda de característica - Diff Operating Characteristic. (Omicron, Software Test Universe 3.10, 2016)

Por otra parte, el módulo Diff Trip Time Characteristic (Figura 153), realiza pruebas para verificar los tiempos, especialmente de disparo. Se permite ingresar valores de Idiff para ir verificando dichos tiempos.

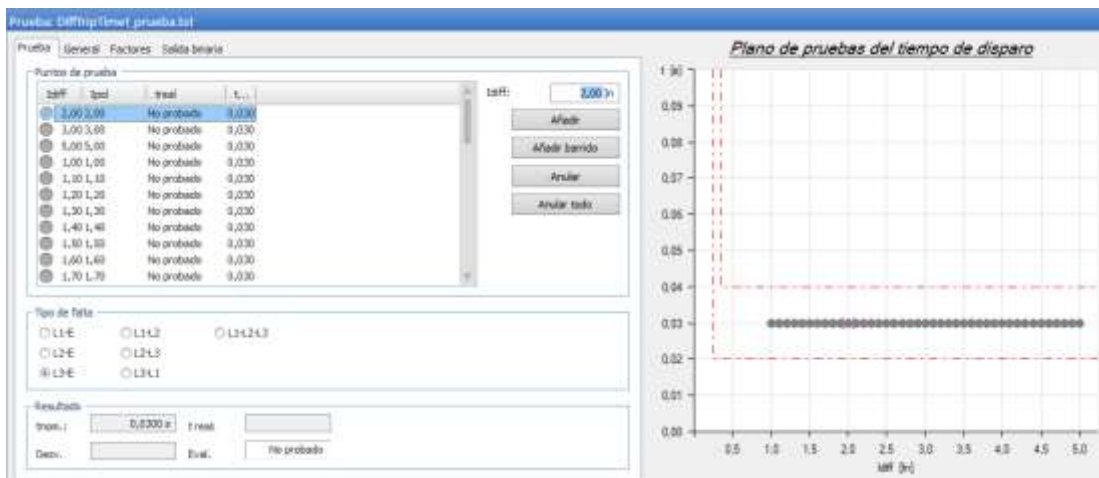


Figura 153. Definición de valores para comprobación de tiempos de disparo - Diff Trip Time Characteristic. (Omicron, Software Test Universe 3.10, 2016)

En el módulo Diff Harmonic Restraint (Figura 154), se pueden realizar pruebas de restricción por armónicos, como por ejemplo la corriente de energización del transformador Inrush (2do armónico).

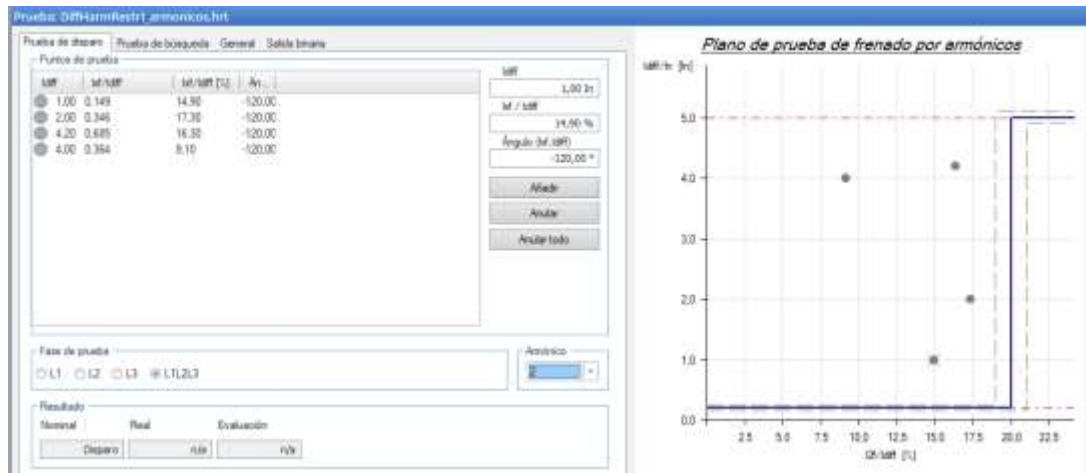


Figura 154. Definición de valores para prueba de restricción por armónicos - Diff Harmonic Restraint. (Omicron, Software Test Universe 3.10, 2016)

En el plano de prueba se puede observar la característica para restricción de armónicos, la cual tiene valores constantes, lo cual significa que la corriente I_{diff} es independiente de dichos valores.

Previo a la prueba se configura la característica de operación del relé diferencial, datos nominales del equipo a proteger, etc.

6.4.6 Pruebas con módulos Distance y Advanced Distance.

Con los módulos Distance y Advanced Distance se pueden realizar pruebas de arranques y disparos de acuerdo con las características de operación MHO o Cuadrilateral. Se permiten configurar las zonas de la protección de distancia con sus respectivos tiempos de retardo, así como también realizar búsquedas de características.

Dentro del módulo Distance, ingresando a Equipo en Prueba – Distance – Edición, se pueden configurar las características de operación que se prefieran, tales como MHO o Cuadrilateral, dichas configuraciones se indican en la Figuras 155 y 156.

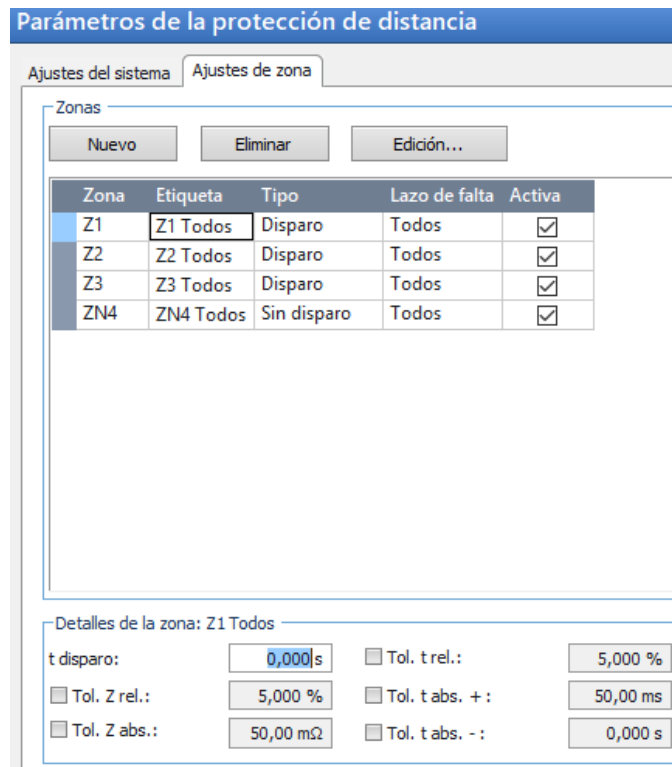


Figura 155. Definición de parámetros de zonas – Función 21 – Distance. (Omicron, Software Test Universe 3.10, 2016)

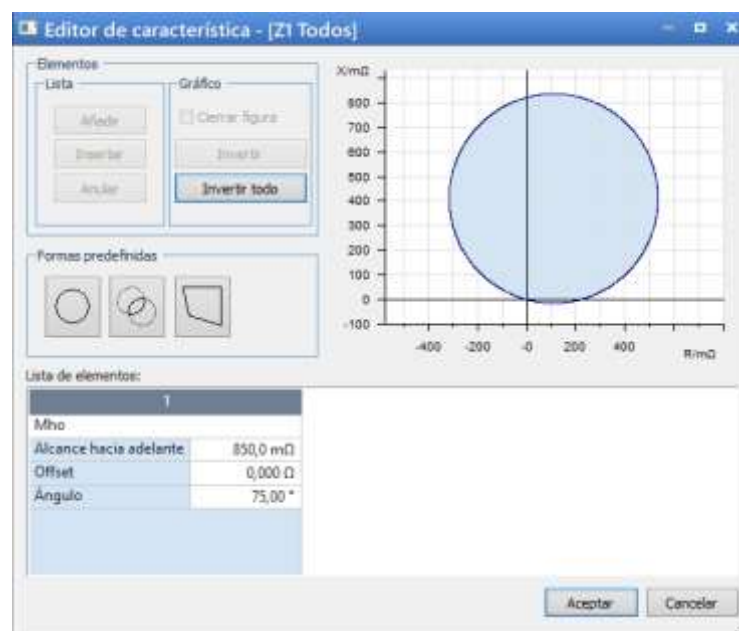


Figura 156. Configuración de característica – Función 21 – Distance. (Omicron, Software Test Universe 3.10, 2016)

La definición de parámetros de la protección de distancia en cada zona y de igual manera la configuración de la característica de operación, para este caso se ha elegido la característica MHO.

Se regresa al programa principal y se tiene la característica configurada, en la cual se pueden añadir puntos de disparo según el tipo de falla a probar (Figura 157).

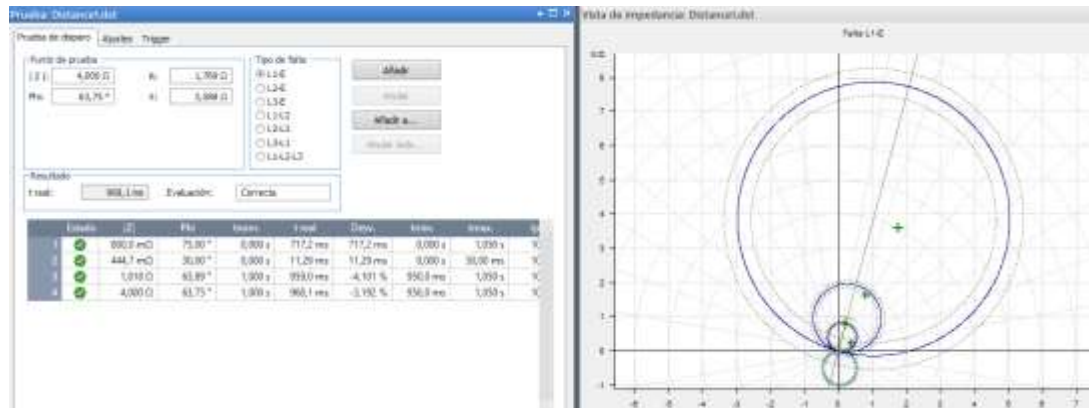


Figura 157. Definición de puntos de disparo y tipo de falla – Función 21 – Distance. (Omicron, Software Test Universe 3.10, 2016)

En el módulo Advanced Distance también se realizan pruebas de arranque y disparo (tiempos de operación) para los diferentes tipos de falla que se requieran analizar, de acuerdo con las características de operación con los alcances de impedancia que se configuren. Las pruebas de búsqueda de característica, se las realizan definiendo puntos de disparo o también realizando una secuencia de disparos, dando un valor de impedancia de origen y el ángulo característico, de tal manera seguir una línea de búsqueda específica, tal y como se observa en las Figuras 158 y 159.

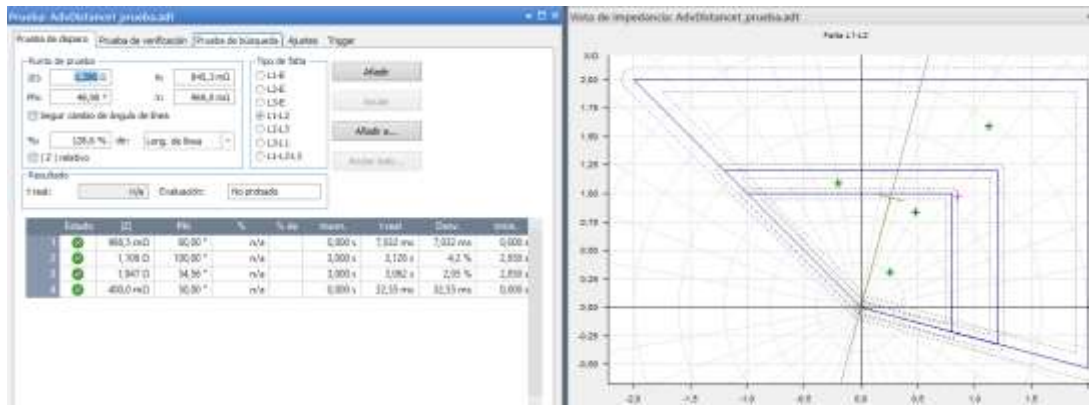


Figura 158. Definición de puntos de disparo y tipo de falla en característica Cuadrilateral – Función 21 – Advanced Distance. (Omicron, Software Test Universe 3.10, 2016)

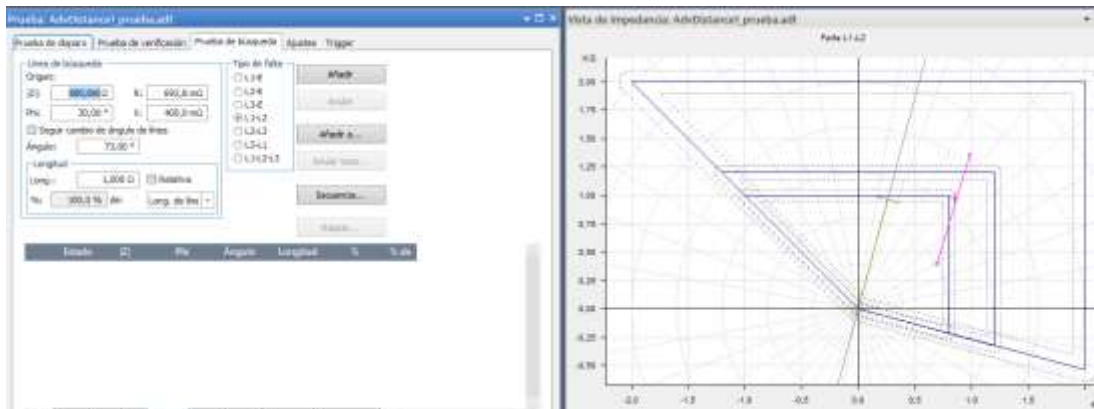


Figura 159. Definición de valores para búsqueda de característica – Función 21 – Advanced Distance. (Omicron, Software Test Universe 3.10, 2016)

6.5 Conexión de equipos.

En esta parte se indicarán las conexiones entre el equipo de pruebas CMC 356 y los IED's.

Señal de salida del módulo de prueba	Etiqueta	Terminal de conexión	CMC356 V A				CMC356 V B		CMC356 I A				CMC356 I B			
			1	2	3	N	1	N	1	2	3	N	1	2	3	N
VL1-E	V L1-E		X													
VL2-E	V L2-E			X												
VL3-E	V L3-E				X											
IL1	I(2)-1					X										
IL2	I L2							X								
IL3	I L3								X							
	I(2)-1															X
	I(2)-2															
	I(2)-3															

Figura 160. Configuración de Hardware Salidas analógicas – Test Universe – CMC 356. (Omicron, Software Test Universe 3.10, 2016)

Para configurar las salidas de generadores de corriente o tensión del equipo CMC 356, dentro de cualquier módulo del software Test Universe, se ingresa a Configuración de Hardware – Salidas analógicas. Se permite señalar con una “X” las salidas que se necesiten de cada generador, dentro del equipo de pruebas que se tenga, en este caso el CMC 356 (Figura 160).

El CMC 356 dispone de dos canales A y B de generación de corriente, con 3 salidas, cada uno en rango de 0 a 32 A, incluyendo también una cuarta salida N para corrientes que circulen por neutro – tierra. De igual manera se ofrece un canal de generación de voltaje, con 3 salidas en rango de 0 a 300V, incluyendo también Neutro (N). Existe una cuarta salida de voltaje con su respectivo neutro (N), que se calcula automáticamente como $(VL1 + VL2 + VL3) * c$, es decir el voltaje de secuencia cero u homopolar. (Omicron, CMC 356 El equipo de prueba universal de relés y de puesta en servicio., 2013)

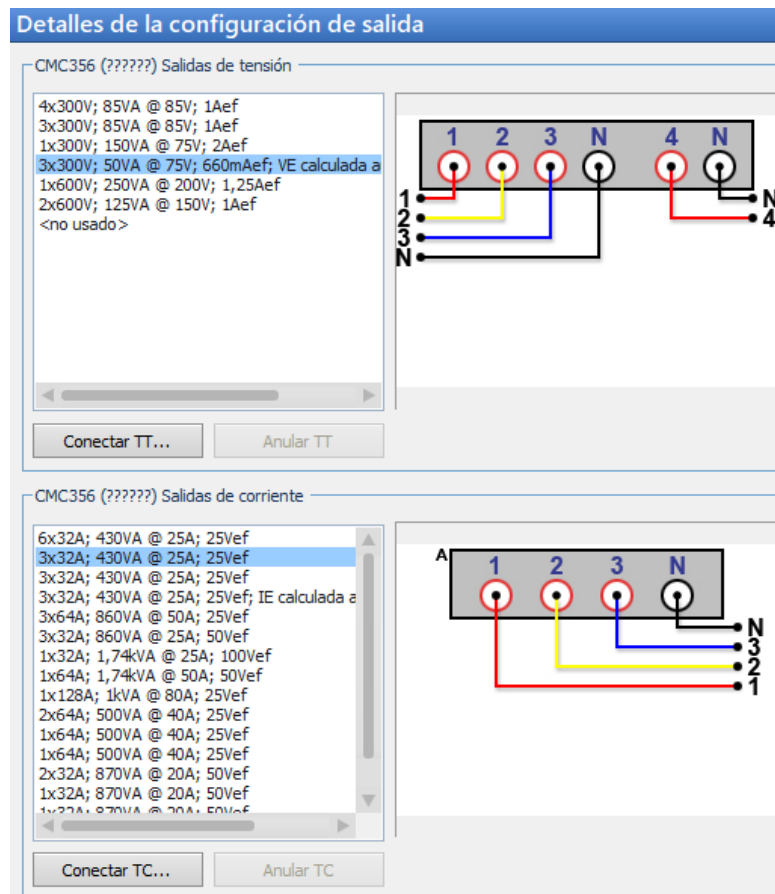


Figura 161. Detalles de la Configuración de Hardware – Test Universe. (Omicron, Software Test Universe 3.10, 2016)

Ingresando a la pestaña General – Detalles, se pueden ver las diferentes formas de conexión de salidas de corriente y voltaje del equipo CMC 356, dependiendo de la prueba que se tenga que realizar, estos detalles se indican en la Figura 161.

En lo que se refiere a señales binarias (disparo, arranque) también se dispone la posibilidad de configuración en la pestaña de Entradas binarias del equipo CMC 356.

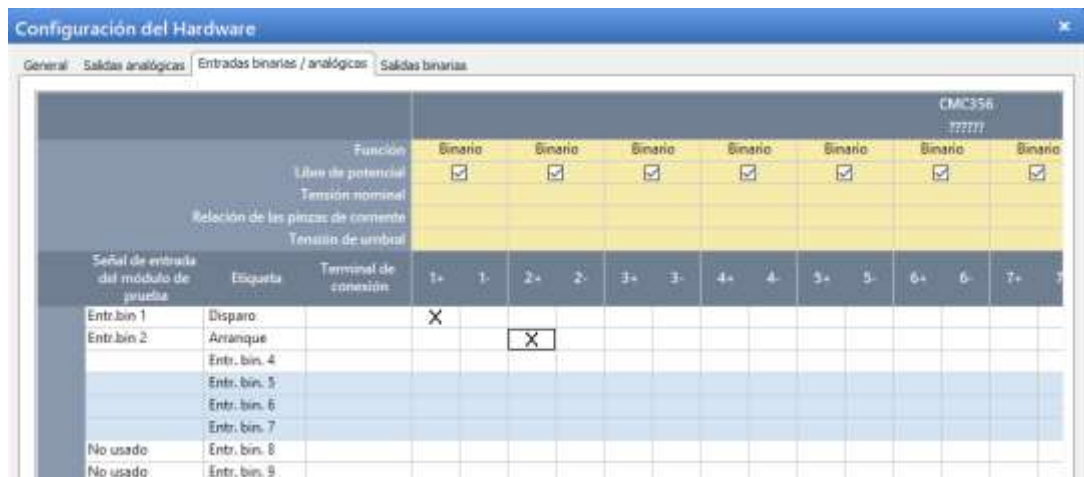


Figura 162. Configuración de Hardware Entradas binarias – Test Universe – CMC 356. (Omicron, Software Test Universe 3.10, 2016)

Se seleccionan las entradas binarias del equipo CMC 356 (10 entradas disponibles), configurando su función, es decir para señales de disparo o arranque del equipo en prueba (IED). Se define si los contactos son libres de potencial (contactos secos) o caso contrario se define la tensión a la cual se conectan (Figura 162).

El módulo Autoreclosure dispone la configuración de la señal binaria Cmd. Cerrar correspondiente a la función 79 (Recierre) la cual es importante para pruebas de dicha función.

6.5.1 Conexión de generadores de corriente – CMC 356.

De conformidad con el capítulo 5, los IED's poseen entradas analógicas de corriente, 3 entradas (IL1, IL2 e IL3) y en su mayoría tienen una cuarta entrada (I4) para detección de corriente a neutro - tierra. Para la prueba de funciones de protección de sobrecorriente no direccional, se tiene la siguiente conexión (Figura 163).

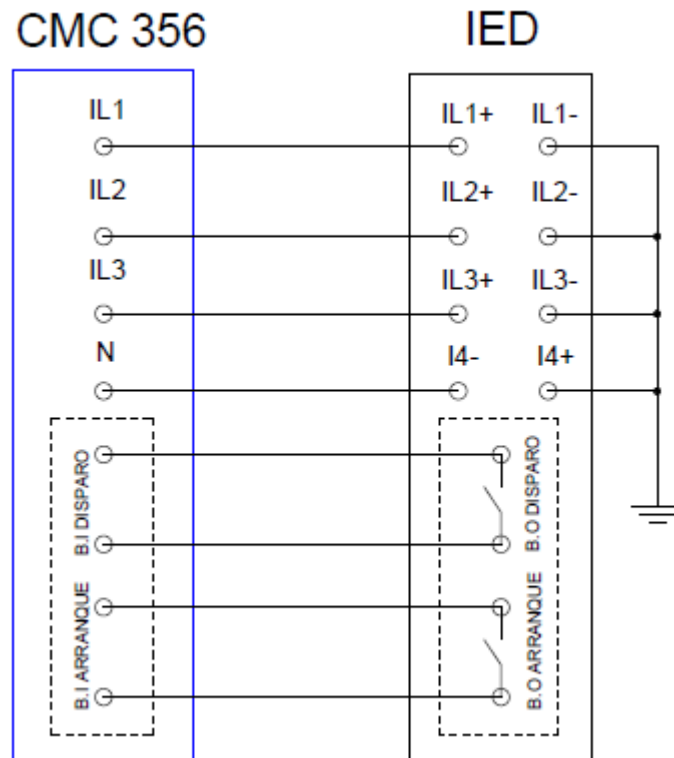


Figura 163. Conexión estándar de generadores de corriente CMC 356 con IED – Pruebas para Función 50/51. (Polo, 2017), (Elaboración propia)

Según la Figura 163, para realizar pruebas de sobrecorrientes no direccionales (funciones 50/51) con conexión estándar (estrella), se conectan las salidas del generador de corriente del equipo CMC 356 a las entradas analógicas correspondientes del IED en prueba y los bornes restantes se conectan en común hacia tierra. Para verificar arranques y disparos del equipo en prueba, se conectan las salidas binarias (B.O) hacia las entradas binarias (B.I) del equipo CMC 356.

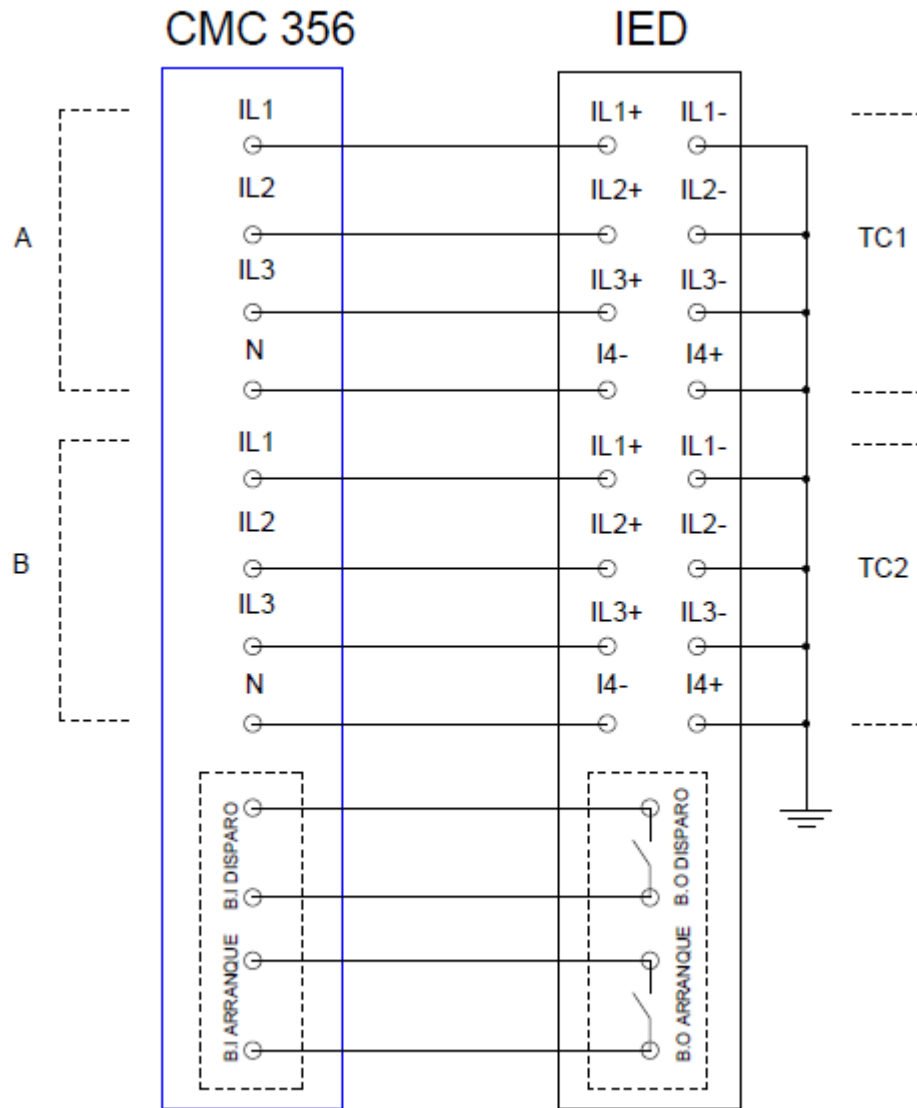


Figura 164. Conexión estándar de generadores de corriente CMC 356 con IED – Pruebas para Función 87T. (Polo, 2017), (Elaboración propia)

Para pruebas de la protección diferencial de transformador, se hace uso de los dos generadores de corriente (canal A y B) disponibles en el equipo CMC 356 conectándolos a las respectivas entradas de corriente del IED en prueba, tal y como se observa en la Figura 164.

De igual manera, para probar la función de protección diferencial de línea, se utilizan los dos generadores de corriente (canal A y B) y se tienen dos IED en prueba (uno en cada extremo de la línea de subtransmisión), estas conexiones se indican en la Figura 165.

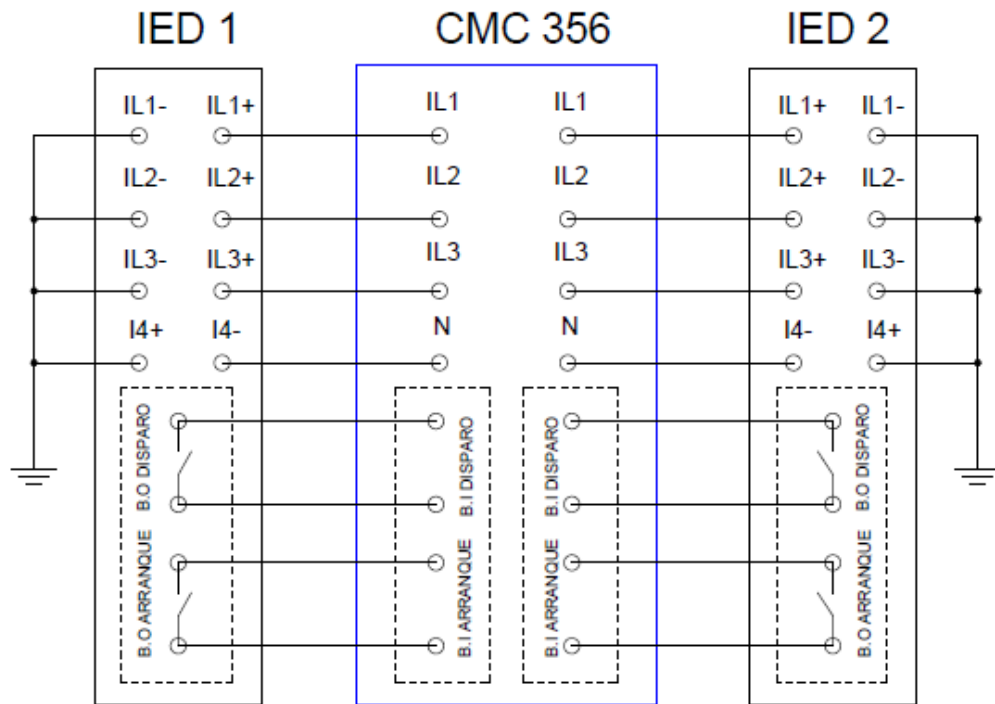


Figura 165. Conexión estándar de generadores de corriente CMC 356 con IED – Pruebas para Función 87L. (Polo, 2017), (Elaboración propia)

6.5.2 Conexión de generadores de tensión – CMC 356.

De igual forma, los IED's tienen entradas analógicas de tensión, 3 entradas (VL1, VL2 y VL3) y una cuarta entrada (V4) para medición de voltaje de secuencia cero u homopolar. Para pruebas de las funciones de protección de voltaje, se tienen las siguientes conexiones (Figura 166).

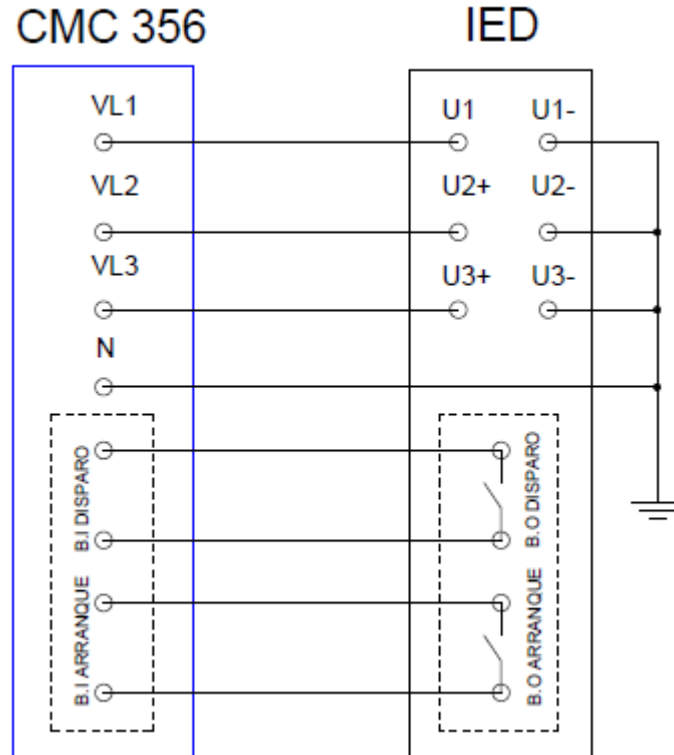


Figura 166. Conexión estándar de generadores de tensión CMC 356 con IED – Pruebas para Funciones 27-59-81-24. (Polo, 2017), (Elaboración propia)

De acuerdo con la Figura 166, para pruebas de funciones de protección de sobretensión, subtensión, subfrecuencia y sobreflujo, se realiza la conexión estándar (estrella) entre el equipo CMC 356 y el IED a probar. De igual manera se definen las salidas binarias de arranque y disparo de las protecciones a ser probadas.

Para el uso de la salida VL4 se tiene la siguiente conexión a la entrada U4 del IED en prueba (Figura 167), con esto, dicho equipo podrá realizar la medición del voltaje homopolar.

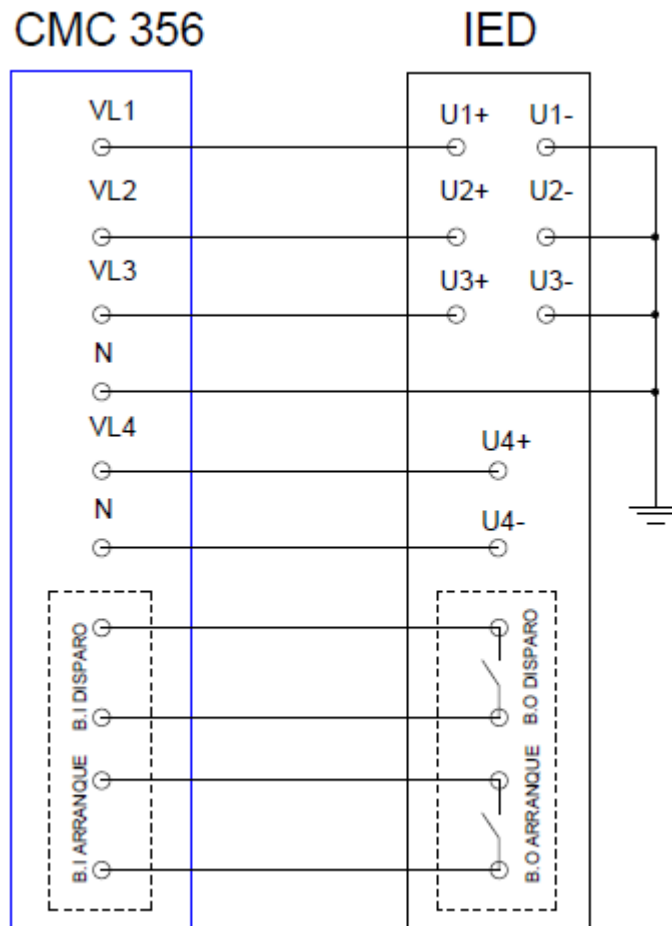


Figura 167. Conexión estándar de generadores de tensión CMC 356 con IED – Salida VL4. (Polo, 2017), (Elaboración propia)

6.5.3 Conexión de generadores de voltaje y corriente – CMC 356.

Por otro lado, para pruebas de sobrecorrientes direccionales (función 67) así como también para distancia (función 21) se requiere de conexión de generadores de voltaje y corriente.

En el software Test Universe se puede configurar la polaridad de los TC, en especial para pruebas de funciones de protección 67 y 21. Cuando se selecciona la opción Direccional, se pueden modificar los parámetros del TC, como se observa en la Figura 168.

Parámetros del relé		Elementos
Comportamiento del relé		
Comportamiento direccional:	Conexión del TT:	Conexión del pto. de estrella TC:
<input type="radio"/> No-direccional	<input checked="" type="radio"/> En equipo protegido	<input checked="" type="radio"/> A equipo protegido
<input checked="" type="radio"/> Direccional	<input type="radio"/> No en equipo protegido	<input type="radio"/> Desde equipo protegido

Figura 168. Parámetros del TC – Pruebas para función 67 – 21. (Omicron, Software Test Universe 3.10, 2016)

Si se selecciona la opción “A equipo protegido” quiere decir que la corriente fluye desde el equipo CMC 356 hacia el IED en prueba, caso contrario, si se selecciona la opción “Desde equipo protegido” la corriente fluye desde el IED hacia el equipo CMC 356. De acuerdo con estas configuraciones se puede observar en el programa principal una barra de estado, como se indica en la Figura 169. (Omicron, Software Test Universe 3.10, 2016)

↑↑	TC puesto a tierra en el lado de la línea; la corriente secundaria discurre desde la unidad de prueba CMC al equipo en prueba.
↑↓	TC puesto a tierra en la barra; la corriente secundaria discurre desde el equipo en prueba a la unidad de prueba CMC.

Figura 169. Barra de estado que indica el sentido de la Corriente - Pruebas para función 67 - 21 (Omicron, Software Test Universe 3.10, 2016)

Se realiza la conexión estándar (estrella) tanto para entradas de voltaje como para corriente. La protección de distancia puede tener dos señales de disparo, esto para comandar a interruptores ubicados en cada extremo de la línea de subtransmisión. Estas conexiones se detallan en la Figura 170.

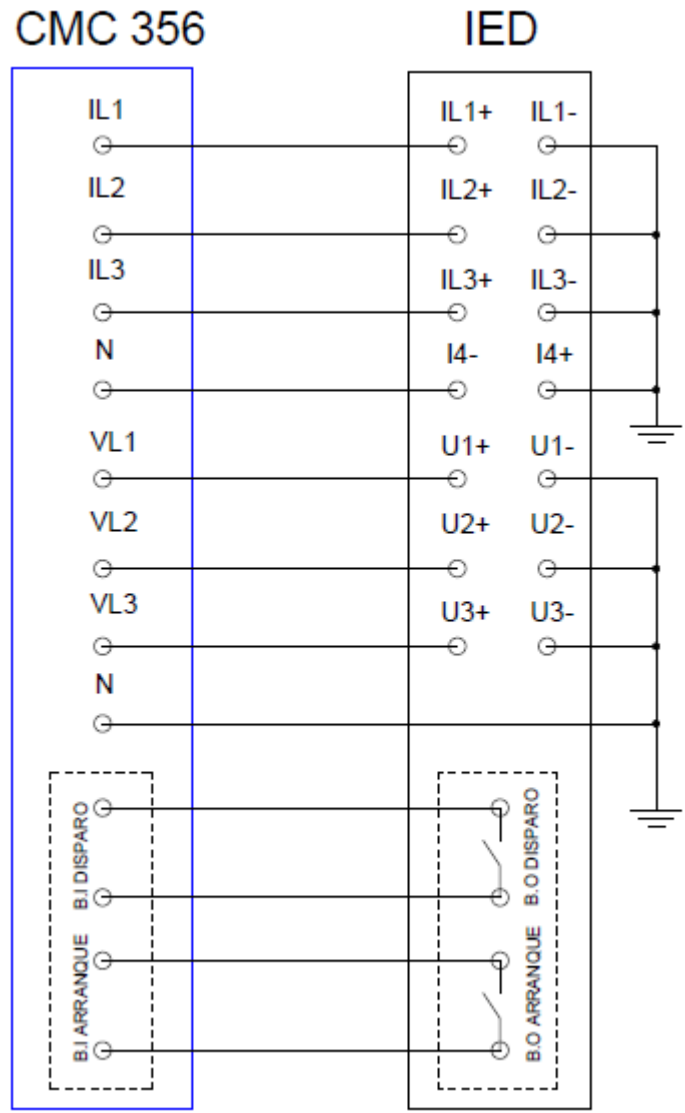


Figura 170. Conexión estándar de generadores de tensión y corriente CMC 356 con IED – Pruebas para Funciones 67-21. (Polo, 2017), (Elaboración propia)

CAPÍTULO 7. DISEÑO DE TABLERO DE PRUEBAS.

7.1 Revisión de la Norma Técnica Ecuatoriana NTE INEN 2568:2010 (Tableros, Gabinetes, Cajas de paso de alumbrado, Racks y Accesorios de Rack)

La norma NTE INEN 2568:2010 proporciona los requisitos que deben cumplir:

- Tableros. (INEN, 2010)
- Gabinetes livianos y pesados. (INEN, 2010)
- Cajas de paso. (INEN, 2010)
- Racks abiertos y cerrados y sus accesorios. (INEN, 2010)
- Cajas de alumbrado. (INEN, 2010)

A continuación, se dan algunas definiciones importantes según la norma:

- Tablero: Es una estructura en donde se alojan los equipos eléctricos y electrónicos destinados a determinados procedimientos o actividades, tales como automatización, pruebas, etc. Dicho tablero puede tener puertas, paneles, que pueden ser o no removibles. (INEN, 2010)
- Rack: Básicamente es un armario en donde se montan elementos y equipos eléctricos y electrónicos. (INEN, 2010)
- Rack cerrado: Armario en donde se montan equipos y elementos eléctricos y electrónicos. Poseen puertas y paneles que según diseño pueden o no ser removibles. (INEN, 2010)
- Rack abierto: Similar a la definición anterior, con la diferencia que de estas estructuras no poseen puertas. (INEN, 2010)

La norma NTE INEN 2568:2010 utiliza los siguientes términos para la descripción física de una estructura, como por ejemplo un rack cerrado, lo cual se indica en la Figura 171.

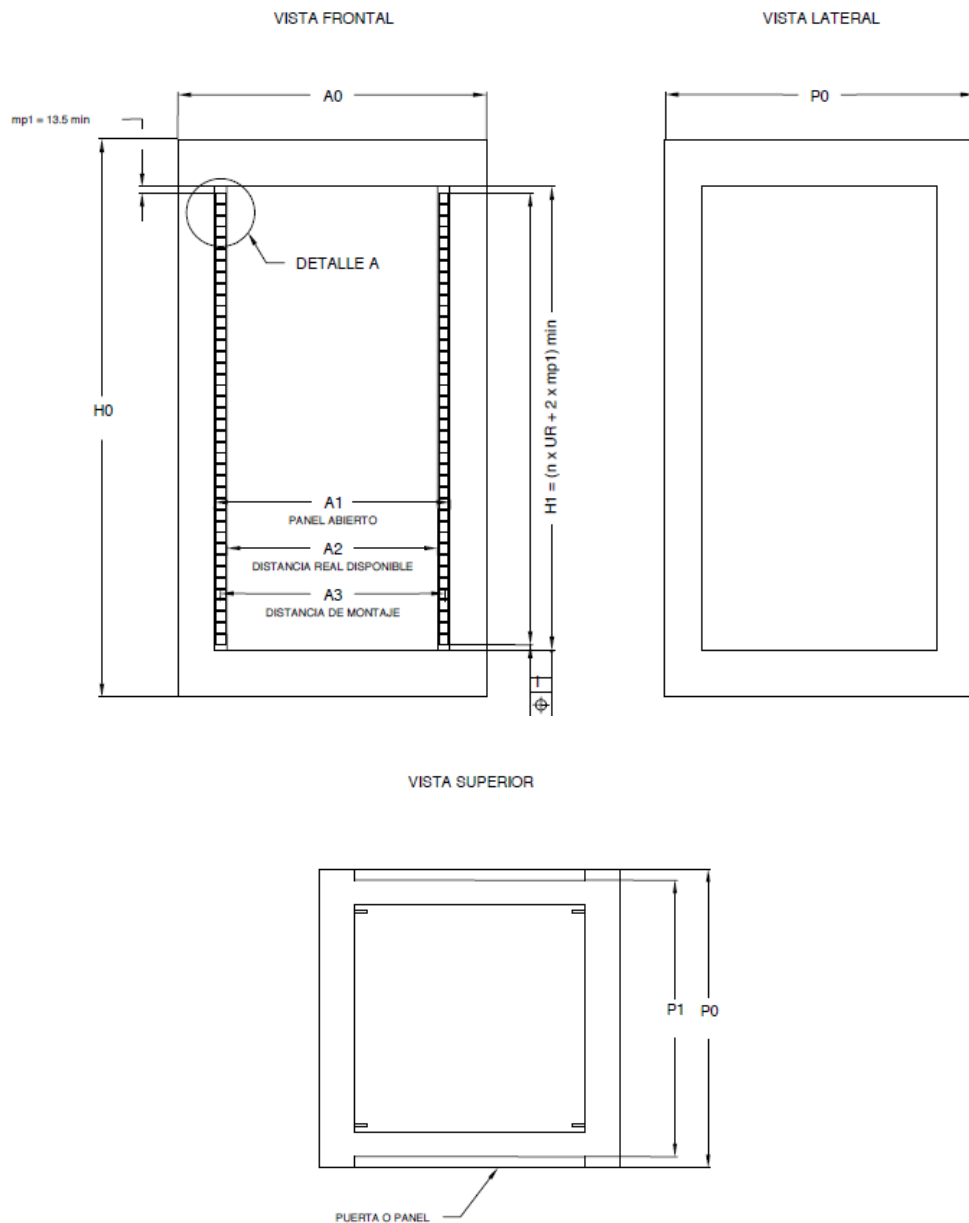


Figura 171. Distancias, alturas y profundidades de rack cerrado. (INEN, 2010)

De acuerdo con la Figura 171, se especifican las diferentes medidas de un rack cerrado. Dichos datos son dados por los fabricantes en base a la norma. Con conocimiento de las respectivas medidas de Ancho ($A1$, $A2$ y $A3$), Alto ($H0$, $H1$) y Profundidad ($P0$ y $P1$) se puede proceder a la ubicación de equipos y elementos en el rack, que serán destinados a un proceso o funcionamiento determinado. (INEN, 2010)

7.2 Diseño de tablero de pruebas para Alimentadores primarios.

El tablero dispondrá de los siguientes equipos: IED Siemens 7SJ85 (Cabecera S/E) – PCD ABB (Reconectador Aguas abajo del alimentador) – IED Siemens 7SR224 Argus (Transferencia de carga automática). Básicamente se tiene el esquema de filosofía de protecciones de alimentadores primarios, indicado en el capítulo 4.

7.2.1 Diseño Físico del Tablero.

El Departamento DSC de la Empresa Eléctrica Regional CENTROSUR C.A dispone de un rack cerrado (Rack BEACOUPE – Electro Control) en el cual serán montados los equipos a probar (IED) con sus respectivos paneles frontales. De igual manera en dicho rack se instalarán los demás componentes o elementos, tales como rieles DIN, relés, breakers, fuentes de alimentación, borneras, como se observa en la Figura 172.



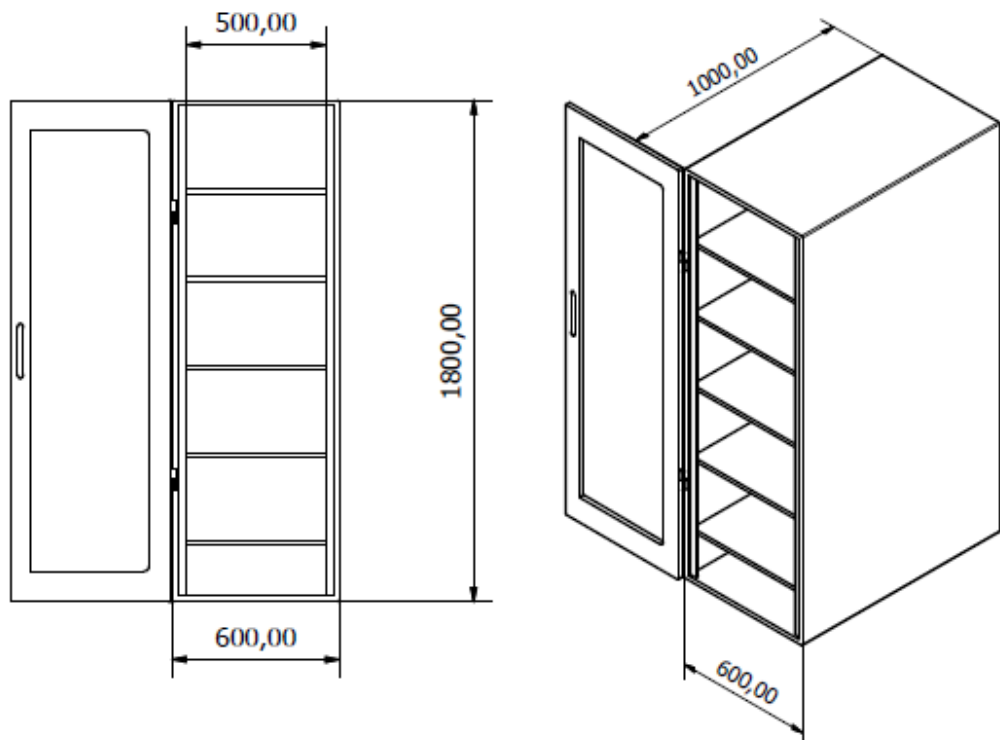


Figura 172. Rack cerrado disponible en CENTROSUR – Vista frontal y lateral. (Elaboración propia).

Las medidas especificadas en la Figura 172 están en milímetros (altura, ancho y profundidad del rack).

7.2.1.1 Diseño de paneles frontales y disposición de equipos.

Los paneles frontales permitirán las conexiones entre los equipos IED's y el equipo de prueba CMC 356. Por lo tanto, en estos paneles se incluyen los módulos de entradas analógicas (tensión y corriente), entradas binarias y salidas binarias, de igual manera se disponen los módulos de interruptor (contactos 52a y 52b) para cada equipo. Dentro de los módulos de Entradas Analógicas, se incluyen borneras de tierra para realizar la conexión estrella. En las Figuras 173, 174 y 175 se detallan dichos paneles.

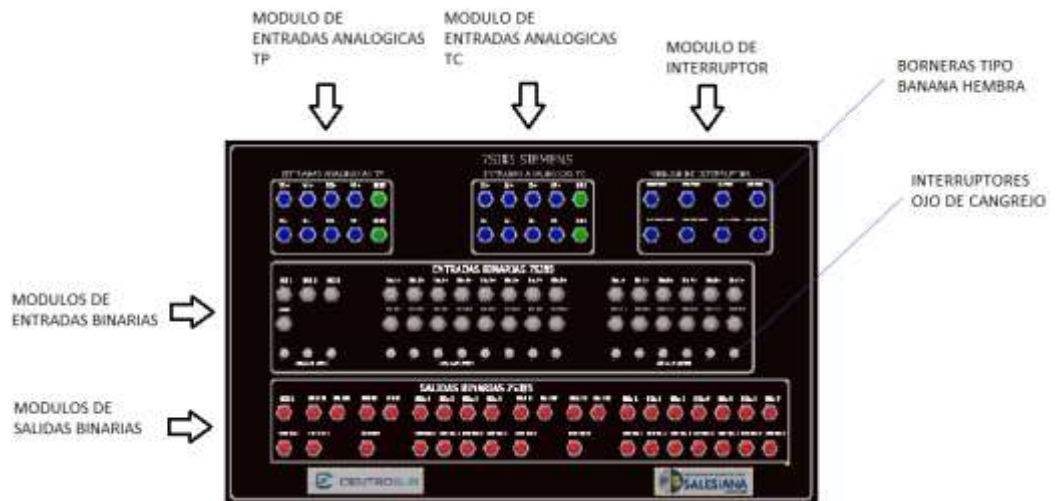


Figura 173. Panel frontal para IED 7SJ85. (Elaboración propia)

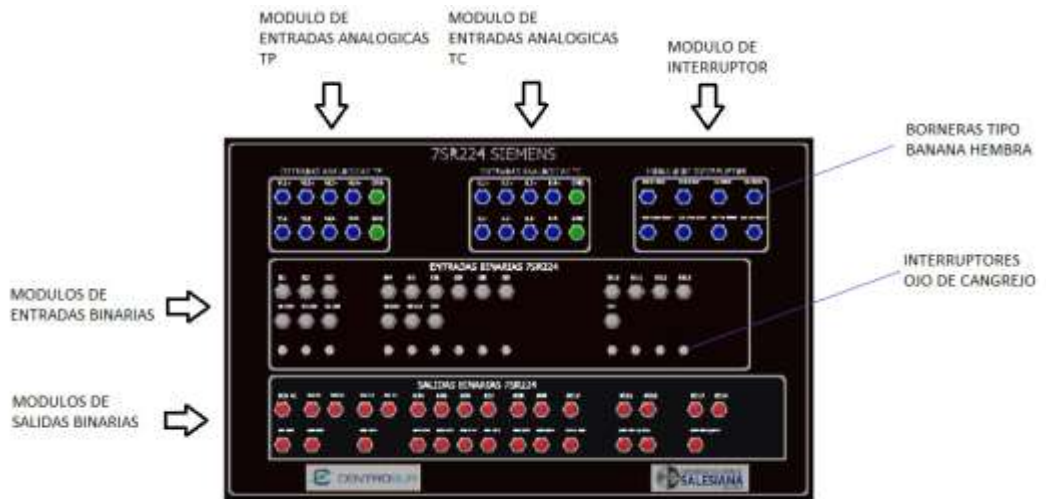


Figura 174. Panel frontal para IED 7SR224. (Elaboración propia)

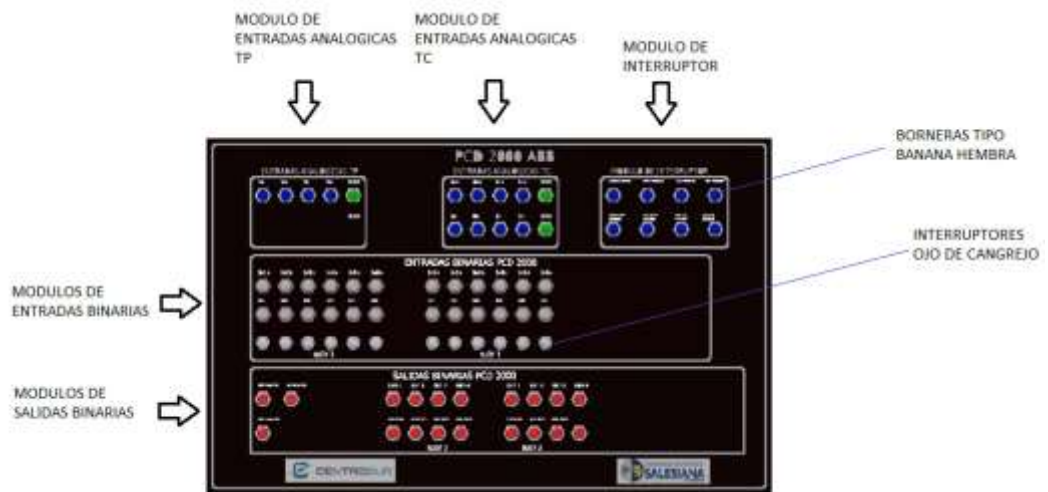


Figura 175. Panel frontal para IED PCD 2000. (Elaboración propia)

Los elementos que se incluyen en los paneles frontales son:

- Borneras tipo banana hembra para cada módulo.
- Interruptores ojo de cangrejo para cada una de las entradas binarias (activación/desactivación).

Las medidas de los paneles frontales se indican en los ANEXOS 10, 11 y 12 respectivamente.

La disposición de equipos y paneles frontales en el rack, se indica a continuación en la Figura 176.

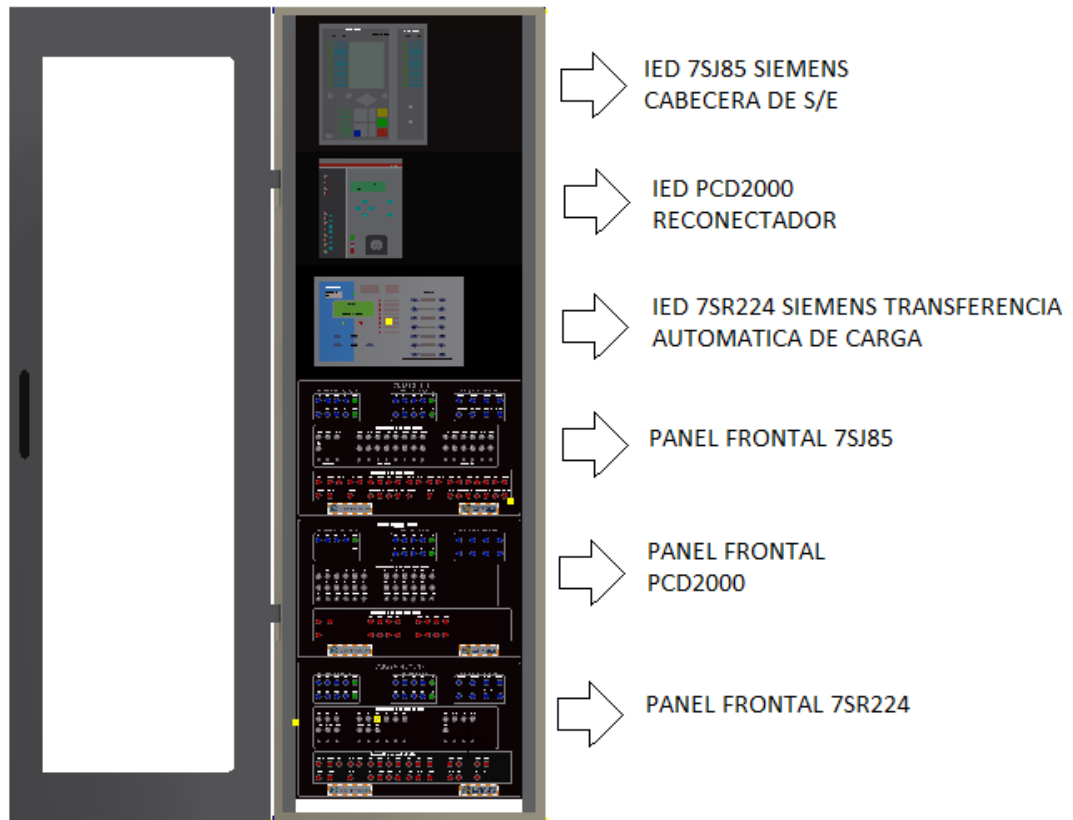


Figura 176. Disposición de equipos y paneles frontales – Tablero de alimentadores primarios.
(Elaboración propia)

Según la Figura 176, los IED van ubicados en la parte superior izquierda como se observa, seguido se encuentran los paneles frontales para cada uno de ellos.

Nota: Los planos de disposición de elementos y equipos que van instalados en la parte trasera del rack se encuentran adjuntos a este documento (ANEXO 11 del documento adjunto).

7.2.1.2 Lista de equipos, elementos y materiales según su ubicación y función.

Los equipos, materiales y elementos se detallan en la Tabla 46.

Tabla 46. Equipos, elementos y materiales según su ubicación y función – Tablero de alimentadores primarios. (Elaboración propia)

Equipo/Elemento.	Ubicación/montaje Rack.	Función.
IED 7SJ85 Siemens	Paneles frontales	Equipo para pruebas.
IED PCD 2000 ABB	Paneles frontales	Equipo para pruebas.
IED 7SR224 Siemens	Paneles frontales	Equipo para pruebas.
Borneras tipo banana hembra.	Paneles frontales	Conexión de entradas analógicas de tensión/corriente, entradas/salidas binarias hacia el equipo CMC 356.
Interruptor ojo de cangrejo.	Paneles frontales	Activación/Desactivación de entradas binarias de cada IED, ofreciendo la posibilidad de probar con una tensión determinada o con el equipo CMC 356.
Rieles DIN.	Parte trasera del rack.	Montaje de equipos y elementos.
Relés 11 pines - 3 contactos – 110VDC / base para	Riel DIN – Parte trasera del rack.	Circuito de módulo de interruptor (contactos 52a y 52b)

riel DIN.		
Fuentes DC– 96VDC (2 fuentes de 48VDC en serie).	Riel DIN – Parte trasera del rack.	Alimentación de IED. Circuito de módulo de interruptor (2 relés). Circuito de entradas binarias.
Breakers AC.	Riel DIN – Parte trasera del rack.	Protección de equipos y elementos conectados a AC.
Breakers DC.	Riel DIN – Parte trasera del rack.	Protección de equipos y elementos conectados a DC.
Borneras de paso.	Riel DIN – parte trasera del rack.	Conexión de los conductores provenientes fuentes, equipos, etc. Evitar la elaboración de empalmes entre conductores.
Conductores.	Canaletas – Parte trasera del rack.	Conexión entre equipos y elementos.
Terminales tipo pin y tipo ojo.	Conductores	Facilitar la conexión entre el conductor y los equipos.
Canaletas plásticas.	Riel DIN – parte trasera – Parte trasera del rack	Alojamiento de conductores
Correas plásticas.	Conductores – Parte trasera del rack.	Amarre de cables
Sujetadores para	Riel DIN.	Fijar riel DIN al rack.

Riel DIN.		
Cinta etiquetadora.	Conductores	Etiquetado de cables.
Cinta helicoidal.	Conductores	Organización de conductores.
Barra de cobre.	Parte lateral inferior del rack.	Puesta a tierra general.

7.2.2 Diseño Eléctrico del Tablero.

Nota: Los planos eléctricos se encuentran adjuntos a este documento (Plano 1 al 55 del documento adjunto – Tablero de Alimentadores).

7.2.2.1 Datos técnicos de IED's.

Según los ANEXOS 4, 7 y 8, en donde se presentan los datos técnicos de alimentación de los equipos, tenemos la Tabla 47.

Tabla 47. Datos de consumo generales de IED's – Tablero de alimentadores primarios. (Siemens, SIPROTEC 5 Protección de Sobreintensidad 7SJ85), (ABB, PCD Aparato de Control de Potencia), (Siemens, Reyrolle 7SR224 Argus), (Elaboración propia)

IED.	Tensión de Alimentación.	Consumo total del equipo.	Corriente máxima de consumo.
Siemens 7SJ85	96 VDC	16 W	0.16A
ABB PCD 2000	120 VAC	20.4 VA	0.17A
Siemens 7SR224	96 VDC	7.5 W	0.078A

Según los ANEXOS 4, 7 y 8, en donde se presentan los datos técnicos de las entradas binarias, tenemos la Tabla 48.

Tabla 48. Datos de consumo de entradas binarias IED's – Tablero de alimentadores primarios.
 (Siemens, SIPROTEC 5 Protección de Sobreintensidad 7SJ85), (ABB, PCD Aparato de Control de Potencia), (Siemens, Reyrolle 7SR224 Argus), (Elaboración propia)

IED.	Tensión de conexión.	Número de entradas binarias.	Corriente máxima de consumo por entrada binaria.	Consumo total.	Corriente máxima de consumo.	Características
Siemens 7SJ85	96VDC	17	1.8mA	2.94 W	0.031A	No especificado.
ABB PCD 2000	96VDC	12	2.91mA	3.35 W	0.035A	Entradas optoacopladas.
Siemens 7SR224	96VDC	13	1.5mA	1.87 W	0.019A	No especificado.

Según los ANEXOS 4, 7 y 8, en donde se presentan los datos técnicos de las salidas binarias, tenemos la Tabla 49.

Tabla 49. Datos de salidas binarias IED's - Tablero de alimentadores primarios. (Siemens, SIPROTEC 5 Protección de Sobreintensidad 7SJ85), (ABB, PCD Aparato de Control de Potencia), (Siemens, Reyrolle 7SR224 Argus), (Elaboración propia)

IED.	Tensión de conexión.	Número de salidas binarias.	Corriente admisible – contacto conectado a bobina de relé.	Características
Siemens 7SJ85	96VDC	16	5A	Relé estándar tipo S. Relé rápido tipo F.
ABB PCD 2000	96VDC	8	5A	No especificado.
Siemens 7SR224	96VDC	14	5A	No especificado.

Los datos correspondientes a los módulos de Entradas Analógicas de corriente y tensión de cada IED se especifican de igual manera en los ANEXOS 4, 7 y 8.

7.2.2.2 Datos técnicos de elementos de paneles frontales.

Las borneras tipo banana hembra (ANEXO 32) servirán para realizar las respectivas conexiones entre los diferentes módulos de los IED's y el equipo de pruebas CMC 356 o módulo de interruptor.

Los interruptores ojo de cangrejo (ANEXO 32) serán utilizados para la Activación/Desactivación de entradas binarias. Para la una posición del interruptor ojo de cangrejo se permite activar la entrada binaria y en la otra posición se permite recibir señales del equipo CMC 356.

7.2.2.3 Datos técnicos de Relés 11 pines - 3 contactos - Circuito de Módulo de Interruptor.

El módulo de interruptor permite conocer los estados (abierto y cerrado) de un interruptor de potencia a través de dos contactos (52a y 52b). Se tienen dos bobinas que permiten la apertura o el cierre del interruptor (señal de disparo o señal de cierre) y cuando se da esto, se tienen dos contactos 52a y 52b que dan a conocer dichos estados del interruptor. A continuación, en la Tabla 50, se muestran los posibles estados lógicos de dichos contactos.

Tabla 50. Estados lógicos de contactos de interruptor – 52a y 52b. (Elaboración propia)

Estado de Contacto 52a	Estado de Contacto 52b	Estado del Interruptor
0	0	Indeterminado
0	1	Abierto
1	0	Cerrado
1	1	Indeterminado

Las señales correspondientes a los contactos 52a y 52b se pueden enviar a determinadas entradas binarias del IED, con esto el equipo determina una apertura o un cierre del interruptor.

Los elementos utilizados para implementar este circuito son relés de 3 contactos, los cuales se detallan en el ANEXO 32.

Nota: Adjunto a este documento, se encuentran los respectivos planos del circuito de módulo de interruptor para cada IED (Plano 16, 35 y 52 - Tablero de Alimentadores primarios).

Los datos técnicos de los relés mencionados en función del diseño se especifican en la Tabla 51.

Tabla 51. Consumo de bobinas de Relé Relpol R15 por IED – Tablero de alimentadores primarios.
(Relpol), (Elaboración propia)

IED.	Tensión de conexión.	Número de relés en función de módulos de interruptor.	Corriente máxima de consumo por bobina.	Consumo total.	Corriente máxima de consumo.
Siemens 7SJ85	96VDC	2	16mA	3.072 W	0.032A
ABB PCD 2000	96VDC	2	16mA	3.072 W	0.032A
Siemens 7SR224	96VDC	2	16mA	3.072 W	0.032A

7.2.2.4 Datos técnicos de fuentes DC.

Las fuentes VDC (ANEXO 34) serán destinadas para la alimentación de IED's y de los circuitos de módulo de interruptor (96VDC - 2 fuentes de 48VDC en serie).

7.2.2.5 Dimensionamiento de Breakers AC y DC.

El dimensionamiento de los Breakers se realiza bajo el criterio dado por la norma NEC – 210.20, en la cual el valor de corriente del breaker se calcula multiplicando la corriente nominal o de carga por 1.25 (factor de seguridad).

Los breakers termomagnéticos AC se dimensionan según los valores de corriente determinados con anterioridad, por lo tanto, se tienen las Tablas 52 y 53.

Tabla 52. Corrientes nominales o de carga – Breakers AC – Tablero de alimentadores primarios.
(Elaboración propia)

Nombre Breaker.	Equipos/Elementos protegidos.	Corriente máxima de consumo de equipos/elementos protegidos.
01QA1C – Breaker Principal.	Mando principal.	10.37 A
02QA3B – Fuente serie 48 VDC - 1	Fuente 48VDC - 1	5.1 A
02QA5B – Fuente serie 48 VDC - 2	Fuente 48VDC - 2	5.1 A
42QA3B – Alimentación PCD 2000	IED PCD 2000	0.17 A

Tabla 53. Características de los Breakers AC – Tablero de alimentadores primarios. (Elaboración propia)

Nombre Breaker.	Corriente Breaker 1.25 * In.	Valor comercial Breaker – corriente.	Tensión de máxima operación según fabricante.	Tensión de conexión	Número de polos.
01QA1C – Breaker Principal.	12.96 A	16A	230 VAC	120VAC	1
02QA3B – Fuente serie 48 VDC - 1	6.38 A	6A	230 VAC	120VAC	1
02QA5B – Fuente serie 48 VDC - 2	6.38 A	6A	230 VAC	120VAC	1
42QA3B – Alimentación PCD 2000	0.21 A	1A	230 VAC	120VAC	1

Para el dimensionamiento de los Breakers DC se toma en cuenta los valores de corriente determinados anteriormente, por lo tanto, se tienen las Tablas 54 y 55.

Tabla 54. Corrientes nominales o de carga – Breakers DC – Tablero de alimentadores primarios.
(Elaboración propia)

Nombre Breaker.	Equipos/Elementos protegidos.	Corriente máxima de consumo de equipos/elementos protegidos.
03QA6B – Entradas/Salidas 7SJ85	Circuito de entradas/salidas binarias (circuito de módulo de interruptor) IED 7SJ85	0.063A
24QA6B – Entradas/Salidas 7SR224	Circuito de entradas/salidas binarias (circuito de módulo de interruptor) IED 7SR224	0.051A
42QA6B – Entradas/Salidas PCD 2000	Circuito de entradas/salidas binarias (circuito de módulo de interruptor) IED PCD 2000	0.067A
02QA3D – Breaker principal 96VDC	Mando principal 96VDC.	0.42A
03QA3B – Alimentación 7SJ85	IED 7SJ85	0.16A
24QA3B – Alimentación 7SR224	IED 7SR224	0.078A

Tabla 55. Características de los Breakers DC – Tablero de alimentadores primarios. (Elaboración propia)

Nombre Breaker.	Corriente Breaker 1.25 * In.	Valor comercial Breaker.	Tensión de máxima operación según fabricante.	Tensión de conexión.	Número de polos.
03QA6B – Entradas/Salidas 7SJ85	0.079A	1A	250VDC	96VDC	1
24QA6B – Entradas/Salidas 7SR224	0.064A	1A	250VDC	96VDC	1
42QA6B – Entradas/Salidas PCD 2000	0.084A	1A	250VDC	96VDC	1
02QA3D – Breaker principal 96VDC	0.53A	1A	250VDC	96VDC	1
03QA3B – Alimentación 7SJ85	0.2A	1A	250VDC	96VDC	1
24QA3B – Alimentación 7SR224	0.098A	1A	250VDC	96VDC	1

7.2.2.6 Dimensionamiento de conductores.

El conductor que se elija debe tener un valor de corriente superior a la corriente nominal del breaker termomagnético, de esta manera se asegura la protección del conductor en caso de sobrecargas y cortocircuitos.

A continuación, se citan los números AWG o calibres de conductor para la posterior elección (Tabla 56).

Tabla 56. Datos de conductores AWG. (*AmericanWireGaugeStandard*)

Número AWG.	Capacidad de conducción (A).
8	24
10	15
12	9.5
14	6
16	3.7
18	2.5
20	1.6
22	0.92
24	0.58

En la Tabla 57 se determina el calibre de conductor por circuito.

Tabla 57. Determinación de calibre de conductor AWG – Tablero de alimentadores primarios.

(Elaboración propia)

Circuito.	Corriente máxima de consumo – Inominal.	Número AWG conductor.
Circuito Principal – 120VAC	10.37A	10
Circuito de Fuente Serie 48 VDC - 1	5.1A	14
Circuito de Fuente Serie 48 VDC - 2	5.1A	14
Circuito de alimentación IED PCD 2000	0.17A	14
Circuito de entradas/salidas binarias IED 7SJ85	0.063A	18
Circuito de entradas/salidas binarias IED 7SR224	0.051A	18
Circuito de entradas/salidas binarias IED PCD 2000	0.067A	18
Circuito principal 96VDC	0.42A	14
Circuito de alimentación IED 7SJ85	0.16A	14
Circuito de alimentación IED 7SR224	0.078A	14

Los valores seleccionados anteriormente (Tabla 57) están basados en la recomendación por parte del tutor del Departamento de Supervision y Control de la Centrosur, que el calibre mínimo utilizado en tableros es 18 AWG (utilizado para circuitos de entradas y salidas binarias). De igual manera en base a recomendaciones, para la alimentación de los equipos se eligió el calibre 14 AWG.

Por recomendación del tutor del Departamento de Supervisión y Control de la CENTROSUR, los conductores para el circuito de entradas analógicas de tensión y corriente serán de calibre 12 AWG

Nota: El esquema de cargas se encuentra adjunto a este documento (Plano 55 del documento adjunto – Tablero de Alimentadores Primarios).

7.2.2.7 Datos técnicos de borneras de paso.

Lo datos técnicos de borneras de paso Phoenix Contact se detallan en el ANEXO 33.

7.2.3 Presupuesto.

De acuerdo con los equipos y elementos presentados en el inciso 7.2.1.2, se tiene el siguiente presupuesto (Tabla 58) del tablero a implementar.

Tabla 58. Presupuesto – Tablero de Alimentadores primarios. (Elaboración propia – Consulta a proveedores)

Material/Elemento.	Cantidad	Precio Unitario (\$)	Total (\$)
Borneras tipo banana hembra.	320	1,2	384
Interruptor ojo de cangrejo - 6 pines.	50	0,5	25
Riel DIN 2m.	10	2,65	26,5
Relpol - Relé 11 pines - 3 contactos – 110VDC / base para riel DIN.	6	15	90
Breaker 16 A AC.	1	10,2	10,2
Breaker 6 A AC.	2	9,78	19,56
Breaker 1 A AC.	1	9,78	9,78
Breaker 1A DC.	6	9,78	58,68
Borneras de paso.	378	0,64	241,92
Cable 18AWG (m).	800	0,22	176
Cable 14AWG (m).	100	0,35	35
Cable 12AWG (m).	200	0,45	90
Cable 10AWG (m)	20	0,75	15
Terminales tipo pin y tipo ojo 12 AWG - 14 AWG	300	0,1	30
Terminales tipo pin y tipo ojo 18AWG	600	0,09	54
Canaletas plásticas 40x60mm 2m ranurada.	7	10,25	71,75
Correas plásticas.	200	0,033	6,6
Sujetadores para Riel DIN tornillo punta broca.	100	0,0266	2,66
Cinta etiquetadora de conductor.	2	40	80
Cinta helicoidal (funda 10m).	2	8	16

Barra de cobre para puesta a tierra - 15 perforaciones.	1	20	20
Paneles frontales - acrílico.	6	250	250
		Total (\$):	1712,65

Los equipos y el rack disponibles en el laboratorio son los que se indican en la Tabla 59.

Tabla 59. Equipos y rack disponibles en laboratorio – Tablero de Alimentadores primarios.
(Elaboración propia – Consulta a personal de CENTROSUR)

Equipo/Rack.	Cantidad
IED 7SJ85 Siemens	1
IED PCD 2000 ABB	1
IED 7SR224 Siemens	1
Fuentes Phoenix Contact DC– 96VDC (2 fuentes de 48VDC en serie).	2
Rack cerrado BEACOUPElectro Control	1

7.2.4 Pruebas de tablero implementado.

Se realizaron pruebas a cada uno de los equipos que conforman el tablero de alimentadores primarios, utilizando el equipo de pruebas CMC 356 de OMICRON y el software Test Universe.

IED 7SJ85 Siemens:

- Prueba de medición de tensión y corriente (entradas analógicas).
- Prueba de entradas binarias utilizando los interruptores ojo de cangrejo y módulo de interruptor (contactos 52a y 52b).
- Prueba de salidas binarias utilizando módulo de interruptor (apertura y cierre) y entradas binarias de equipo CMC 356.
- Prueba de función de protección de sobrecorriente direccional 67/67N.
- Prueba de función de protección de sobrecorriente con retardo de tiempo 51/51N e instantáneas 50/50N.
- Prueba de funciones de protección de sobretensión 59 y subtensión 27.
- Prueba de función de protección de baja frecuencia 81U.
- Prueba de función de protección de recierre 79.

IED PCD ABB:

- Prueba de medición de tensión y corriente (entradas analógicas).
- Prueba de entradas binarias utilizando los interruptores ojo de cangrejo y módulo de interruptor (contactos 52a y 52b).
- Prueba de salidas binarias utilizando módulo de interruptor (apertura y cierre) y entradas binarias de equipo CMC 356.
- Prueba de función de protección de sobrecorriente con retardo de tiempo 51/51N e instantáneas 50/50N.
- Prueba de función de protección de recierre 79.

IED 7SR224 Siemens:

- Prueba de medición de tensión y corriente (entradas analógicas).
- Prueba de entradas binarias utilizando los interruptores ojo de cangrejo y módulo de interruptor (contactos 52a y 52b).
- Prueba de salidas binarias utilizando módulo de interruptor (apertura y cierre) y entradas binarias de equipo CMC 356.
- Prueba de función de protección de sobrecorriente con retardo de tiempo 51/51N e instantáneas 50/50N.
- Prueba de función de protección de recierre 79.

Las pruebas se detallan en los ANEXOS 17 al 28.

7.3 Diseño de tablero para Transformadores de subestación.

El tablero dispondrá de los siguientes equipos utilizados para protección de transformadores de subestación: IED Schneider Electric MICOM P643 e IED ABB RET 670. Básicamente se tiene el esquema de filosofía de protecciones de transformadores de subestación, indicado en el capítulo 4.

7.3.1 Diseño físico del tablero.

El rack cerrado que se indicó en el inciso 7.2.1, es el que se utilizará en el presente diseño de tablero para transformadores de subestación. De igual manera, en dicho rack se realizará el montaje de equipos y elementos necesarios.

7.3.1.1 Diseño de paneles frontales y disposición de equipos.

En base a lo indicado en el inciso 7.2.1.1, para pruebas con el equipo CMC 356, los paneles frontales incluyen los módulos de entradas analógicas (tensión y corriente), entradas binarias y salidas binarias, además se dispone de dos módulos de interruptor (contactos 52a y 52b) por cada panel, es decir por cada equipo, ya que de acuerdo con la filosofía de protección de transformadores se tiene un interruptor en la parte de alta tensión y un interruptor en la parte de media tensión (devanados primario y secundario). Los paneles para cada IED se detallan en las Figuras 177 y 178.

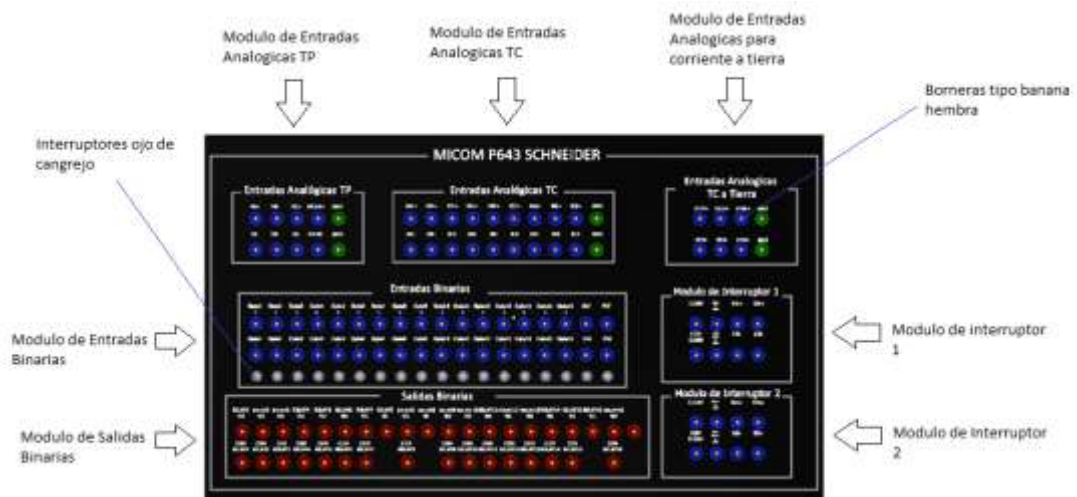


Figura 177. Panel frontal para IED MICOM P643. (Elaboración propia)

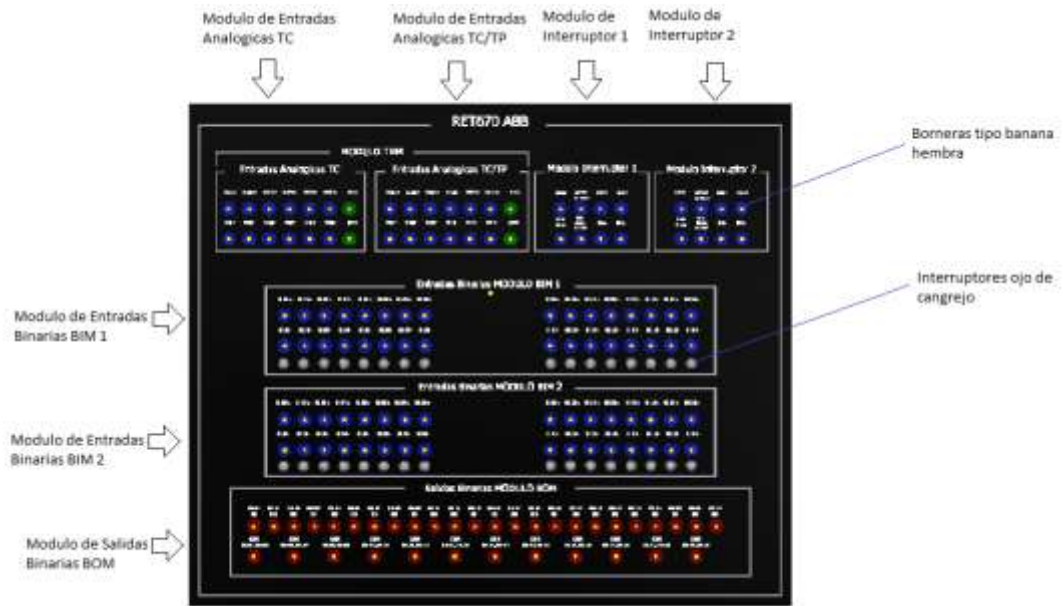


Figura 178. Panel frontal para IED RET 670. (Elaboración propia)

Los elementos que se incluyen en los paneles frontales (Figura 177 y 178) son:

- Borneras tipo banana hembra para cada módulo.
- Interruptores ojo de cangrejo para cada una de las entradas binarias (activación/desactivación).

Las medidas de los paneles frontales se indican en los ANEXOS 13 y 14 respectivamente.

La disposición de equipos y paneles frontales en el rack, se indica en la Figura 179.

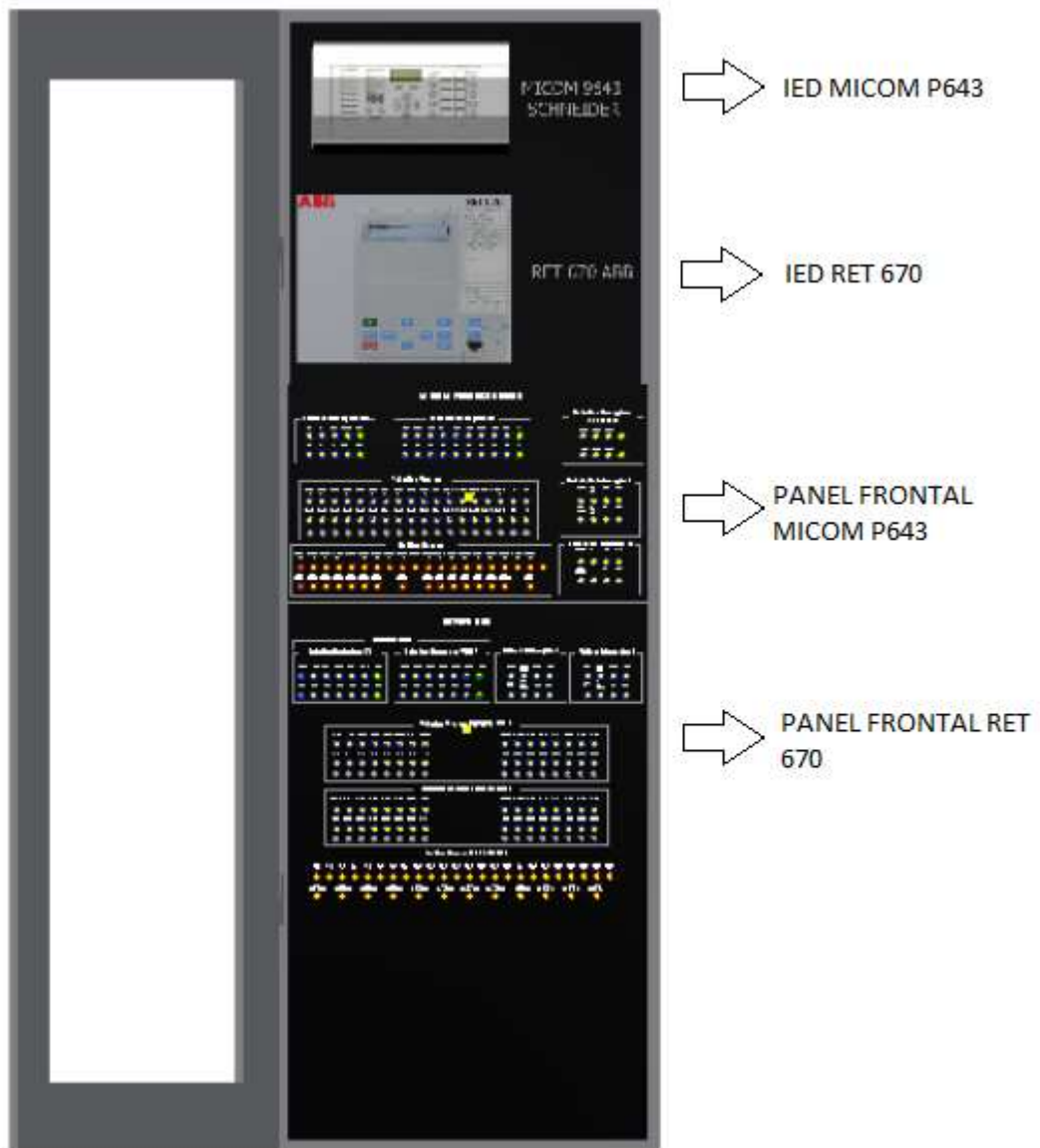


Figura 179. Disposición de equipos y paneles frontales – Tablero de transformadores de subestación.
(Elaboración propia)

De acuerdo con la Figura 179, los IED van ubicados en la parte superior izquierda como se observa, seguido se encuentran los paneles frontales para cada uno de ellos.

7.3.1.2 Lista de equipos, elementos y materiales según su ubicación y función.

Los equipos y elementos incluidos en el tablero se indican en la Tabla 60.

Tabla 60. Equipos, elementos y materiales según su ubicación y función – Tablero de transformadores. (Elaboración propia)

Equipo/Elemento.	Ubicación/montaje Rack.	Función.
IED MICOM P643 Schneider Electric	Paneles frontales	Equipo para pruebas.
IED RET 670 ABB	Paneles frontales	Equipo para pruebas.
Borneras tipo banana hembra.	Paneles frontales	Conexión de entradas analógicas de tensión/corriente, entradas/salidas binarias hacia el equipo CMC 356.
Interruptor ojo de cangrejo.	Paneles frontales	Activación/Desactivación de entradas binarias de cada IED, ofreciendo la posibilidad de probar con una tensión determinada o con el equipo CMC 356.
Rieles DIN.	Parte trasera del rack.	Montaje de equipos y elementos.
Relés 11 pines - 3 contactos – 110VDC / base para riel DIN.	Riel DIN – Parte trasera del rack.	Circuito de módulo de interruptor (contactos 52a y 52b)
Fuentes DC– 96VDC (2 fuentes de 48VDC en serie).	Riel DIN – Parte trasera del rack.	Alimentación de IED. Circuito de módulo de interruptor (2 relés). Circuito de entradas

		binarias.
Breakers AC.	Riel DIN – Parte trasera del rack.	Protección de equipos y elementos conectados a AC.
Breakers DC.	Riel DIN – Parte trasera del rack.	Protección de equipos y elementos conectados a DC.
Borneras de paso.	Riel DIN – parte trasera del rack.	Conexión de los conductores provenientes fuentes, equipos, etc. Evitar la elaboración de empalmes entre conductores.
Conductores.	Canaletas – Parte trasera del rack.	Conexión entre equipos y elementos.
Terminales tipo pin y tipo ojo.	Conductores	Facilitar la conexión entre el conductor y los equipos.
Canaletas plásticas.	Riel DIN – parte trasera – Parte trasera del rack	Alojamiento de conductores
Correas plásticas.	Conductores – Parte trasera del rack.	Amarre de cables
Sujetadores para Riel DIN.	Riel DIN.	Fijar riel DIN al rack.
Cinta etiquetadora.	Conductores	Etiquetado de cables.
Cinta helicoidal.	Conductores	Organización de conductores.

Barra de cobre.	Parte lateral inferior del rack.	Puesta a tierra general.
-----------------	----------------------------------	--------------------------

7.3.2 Diseño eléctrico del tablero.

Nota: Los planos eléctricos se encuentran adjuntos a este documento.

7.3.2.1 Datos técnicos de IED's.

Según los Anexos 2 y 5, en donde se presentan los datos técnicos de alimentación de los equipos, tenemos la Tabla 61.

Tabla 61. Datos de consumo generales de IED's – Tablero de transformadores. (SchneiderElectric), (ABB, IED RET 670 de protección de Transformador, 2007), (Elaboración propia)

IED.	Tensión de Alimentación.	Consumo total del equipo.	Corriente máxima de consumo.
Schneider Electric MICOM P643	96 VDC	12.25 W	0.13A
ABB RET 670	96VDC	50 W	0.52A

De acuerdo con los ANEXOS 2 y 5, en donde se presentan los datos técnicos de las entradas binarias, tenemos la Tabla 62.

Tabla 62. Datos de consumo de entradas binarias IED's – Tablero de transformadores.
 (SchneiderElectric), (ABB, IED RET 670 de proteccion de Transformador, 2007), (Elaboración propia)

IED.	Tensión de conexión.	Número de entradas binarias.	Corriente máxima de consumo por entrada binaria.	Consumo total.	Corriente máxima de consumo.	Características
Schneider Electric MICOM P643	96VDC	16	1.25mA	1.92W	0.02A	Entradas optoacopladas
ABB RET 670	96VDC	32	2.1mA	6.45W	0.067A	Entradas optoacopladas

Según los Anexos 2 y 5, en donde se presentan los datos técnicos de las salidas binarias, tenemos la Tabla 63:

Tabla 63. Datos de salidas binarias IED's – Tablero de transformadores. (SchneiderElectric), (ABB, IED RET 670 de proteccion de Transformador, 2007), (Elaboración propia)

IED.	Tensión de conexión.	Número de salidas binarias.	Corriente admisible – contacto conectado a bobina de relé.	Características
Schneider Electric MICOM P643	96VDC	16	10A	Contactos estándar. Contactos High break.
ABB RET 670	96VDC	24	8A	Relés de alta velocidad.

Los datos correspondientes a los módulos de Entradas Analógicas de corriente y tensión de cada IED se especifican en los Anexos 2 y 5.

7.3.2.2 Datos técnicos de elementos de paneles frontales.

Las características de borneras tipo banana hembra son las que se especifican en el ANEXO 32.

Los interruptores ojo de cangrejo (ANEXO 32) serán utilizados para la Activación/Desactivación de entradas binarias. Para la una posición del interruptor ojo de cangrejo se permite activar la entrada binaria y en la otra posición se permite recibir señales del equipo CMC 356.

7.3.2.3 Datos técnicos de Relés 11 pines - 3 contactos - Circuito de Módulo de Interruptor.

La definición del módulo de interruptor es la indicada anteriormente en el inciso 7.2.2.3. Para este tablero se tendrán dos módulos de interruptor (2 por cada equipo), ya que en la filosofía de protección de transformador se tienen dos interruptores, uno en la parte de alta tensión y otro en la parte de media tensión.

Adjunto a este documento, se encuentran los respectivos planos del circuito de módulo de interruptor para cada IED.

Los elementos utilizados para implementar este circuito son relés de 3 contactos, los mismos que se presentan en el ANEXO 32, por lo tanto, se tiene la Tabla 64, según diseño del tablero.

Tabla 64. Consumo de bobinas de Relé Relpol R15 por IED – Tablero de transformadores. (Relpol),
(Elaboración propia)

IED.	Tensión de conexión.	Número de relés en función de módulos de interruptor.	Corriente máxima de consumo por bobina.	Consumo total.	Corriente máxima de consumo.
Schneider Electric MICOM P643	96VDC	4	16mA	6.14 W	0.064A
ABB RET 670	96VDC	4	16mA	6.14 W	0.064A

Los datos generales de los contactos del relé Relpol son los que se indican en el ANEXO 32.

7.3.2.4 Datos técnicos de fuentes DC.

Los datos técnicos de fuentes de alimentación DC son los mismos que se presentan en el ANEXO 34.

7.3.2.5 Dimensionamiento de Breakers AC y DC.

El dimensionamiento de los Breakers se realiza bajo el criterio dado por la norma NEC – 210.20, en la cual el valor de corriente del breaker se calcula multiplicando la corriente nominal o de carga por 1.25 (factor de seguridad).

Los breakers termomagnéticos AC se dimensionan según los valores de corriente determinados con anterioridad, por lo tanto, se tienen las Tablas 65 y 66.

Tabla 65. Corrientes nominales o de carga – Breakers AC – Tablero de transformadores. (Elaboración propia)

Nombre Breaker.	Equipos/Elementos protegidos.	Corriente máxima de consumo de equipos/elementos protegidos.
– Breaker Principal – Acometida.	Mando principal.	10.2 A
– Fuente serie 48	Fuente DC 48VDC - serie	5.1 A
– Fuente serie 48	Fuente DC 48VDC - serie	5.1 A

Tabla 66. Características de los Breakers AC – Tablero de transformadores. (Elaboración propia)

Nombre Breaker.	Corriente Breaker 1.25 * In.	Valor comercial Breaker – corriente.	Tensión de máxima operación según fabricante.	Tensión de conexión	Número de polos.
– Breaker Principal.	12.75 A	16A	230 VAC	120VAC	1
– Fuente serie 48	6.38 A	6A	230 VAC	120VAC	1
– Fuente serie 48	6.38 A	6A	230 VAC	120VAC	1

Para el dimensionamiento de los Breakers DC se toma en cuenta los valores de corriente determinados anteriormente, lo cual se indica en las Tablas 67 y 68.

Tabla 67. Corrientes nominales o de carga – Breakers DC - Tablero de transformadores. (Elaboración propia)

Nombre Breaker.	Equipos/Elementos protegidos.	Corriente máxima de consumo de equipos/elementos protegidos.
– Entrada/Salida MICOM P643	Circuito de entradas/salidas binarias (circuito de módulo de interruptor) IED MICOM P643	0.084A
– Entrada/Salida RET 670	Circuito de entradas/salidas binarias (circuito de módulo de interruptor) IED RET 670	0.15A
– Breaker principal 96VDC	Mando principal 96VDC.	0.88A
– Alimentación MICOM P643	IED MICOM P643	0.13A
– Alimentación RET 670	IED RET 670	0.52A

Tabla 68. Características de los Breakers DC – Tablero de transformadores. (Elaboración propia)

Nombre Breaker.	Corriente Breaker 1.25 * In.	Valor comercial Breaker.	Tensión de máxima operación según fabricante.	Tensión de conexión.	Número de polos.
– Entrada/Salida MICOM P643	0.11A	1A	250VDC	96VDC	1
– Entrada/Salida RET 670	0.19A	1A	250VDC	96VDC	1
– Breaker principal 96VDC	1.05A	2A	250VDC	96VDC	1
– Alimentación MICOM P643	0.16A	1A	250VDC	96VDC	1
– Alimentación RET 670	0.65A	1A	250VDC	96VDC	1

7.3.2.6 Dimensionamiento de conductores.

El conductor que se elija debe tener un valor de corriente superior a la corriente nominal del breaker termomagnético, de esta manera se asegura la protección del conductor en caso de sobrecargas y cortocircuitos.

Según los datos de conductores citados en el inciso 7.2.2.6, se procede a seleccionar los conductores para cada circuito (Tabla 69).

Tabla 69. Determinación de calibre de conductor AWG – Tablero de transformadores. (Elaboración propia)

Circuito.	Corriente máxima de consumo – Inominal.	Número AWG conductor.
Circuito Principal – Acometida 120VAC	10.2A	10
Circuito de Fuente DC 48 VDC	5.1A	14
Circuito de Fuente DC 48 VDC	5.1A	14
Circuito de entradas/salidas binarias IED MICOM P643	0.084 A	18
Circuito de entradas/salidas binarias IED RET 670	0.15A	18
Circuito principal 96VDC	0.84A	14
Circuito de alimentación IED MICOM P643	0.13A	14
Circuito de alimentación IED RET 670	0.52A	14

Los valores seleccionados anteriormente (Tabla 69) están basados en la recomendación por parte del tutor del Departamento de Supervisión y Control de la CENTROSUR, que el calibre mínimo utilizado en tableros es 18 AWG (utilizado para circuitos de entradas y salidas binarias). De igual manera en base a recomendaciones, para la alimentación de los equipos se eligió el calibre 14 AWG.

Por recomendación del tutor del Departamento de Supervisión y Control de la CENTROSUR, los conductores para el circuito de entradas analógicas de tensión y corriente serán de calibre 12 AWG

Nota: El esquema de cargas se encuentra adjunto a este documento.

7.3.2.7 Datos técnicos de borneras de paso.

Los datos técnicos de borneras de paso son los que se presentan en el ANEXO 33.

7.3.3 Presupuesto.

En la Tabla 70 se detallan los costos aproximados de los materiales y elementos para el tablero

Tabla 70. Presupuesto – Tablero de transformadores. (Elaboración propia)

Material/Elemento.	Cantidad	Precio Unitario (\$)	Total (\$)
Borneras tipo banana hembra.	330	1,2	396
Interruptor ojo de cangrejo - 6 pines.	60	0,5	30
Riel DIN 2m.	10	2,65	26,5
Relpol - Relé 11 pines - 3 contactos – 110VDC / base para riel DIN.	8	15	120
Breaker 16 A AC.	1	10,2	10,2
Breaker 6 A AC.	2	9,78	19,56
Breaker 2 A DC.	1	9,78	9,78
Breaker 1A DC.	4	9,78	39,12
Borneras de paso.	350	0,64	224
Cable 18AWG (m).	800	0,22	176
Cable 14AWG (m).	100	0,35	35
Cable 12AWG (m).	200	0,45	90
Cable 10AWG (m)	20	0,75	15
Terminales tipo pin y tipo ojo 12 AWG - 14 AWG	300	0,1	30
Terminales tipo pin y tipo ojo 18AWG	600	0,09	54
Canaletas plásticas 40x60mm 2m ranurada.	7	10,25	71,75

Correas plásticas.	200	0,033	6,6
Sujetadores para Riel DIN tornillo punta broca.	100	0,0266	2,66
Cinta etiquetadora de conductor.	2	40	80
Cinta helicoidal (funda 10m).	2	8	16
Barra de cobre para puesta a tierra - 15 perforaciones.	1	20	20
Paneles frontales - acrílico.	4	150	150
Total (\$):			1622,17

En la Tabla 71 se detallan los equipos y rack disponibles en el laboratorio.

Tabla 71. Equipos y rack disponibles en laboratorio – Tablero de transformadores. (Elaboración propia – Consulta a personal de CENTROSUR)

Equipo/Rack.	Cantidad
IED MICOM P643	1
IED RET 670	1
Fuentes Phoenix Contact DC– 96VDC (2 fuentes de 48VDC en serie).	2
Rack cerrado BEACOUPElectro Control	1

7.4 Diseño de tablero para Líneas de subtransmisión.

El tablero dispondrá de los siguientes equipos utilizados para protección de líneas de subtransmisión: IED Siemens 7SD53 (se dispone de dos equipos para protección de diferencial de línea) e IED ABB RED 670 (se dispone de dos equipos para protección de diferencial de línea). Básicamente se tiene el esquema de filosofía de protecciones líneas de subtransmisión, indicado en el capítulo 4.

7.4.1 Diseño físico del tablero.

Para el diseño del tablero de líneas de subtransmisión se utilizarán dos racks cerrados (inciso 7.2.1), debido a que se tienen cuatro equipos con sus respectivos paneles frontales.

7.4.1.1 Diseño de paneles frontales y disposición de equipos.

Para pruebas con el equipo CMC 356, en los paneles (Figura 180 y 181) se incluyen los módulos de entradas analógicas (tensión y corriente), entradas binarias y salidas binarias, de igual manera se disponen los módulos de interruptor (contactos 52a y 52b) por cada panel, es decir un módulo por equipo. Los paneles para Equipo 1 y 2 se indican en las Figuras 180 y 181.

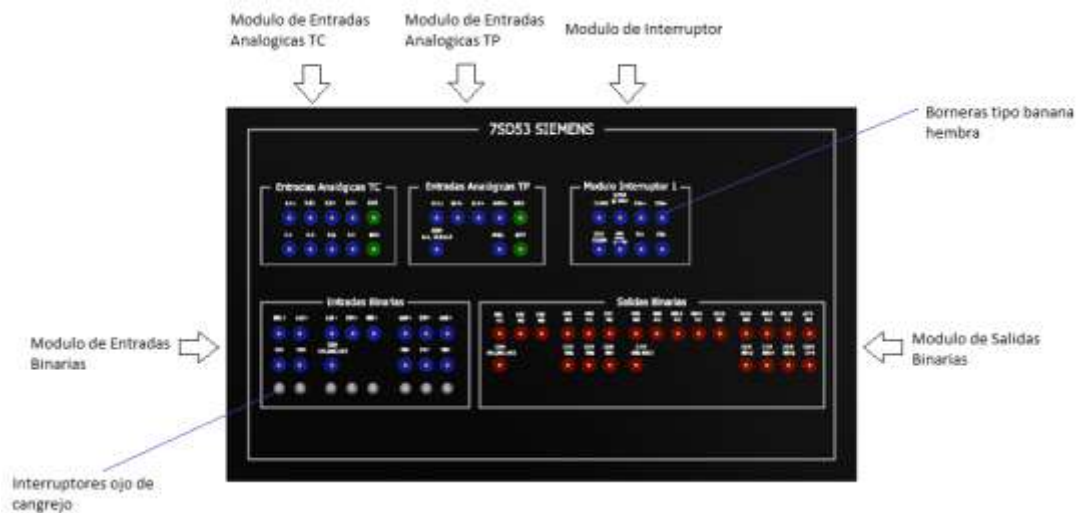


Figura 180. Panel frontal para IED 7SD53 – Equipo 1 y 2. (Elaboración propia)

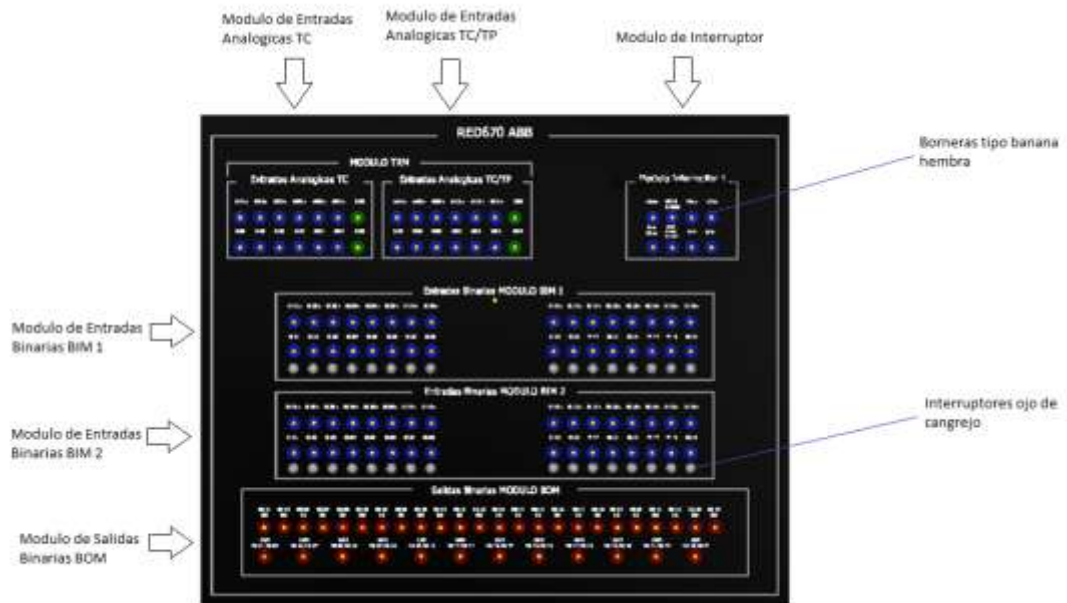


Figura 181. Panel frontal para IED RED 670 – Equipo 1 y 2. (Elaboración propia)

Los elementos que se incluyen en los paneles frontales son:

- Borneras tipo banana hembra para cada módulo.
- Interruptores ojo de cangrejo para cada una de las entradas binarias (activación/desactivación).

Las medidas de los paneles frontales se indican en los ANEXOS 15 y 16 respectivamente.

La disposición de equipos y paneles frontales en el rack, se indica en la Figura 182.

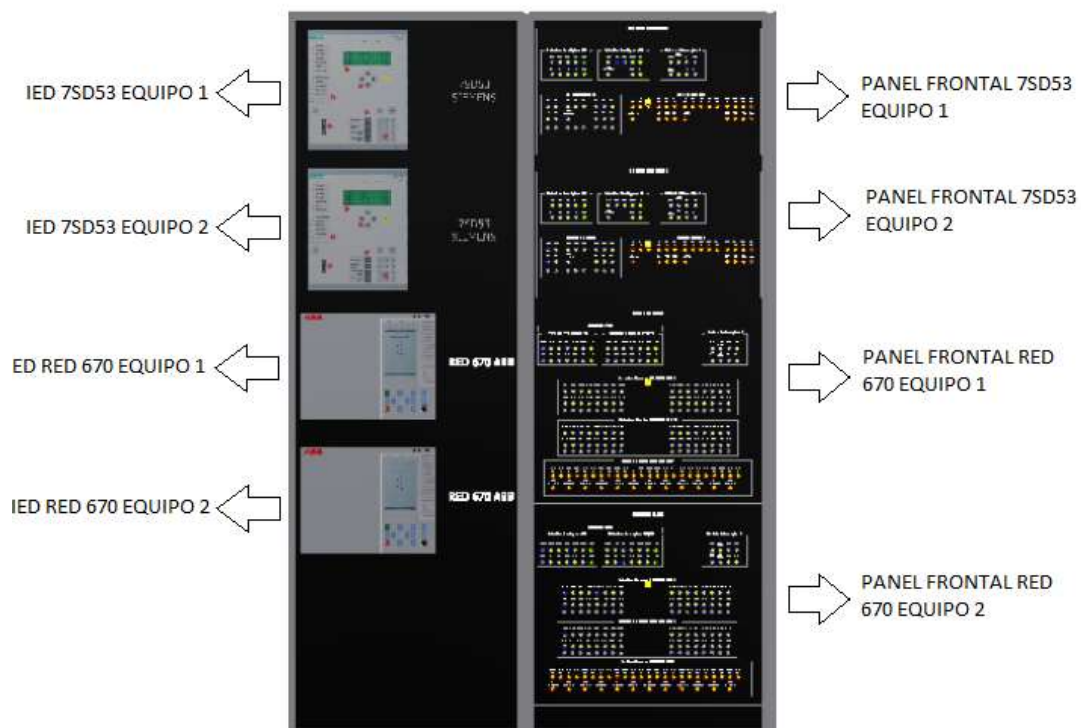


Figura 182. Disposición de equipos y paneles frontales – Tablero de líneas de subtransmisión.
(Elaboración propia)

Según la Figura 182, los IED van ubicados en la parte superior izquierda del primer rack como se observa, seguido en el segundo rack, se encuentran los paneles frontales para cada uno de ellos.

7.4.1.2 Lista de equipos, elementos y materiales según su ubicación y función.

Los equipos y elementos para el tablero se indican en la Tabla 72.

Tabla 72. Equipos, elementos y materiales según su ubicación y función – Tablero de líneas de subtransmisión. (Elaboración propia)

Equipo/Elemento.	Ubicación/montaje Rack.	Función.
IED 7SD53 Siemens (Equipo 1)	Paneles frontales	Equipo para pruebas.
IED 7SD53 Siemens (Equipo 2)	Paneles frontales	Equipo para pruebas.
IED RED 670 ABB (Equipo 1)	Paneles frontales	Equipo para pruebas.
IED RED 670 ABB (Equipo 2)	Paneles frontales	Equipo para pruebas.
Borneras tipo banana hembra.	Paneles frontales	Conexión de entradas analógicas de tensión/corriente, entradas/salidas binarias hacia el equipo CMC 356.
Interruptor ojo de cangrejo.	Paneles frontales	Activación/Desactivación de entradas binarias de cada IED, ofreciendo la posibilidad de probar con una tensión determinada o con el equipo CMC 356.
Rieles DIN.	Parte trasera del rack.	Montaje de equipos y elementos.
Relés 11 pines - 3 contactos – 110VDC / base para	Riel DIN – Parte trasera del rack.	Circuito de módulo de interruptor (contactos

riel DIN.		52a y 52b)
Fuentes DC– 96VDC (2 fuentes de 48VDC en serie).	Riel DIN – Parte trasera del rack.	Alimentación de IED. Circuito de módulo de interruptor (2 relés). Circuito de entradas binarias.
Breakers AC.	Riel DIN – Parte trasera del rack.	Protección de equipos y elementos conectados a AC.
Breakers DC.	Riel DIN – Parte trasera del rack.	Protección de equipos y elementos conectados a DC.
Borneras de paso.	Riel DIN – parte trasera del rack.	Conexión de los conductores provenientes fuentes, equipos, etc. Evitar la elaboración de empalmes entre conductores.
Conductores.	Canaletas – Parte trasera del rack.	Conexión entre equipos y elementos.
Terminales tipo pin y tipo ojo.	Conductores	Facilitar la conexión entre el conductor y los equipos.
Canaletas plásticas.	Riel DIN – parte trasera – Parte trasera del rack	Alojamiento de conductores
Correas plásticas.	Conductores – Parte trasera del rack.	Amarre de cables
Sujetadores para	Riel DIN.	Fijar riel DIN al rack.

Riel DIN.		
Cinta etiquetadora.	Conductores	Etiquetado de cables.
Cinta helicoidal.	Conductores	Organización de conductores.
Barra de cobre.	Parte lateral inferior del rack.	Puesta a tierra general.

7.4.2 Diseño eléctrico del tablero.

Nota: Los planos eléctricos se encuentran adjuntos a este documento.

7.4.2.1 Datos técnicos de IED's.

Según los ANEXOS 1 y 6, en donde se presentan los datos técnicos de alimentación de los equipos, se tiene la Tabla 73.

Tabla 73. Datos de consumo generales de IED's – Tablero de líneas de subtransmisión. (ABB, Protección diferencial de Línea RED 670, 2011), (Siemens, SIPROTEC 7SD53), (Elaboración propia)

IED.	Tensión de Alimentación.	Consumo total del equipo.	Corriente máxima de consumo.
Siemens 7SD53 (Equipo 1)	96 VDC	12 W	0.13A
Siemens 7SD53 (Equipo 2)	96 VDC	12 W	0.13A
ABB RED 670 (Equipo 1)	96VDC	50 W	0.52A
ABB RED670(Equipo2)	96VDC	50 W	0.52A

De acuerdo con los ANEXOS 1 y 6, en donde se presentan los datos técnicos de las entradas binarias, tenemos la Tabla 74.

Tabla 74. Datos de consumo de entradas binarias IED's – Tablero de líneas de subtransmisión (ABB, Protección diferencial de Línea RED 670, 2011), (Siemens, SIPROTEC 7SD53), (Elaboración propia)

IED.	Tensión de conexión	Número de entradas binarias	Corriente máxima de consumo por entrada binaria.	Consumo total.	Corriente máxima de consumo	Características
Siemens 7SD53 (Equipo 1)	96VDC	8	1.8mA	1.4W	0.015A	No se especifica.
Siemens 7SD53 (Equipo 2)	96VDC	8	1.8mA	1.4W	0.015A	No se especifica.
ABB RED 670 (Equipo 1)	96VDC	32	2.1mA	6.45W	0.067A	Entradas optoacopladas
ABB RED 670	96VDC	32	2.1mA	4.84W	0.067A	Entradas optoacopladas

(Equipo 2)						
------------	--	--	--	--	--	--

Según los ANEXOS 1 y 6, en donde se presentan los datos técnicos de las salidas binarias, tenemos la Tabla 75.

Tabla 75. Datos de salidas binarias IED's – Tablero de líneas de subtransmisión. (ABB, Protección diferencial de Línea RED 670, 2011), (Siemens, SIPROTEC 7SD53), (Elaboración propia)

IED.	Tensión de conexión.	Número de salidas binarias.	Corriente admisible – contacto conectado a bobina de relé.	Características
Siemens 7SD53 (Equipo 1)	96VDC	16	5A	Relé estándar. Relé de alta velocidad.
Siemens 7SD53 (Equipo 2)	96VDC	16	5A	Relé estándar. Relé de alta velocidad.
ABB RED 670 (Equipo 1)	96VDC	24	8A	Relés de alta velocidad.
ABB RED 670 (Equipo 2)	96VDC	24	8A	Relés de alta velocidad.

Los datos correspondientes a los módulos de Entradas Analógicas de corriente y tensión de cada IED se especifican en los ANEXOS 1 y 6.

7.4.2.2 Datos técnicos de elementos de paneles frontales.

Las características de borneras tipo banana hembra son las que se especifican en el ANEXO 32.

Los interruptores ojo de cangrejo (ANEXO 32) serán utilizados para la Activación/Desactivación de entradas binarias. Para la una posición del interruptor ojo de cangrejo se permite activar la entrada binaria y en la otra posición se permite recibir señales del equipo CMC 356.

7.4.2.3 Datos técnicos de Relés 11 pines - 3 contactos - Circuito de Módulo de Interruptor.

La definición del módulo de interruptor es la indicada anteriormente en el inciso 7.2.2.3. Para este tablero se tendrán dos módulos de interruptor, ya que en la filosofía de protección de líneas de subtransmisión se tienen dos interruptores, un interruptor en cada extremo de la línea.

Adjunto a este documento, se encuentran los respectivos planos del circuito de módulo de interruptor para cada IED.

Los elementos utilizados para implementar este circuito son relés de 3 contactos, presentados en el ANEXO 32. Los datos de estos relés según los equipos se indican en la Tabla 76.

Tabla 76. Consumo de bobinas de Relé Relpol R15 por IED – Tablero de líneas de subtransmisión.
(Relpol), (Elaboración propia)

IED.	Tensión de conexión.	Número de relés en función de módulos de interruptor.	Corriente máxima de consumo por bobina.	Consumo total.	Corriente máxima de consumo.
Siemens 7SD53 (Equipo 1)	96VDC	2	16mA	3.08 W	0.032A
Siemens 7SD53 (Equipo 2)	96VDC	2	16mA	3.08 W	0.032A
ABB RED 670 (Equipo 1)	96VDC	2	16mA	3.08 W	0.032A
ABB RED 670 (Equipo 2)	96VDC	2	16mA	3.08 W	0.032A

Los datos generales de los contactos del relé Relpol son los mismos que se indican el ANEXO 32.

7.4.2.4 Datos técnicos de fuentes DC.

Los datos técnicos de fuentes de alimentación DC son los que se detallan en el ANEXO 34.

7.4.2.5 Dimensionamiento de Breakers AC y DC.

El dimensionamiento de los Breakers se realiza bajo el criterio dado por la norma NEC – 210.20, en la cual el valor de corriente del breaker se calcula multiplicando la corriente nominal o de carga por 1.25 (factor de seguridad).

Los breakers termomagnéticos AC se dimensionan según los valores de corriente determinados con anterioridad, por lo tanto, se tienen las Tablas 77 y 78.

Tabla 77. Corrientes nominales o de carga – Breakers AC – Tablero de líneas de subtransmisión.
(Elaboración propia)

Nombre Breaker.	Equipos/Elementos protegidos.	Corriente máxima de consumo de equipos/elementos protegidos.
– Breaker Principal – Acometida.	Mando principal.	10.2 A
– Fuente serie 48	Fuente DC 48VDC - serie	5.1 A
– Fuente serie 48	Fuente DC 48VDC - serie	5.1 A

Tabla 78. Características de los Breakers AC – Tablero de líneas de subtransmisión. (Elaboración propia)

Nombre Breaker.	Corriente Breaker $1.25 * In$.	Valor comercial Breaker – corriente.	Tensión de máxima operación según fabricante.	Tensión de conexión	Número de polos.
– Breaker Principal.	12.75 A	16A	230 VAC	120VAC	1
– Fuente serie 48	6.38 A	6A	230 VAC	120VAC	1
– Fuente serie 48	6.38 A	6A	230 VAC	120VAC	1

Para el dimensionamiento de los Breakers DC se toma en cuenta los valores de corriente determinados anteriormente, lo cual se detalla en la Tablas 79 y 80.

Tabla 79. Corrientes nominales o de carga – Breakers DC - Tablero de líneas de subtransmisión.
(Elaboración propia)

Nombre Breaker.	Equipos/Elementos protegidos.	Corriente máxima de consumo de equipos/elementos protegidos.
– Entrada/Salida 7SD53 (Equipo 1)	Circuito de entradas/salidas binarias (circuito de módulo de interruptor) IED 7SD53 (Equipo 1)	0.047A
– Entrada/Salida 7SD53 (Equipo 2)	Circuito de entradas/salidas binarias (circuito de módulo de interruptor) IED 7SD53 (Equipo 2)	0.047A
– Entrada/Salida RED 670 (Equipo 1)	Circuito de entradas/salidas binarias (circuito de módulo de interruptor) IED RED 670 (Equipo 1)	0.10A
– Entrada/Salida RED 670 (Equipo 2)	Circuito de entradas/salidas binarias (circuito de módulo de interruptor) IED RED 670 (Equipo 1)	0.10A
– Breaker principal	Mando principal 96VDC.	1.6A

96VDC		
– Alimentación 7SD53 (Equipo 1)	IED Siemens 7SD53	0.13A
– Alimentación 7SD53 (Equipo 2)	IED Siemens 7SD53 (Equipo 2)	0.13A
– Alimentación RED 670 (Equipo 1)	IED RED 670 (Equipo 1)	0.52A
– Alimentación RED 670 (Equipo 2)	IED RED 670 (Equipo 2)	0.52A

Tabla 80. Características de los Breakers DC – Tablero de líneas de subtransmisión. (Elaboración propia)

Nombre Breaker.	Corriente Breaker 1.25 * In.	Valor comercial Breaker.	Tensión de máxima operación según fabricante.	Tensión de conexión.	Número de polos.
– Entrada/Salida 7SD53 (Equipo 1)	0.059A	1A	250VDC	96VDC	1
– Entrada/Salida 7SD53 (Equipo 2)	0.059A	1A	250VDC	96VDC	1
– Entrada/Salida RED 670 (Equipo 1)	0.13A	1A	250VDC	96VDC	1
– Entrada/Salida RED 670 (Equipo 2)	0.13A	1A	250VDC	96VDC	1
– Breaker principal 96VDC	2A	2A	250VDC	96VDC	1
– Alimentación 7SD53 (Equipo 1)	0.16A	1A	250VDC	96VDC	1

– Alimentación 7SD53 (Equipo 2)	0.16A	1A	250VDC	96VDC	1
– Alimentación RED 670 (Equipo 1)	0.65A	1A	250VDC	96VDC	1
– Alimentación RED 670 (Equipo 2)	0.65A	1A	250VDC	96VDC	1

7.4.2.6 Dimensionamiento de conductores.

El conductor que se elija debe tener un valor de corriente superior a la corriente nominal del breaker termomagnético, de esta manera se asegura la protección del conductor en caso de sobrecargas y cortocircuitos.

Según los datos de conductores citados en el inciso 7.2.2.6, se procede a seleccionar los conductores para cada circuito (Tabla 81).

Tabla 81. Determinación de calibre de conductor AWG – Tablero de líneas de subtransmisión.

(Elaboración propia)

Circuito.	Corriente máxima de consumo – Inominal.	Número AWG conductor.
Circuito Principal – Acometida 120VAC	10.2A	10
Circuito de Fuente DC 48 VDC	5.1A	14
Circuito de Fuente DC 48 VDC	5.1A	14
Circuito de entradas/salidas binarias IED 7SD53 (Equipo 1)	0.047 A	18
Circuito de entradas/salidas binarias IED 7SD53 (Equipo 2)	0.047 A	18
Circuito de entradas/salidas binarias IED RED 670 (Equipo 1)	0.10A	18
Circuito de entradas/salidas binarias IED RED 670 (Equipo 2)	0.10A	18
Circuito principal 96VDC	1.6A	14
Circuito de alimentación IED 7SD53 (Equipo 1)	0.13A	14
Circuito de alimentación IED 7SD53 (Equipo 2)	0.13A	14
Circuito de alimentación IED RED 670 (Equipo 1)	0.52A	14
Circuito de alimentación IED RED 670 (Equipo 2)	0.52A	14

Los valores seleccionados anteriormente (Tabla 81) están basados en la recomendación por parte del tutor del Departamento de Supervisión y Control de la CENTROSUR, que el calibre mínimo utilizado en tableros es 18 AWG (utilizado para circuitos de entradas y salidas binarias). De igual manera en base a recomendaciones, para la alimentación de los equipos se eligió el calibre 14 AWG.

Por recomendación del tutor del Departamento de Supervisión y Control de la CENTROSUR, los conductores para el circuito de entradas analógicas de tensión y corriente serán de calibre 12 AWG

Nota: El esquema de cargas se encuentra adjunto a este documento.

7.4.2.7 Datos técnicos de borneras de paso.

Los datos técnicos de borneras de paso se presentan en el ANEXO 33.

7.4.3 Presupuesto.

El presupuesto para el tablero se detalla en la Tabla 82.

Tabla 82. Presupuesto – Tablero de líneas de subtransmisión. (Elaboración propia)

Material/Elemento.	Cantidad	Precio Unitario (\$)	Total (\$)
Borneras tipo banana hembra.	450	1,2	540
Interruptor ojo de cangrejo - 6 pines.	100	0,5	50
Riel DIN 2m.	20	2,65	53
Relpol - Relé 11 pines - 3 contactos – 110VDC / base para riel DIN.	8	15	120
Breaker 16 A AC.	1	10,2	10,2
Breaker 6 A AC.	2	9,78	19,56
Breaker 2 A DC.	1	9,78	9,78
Breaker 1A DC.	8	9,78	78,24
Borneras de paso.	600	0,64	384
Cable 18AWG (m).	1600	0,22	352
Cable 14AWG (m).	200	0,35	70
Cable 12AWG (m).	200	0,45	90
Cable 10AWG (m)	20	0,75	15
Terminales tipo pin y tipo ojo 12 AWG - 14 AWG	700	0,1	70
Terminales tipo pin y tipo ojo 18AWG	1200	0,09	108
Canaletas plásticas 40x60mm 2m ranurada.	15	10,25	153,75
Correas plásticas.	1000	0,033	33
Sujetadores para Riel DIN tornillo punta broca.	100	0,0266	2,66
Cinta etiquetadora de conductor.	2	40	80

Cinta helicoidal (funda 10m).	2	8	16
Barra de cobre para puesta a tierra - 15 perforaciones.	2	20	40
Paneles frontales - acrílico.	9	300	300
Total (\$):			2595,19

En la Tabla 83 se detallan los equipos y rack disponibles en el laboratorio.

Tabla 83. Equipos y rack disponibles en laboratorio – Tablero de líneas de subtransmisión.
(Elaboración propia – Consulta a personal de CENTROSUR)

Equipo/Rack.	Cantidad
IED 7SD53	2
IED RED 670	2
Fuentes Phoenix Contact DC– 96VDC (2 fuentes de 48VDC en serie).	2
Rack cerrado BEACOUPElectro Control	2

8. CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES.

La revisión de conceptos acerca del S.E.P y del Sistema de Protección (Capítulo 2 y 3) ha sido de vital importancia para el desarrollo del proyecto, ya que posteriormente dichos conceptos se aplicaron en el desarrollo de la definición de la filosofía de protección (Capítulo 4) que utiliza la CENTROSUR en los sistemas de distribución (alimentadores primarios y transformadores de subestación) y subtransmisión (líneas de subtransmisión). Las funciones de protección estudiadas en este proyecto son utilizadas como protecciones principales o como protecciones de respaldo en los sistemas mencionados anteriormente. De igual manera, los temas relacionados a equipos y elementos que se usan en un Sistema de Protección, tales como transformadores de corriente (TC), transformadores de tensión (TP), relés de protección, elementos de corte y maniobra (seccionadores e interruptores), han servido para la descripción de los IED en estudio (Capítulo 5) y para el diseño de los tableros de pruebas (Capítulo 7).

Para la definición de las filosofías de protección que CENTROSUR tiene en alimentadores primarios, transformadores de subestación y líneas de subtransmisión, se escogieron alimentadores de determinadas subestaciones, se hizo lo mismo para transformadores y líneas. En base a simbología ANSI y simbología dada por el Ministerio de Electricidad y Energías Renovables, se desarrollaron los respectivos esquemas de control y protección, especificando los transformadores de instrumento TC y TP, funciones de protección principales, funciones de respaldo y elementos como seccionadores e interruptores. Las características más importantes de las funciones de protección principales se han detallado en cada esquema, como por ejemplo la función de protección diferencial 87T (transformador) que dispone de dos TC, uno por cada devanado (primario y secundario) y opera en base a una curva en donde se especifican las corrientes de operación y restricción.

Para el correcto entendimiento del funcionamiento de un IED, se elaboró un diagrama genérico del mismo, con esto se fue explicando bloque a bloque las principales características de dichos dispositivos. La descripción de los IED's de control y protección que CENTROSUR utiliza en sus sistemas, se la hizo en base a sus principales módulos, tales como, módulo de entradas analógicas de tensión y

corriente (conexión de TP y TC), módulo de entradas binarias (verificación de estados de interruptor entre otros), módulo de salidas binarias (disparos de funciones de protección) y módulo de alimentación (AC o DC). De igual manera dentro de dicha descripción, se detallaron las funciones de protección disponibles en cada IED y en que elemento del sistema están siendo usados.

Las plantillas de pruebas para los IED de control y protección (Capítulo 6) se basan en la investigación y estudio de las funciones de protección incluidas en el alcance del proyecto. De acuerdo con las normativas IEEE y manuales de los equipos, se ha propuesto las pruebas para cada IED, definiendo escenarios y procedimientos, esto con el objetivo de verificar el correcto funcionamiento de estos. El equipo CMC 356 juntamente con el software Test Universe, son una gran herramienta para la prueba de IED's, por lo cual, en dichas plantillas se incluye el uso de los generadores de tensión y corriente (conexión de equipos), entradas/salidas binarias y módulos del programa Test Universe.

Previo al diseño de los tableros de prueba, se hizo la revisión de la Norma Técnica Ecuatoriana NTE INEN 2568:2010 (Tableros, Gabinetes, Cajas de paso de alumbrado, Racks y Accesorios de Rack), para tener claro los conceptos relacionados a tableros y estructuras como racks. Básicamente se especificaron las características principales relacionadas a la parte física de un rack cerrado (medidas de alto, ancho y profundidad), que es en donde se implementó el tablero de pruebas.

El diseño físico del tablero (realizado en el programa Inventor) incluye principalmente: diseños de paneles frontales para cada IED (módulos de entradas analógicas y módulos de entradas y salidas binarias), paneles frontales para cada IED, disposición de equipos y elementos, tanto en la parte frontal como en la parte trasera del rack. Cada panel frontal dispone de borneras tipo banana hembra, con esto se tiene acceso a todos los módulos del IED y permite la conexión con el equipo de pruebas CMC 356, cada entrada binaria tiene un interruptor ojo de cangrejo que permite probar directamente dichas entradas con un nivel de tensión alto o bajo, además se puede recibir señales desde el equipo CMC 356, las salidas binarias están conectadas directamente a las borneras tipo banana (contacto seco) para las respectivas pruebas de disparo, además se tienen los módulos de interruptor que

reciben las señales de apertura y cierre y también se proporcionan las señales de los contactos 52a y 52b que indican el estado abierto o cerrado del interruptor.

El diseño eléctrico (realizado en el programa AutoCAD Electrical) de los tableros incluye básicamente: alimentación de equipos, conexión de entradas analógicas, conexión de entradas binarias con su respectivo interruptor ojo de cangrejo, conexión de salidas binarias y circuito de módulo de interruptor, con esto se ha logrado que cada tablero disponga lo necesario para probar los IED de control y protección. Para la determinación de valores comerciales de breakers, se detallaron los consumos totales de cada dispositivo, así como también los consumos de entradas y salidas binarias, con esto se asegura que ante el acontecimiento de fallas en el tablero se protejan todos los equipos y elementos, dichos breakers se dimensionaron aplicando el factor 1.25 de la corriente nominal del circuito correspondiente. De acuerdo con la tabla AWG, se determinaron los calibres de conductor para cada circuito, tales como, circuito de alimentación de equipos, circuito de entradas y salidas binarias, circuito de entradas analógicas y circuito de módulo de interruptor.

Antes de comenzar con la construcción del tablero de alimentadores primarios, se hizo el respectivo presupuesto, haciendo una lista de todos los materiales, equipos y elementos necesarios. Una vez adquiridos dichos materiales, se procedió con la implementación del tablero, instalando las canaletas, borneras de paso, relés, fuentes, breakers, etc. Posteriormente se realizó el cableado de cada equipo (puesta de terminales y etiquetas para cada conductor), cableado de circuitos de módulos de interruptor, montaje de paneles frontales, montaje de IED's, conexión de borneras tipo banana hembra y conexión de interruptores ojo de cangrejo (soldadura de cada pin). Antes de la energización del tablero, se realizaron las respectivas pruebas de continuidad en todo el cableado, con esto se verificó que todas las conexiones estén correctas y no existan errores al momento de ejecutar las pruebas.

Para las pruebas del tablero, el tutor del departamento DSC de CENTROSUR realizó las respectivas configuraciones de los equipos vía software para luego proceder con las conexiones del equipo de pruebas CMC 356. Las pruebas se las fueron realizando modulo por modulo e ir verificando que cada equipo responda de una manera correcta. Mediante plantillas de prueba del programa Test Universe se ejecutaron pruebas de medición, pruebas de funciones de protección básicas de cada IED, de

igual manera se probó el módulo de interruptor de cada equipo, conectando las respectivas salidas binarias (señales de apertura y cierre) y las respectivas entradas binarias (estados o posiciones del interruptor). Todas las pruebas resultaron correctas.

Las pruebas de los tableros de líneas y transformadores no se llevaron a cabo, ya que dichos tableros solo quedaron en diseño.

Se recomienda que de ahora en adelante se tengan organizadas todas las plantillas de pruebas del programa Test Universe para uso exclusivo del tablero de pruebas, es decir solo para pruebas dentro del laboratorio.

Con respecto al material de los paneles frontales (acrílico 3mm) se recomienda adquirir dicho material de mayor grosor ya que al momento del montaje hubo un pequeño hundimiento, para esto se mandó a construir una réplica de estos paneles en madera, de esta forma se reforzaron y disminuyó dicho hundimiento. Otra solución sería buscar otros materiales para la construcción de estos elementos del tablero.

Con relación al tamaño del rack cerrado que se proporcionó por parte de CENTROSUR, se vio que resulta justo para el montaje de los equipos, materiales y elementos, por lo tanto, al final no se dispone de más espacio para por ejemplo el montaje futuro de equipos de comunicaciones. Dicho esto, se recomienda que para diseños futuros se considere usar racks de otras medidas, para asegurar que se puedan también instalar más equipos que sean necesarios.

El tablero de pruebas implementado servirá de mucho también para la realización de investigaciones y estudios de proyectos que la Empresa Eléctrica Regional CENTROSUR quiera llevar a cabo en el área de Control y Protecciones.

ANEXOS.

ANEXO 1.

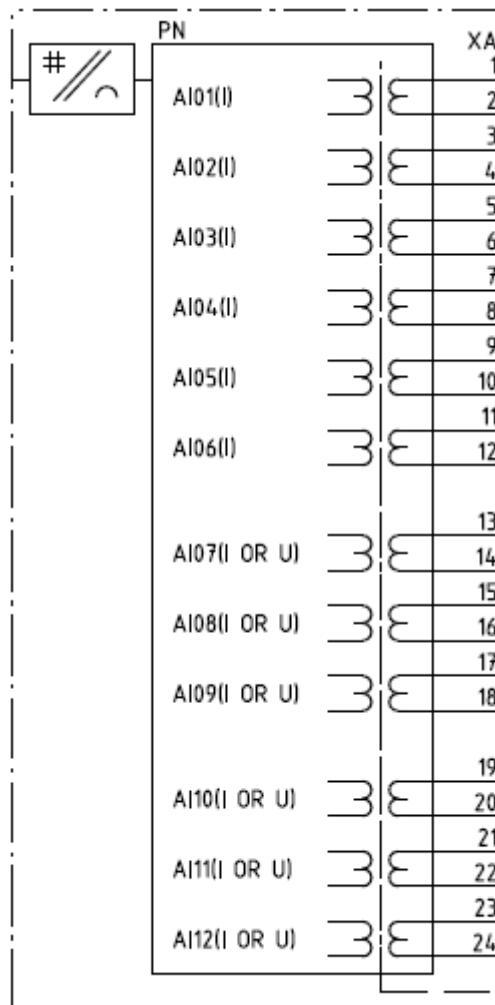
IED ABB RED 670 para protección diferencial de línea - datos técnicos de interés.
(ABB, Protección diferencial de Línea RED 670, 2011)

Módulo de transformadores de entrada (TRM)	
Entradas Corriente (TC): AI01.....AI06	In: 1A/5A
Entradas I o V (TC o TP): AI07.....AI16	In: 1A/5A Vn: 100V a 220V
Fuente de Alimentación	
Tensión CC auxiliar EL(Entrada)	EL=24 VCC a 60VCC EL=90VCC a 250VCC

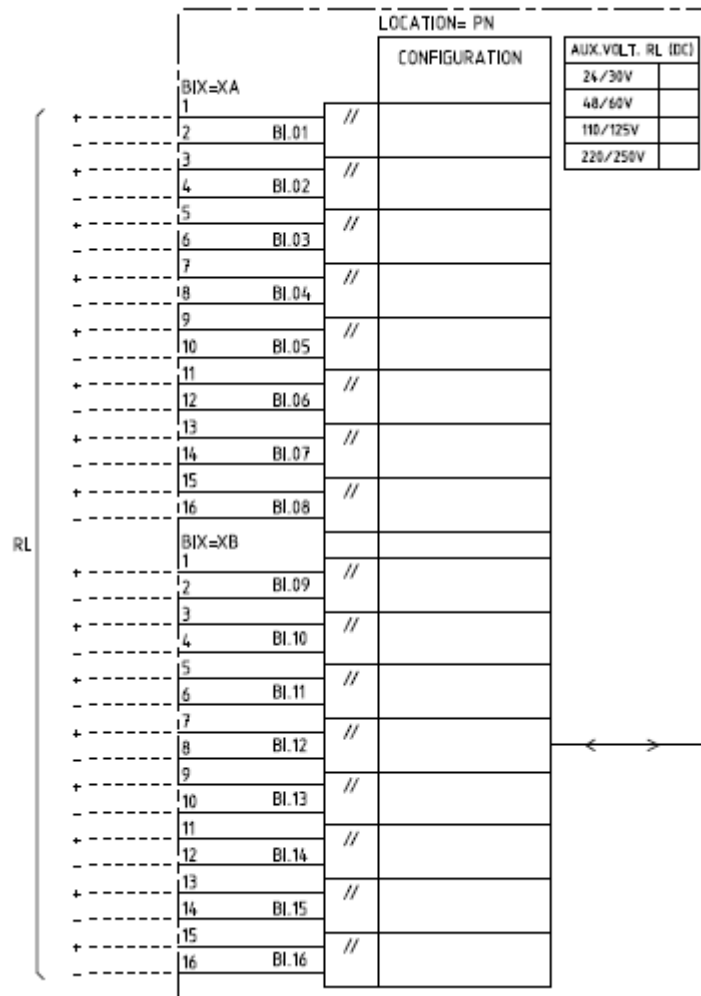
Módulo de Entradas Binarias	
Nombre:	BIM
Rango de Tensión nominal: (BI. 01..BI.16)	24VCC a 40VCC 48VCC a 60VCC 110VCC a 125VCC 220VCC a 250VCC
Margen nominal de tensión	+20% -20%

Módulo de Salidas Binarias	
Nombre:	BOM
Rango de Tensión nominal: (BO.01...BO.24)	250V CA, CC
I Continua	8A

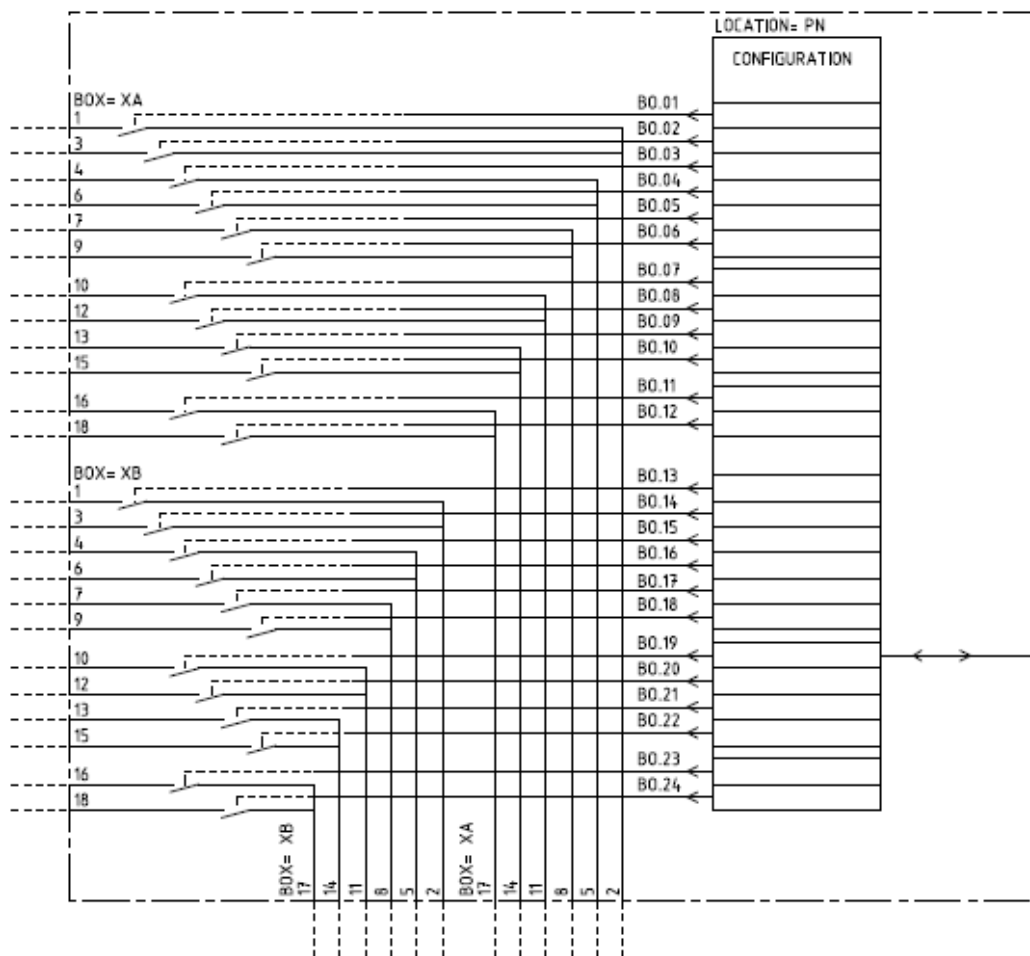
Módulo de Entradas Analógicas de Tensión y Corriente TRM. (ABB, Protección diferencial de Línea RED 670, 2011)



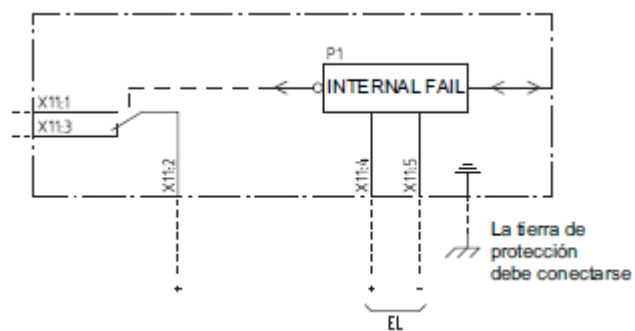
Módulo de Entradas Binarias BIM. (ABB, Protección diferencial de Línea RED 670, 2011)



Módulo de Salidas Binarias BOM. (ABB, Protección diferencial de Línea RED 670, 2011)



Módulo de Alimentación PSM. (ABB, Protección diferencial de Línea RED 670, 2011)



ANEXO 2.

IED ABB RET 670 para protección de transformador- datos técnicos de interés.
(ABB, IED RET 670 de protección de Transformador, 2007)

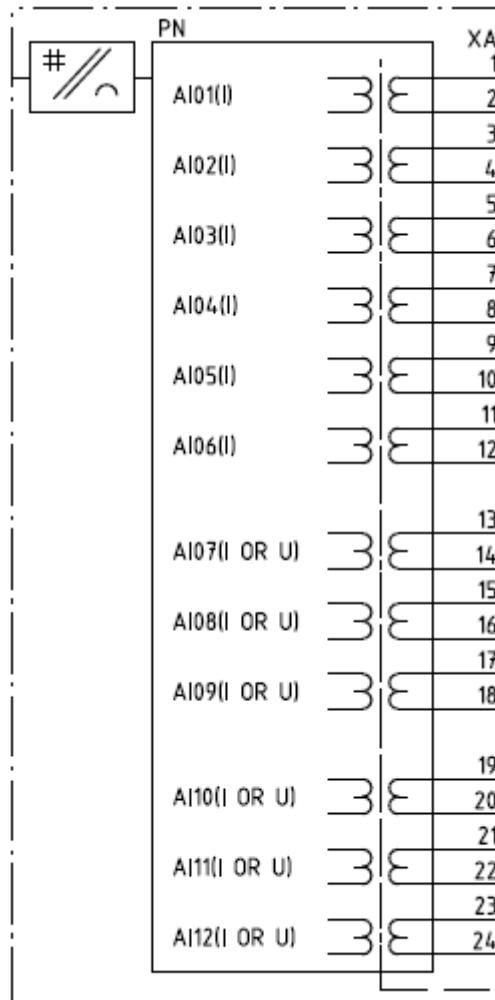
Fuente de Alimentación	
Tensión CC auxiliar EL(Entrada)	EL=24 VCC a 60VCC EL=90VCC a 250VCC +20% -20%

Módulo de Entradas Binarias	
Nombre:	BIM
Rango de Tensión nominal: (BI. 01..BI.16)	24VCC a 40VCC 48VCC a 60VCC 110VCC a 125VCC 220VCC a 250VCC
Margen nominal de tensión	+20% -20%

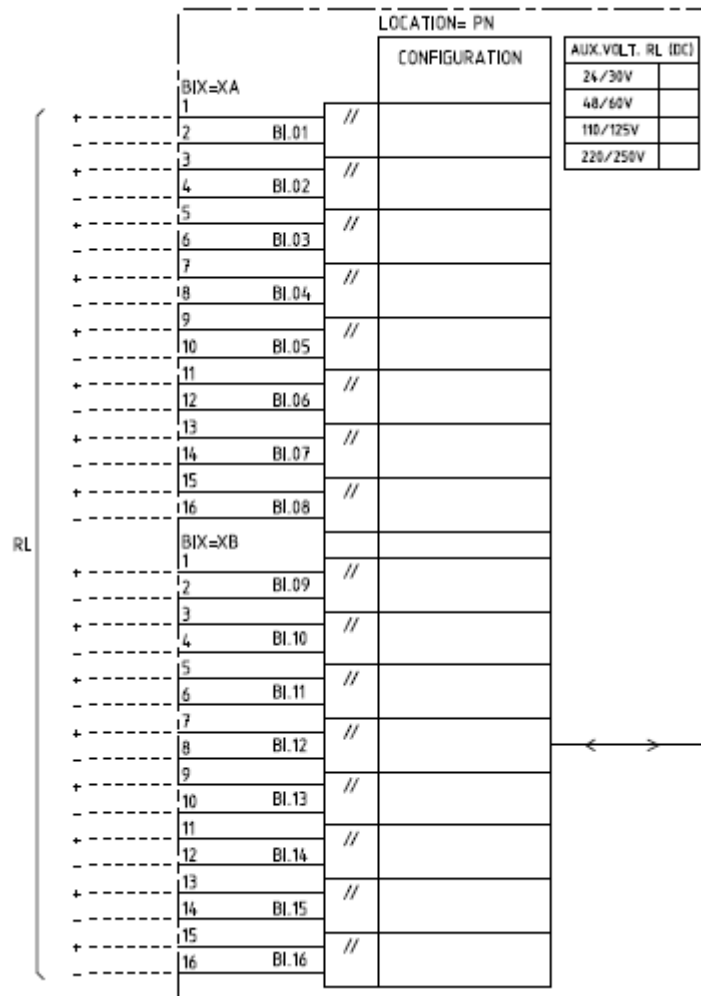
Módulo de Salidas Binarias	
Nombre:	BOM
Rango de Tensión nominal: (BO.01.BO.24)	250V CA, CC
I Continua	8A

Módulo de transformadores de entrada (TRM)	
Entradas Corriente (TC): AI01.....AI06	In: 1A/5A
Entradas I o V (TC o TP): AI07.....AI16	In: 1A/5A Vn: 0-220V

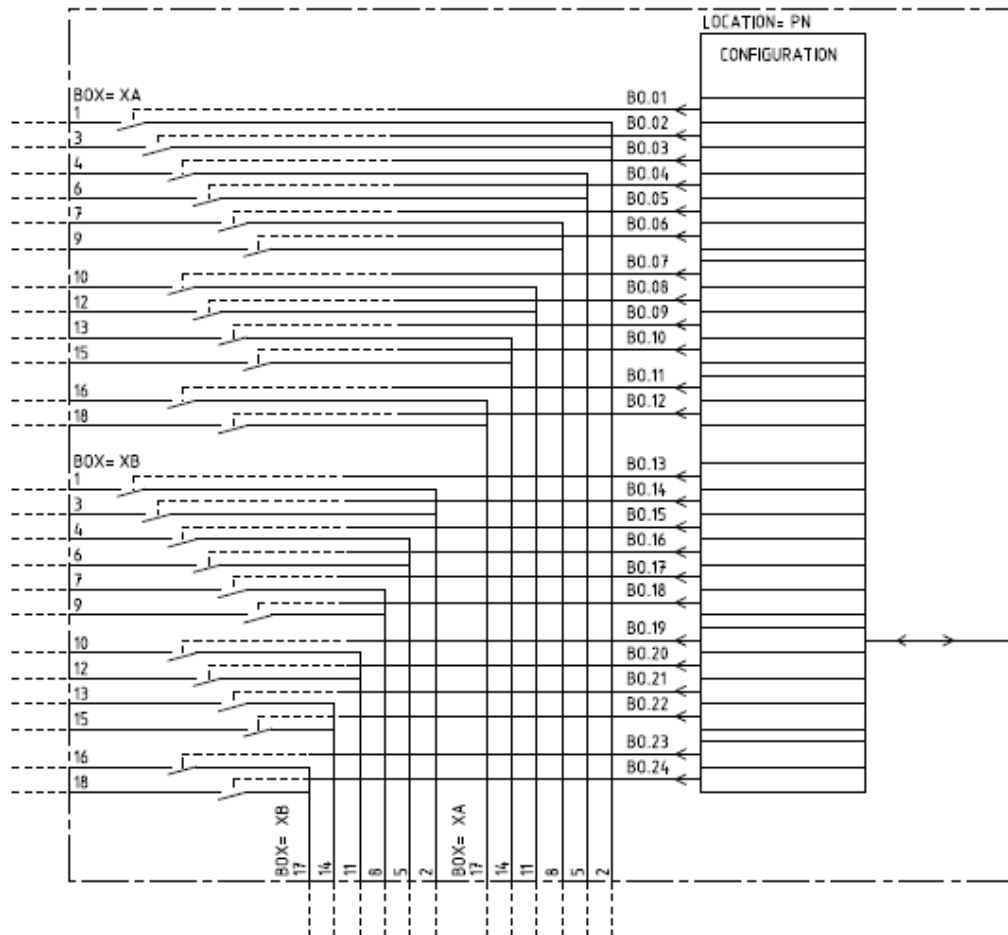
Módulo de Entradas Analógicas de Tensión y Corriente TRM. (ABB, IED RET 670 de proteccion de Transformador, 2007)



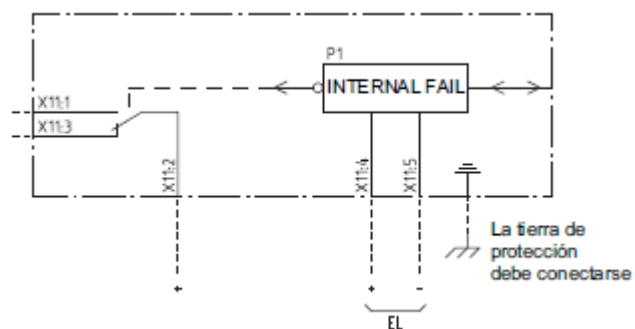
Módulo de Entradas Binarias BIM. (ABB, IED RET 670 de proteccion de Transformador, 2007)



Módulo de Salidas Binarias BOM. (ABB, IED RET 670 de protección de Transformador, 2007)



Módulo de Alimentación PSM. (ABB, IED RET 670 de protección de Transformador, 2007)



ANEXO 3.

IED ABB REF 630 para protección y control de alimentador - datos técnicos de interés. (ABB, Protección y Control de Alimentador REF630)

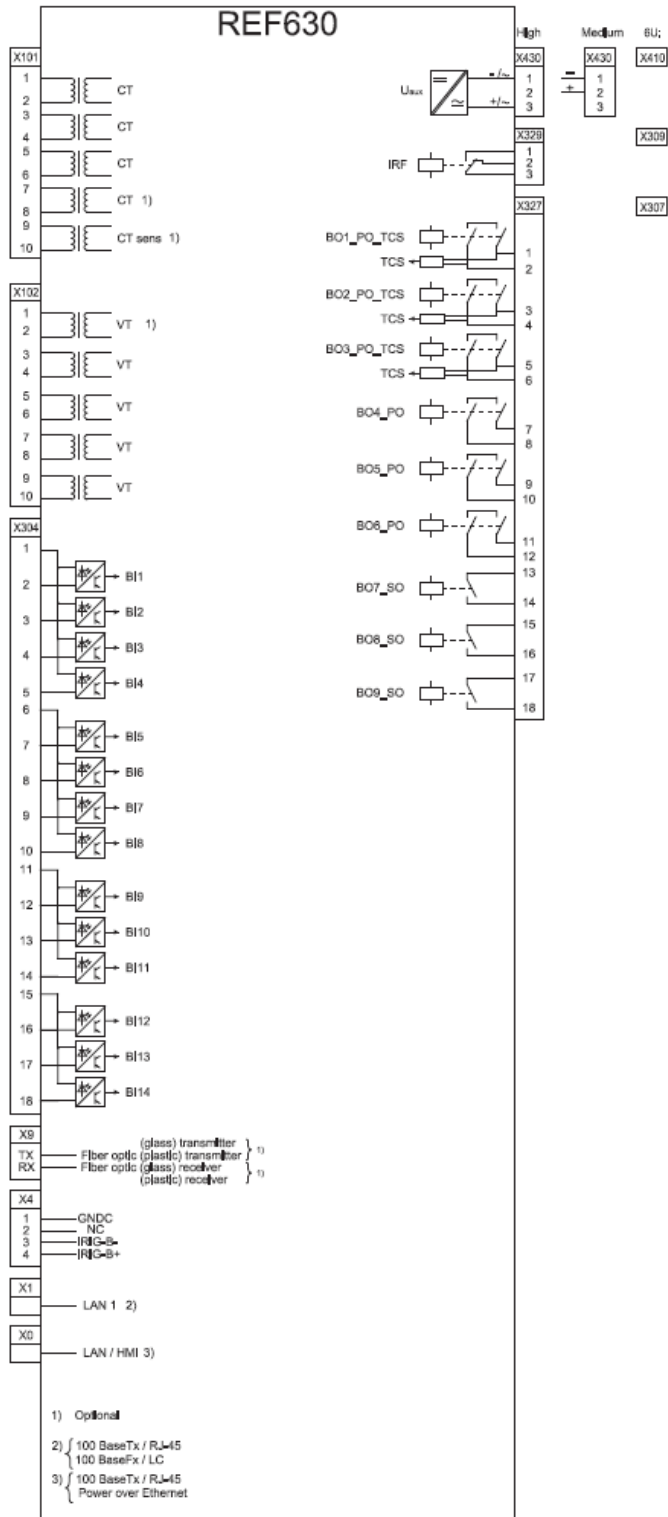
Entradas Analógicas	
Frecuencia nominal	50/60 Hz
Entradas de tensión	100 V/ 110 V/ 115 V/ 120 V
Entrada de corriente	0.1A/0.5A – 1A/5A

Entradas binarias	
Nombre:	BI
Rango operación	Máxima tensión entrada 300 VCD
Tensión nominal	24...250 VCD
Consumo corriente	1.6...1.8 mA
Tensión de umbral	15...221 VCD (parametrizable en el rango en pasos de 1% de la tensión nominal)

SALIDAS Y SEÑALES Y SALIDA IRF	
Nombre:	BO
Tensión nominal	250 VCA/CD
Capacidad continua de contacto	5A

Fuente de Alimentación	
Vaux nominal:	100/110/120/220/240 VCA 50HZ/60HZ
Vaux nominal:	110/125/220/250 VCC
Vaux nominal:	48/60/110/125 VCC

Módulo de Entradas Analógicas de Corriente y Tensión, módulo de Entradas Binarias, módulo de Salidas Binarias y Alimentación – REF 630. (ABB, Protección y Control de Alimentador REF630)



ANEXO 4.

Dispositivo de Control de Potencia PCD ABB – datos técnicos de interés (tablero a implementar). (ABB, PCD Aparato de Control de Potencia)

Frecuencia nominal: 50/60 HZ (ajustable).

Entradas Analógicas	
Entradas de Corriente.	5A/1A
Entradas de Tensión. en base a la conexión de los TP	69/120VCA Y 120/208VCA Delta

Módulo de Entradas Binarias	
Entradas Binarias.	0.075VA a 24VCC 0.140VA a 48VCC 0.360VA a 125VCC 0.730VA a 250VCC.

Módulo de Salidas Binarias	
Salidas Binarias.	120VCA/5A continuos
Cada contacto a disparo	125VCC/5A continuos 250VCC/5A continuos

Fuente de Alimentación	
Fuente de Poder.	Modulo UPS: 120VAC - 0.17A (90- 265VAC /250VDC). Modulo PS: 24VCC – 0.7A, 48VCC – 0.35A, 125VCC – 0.16A.

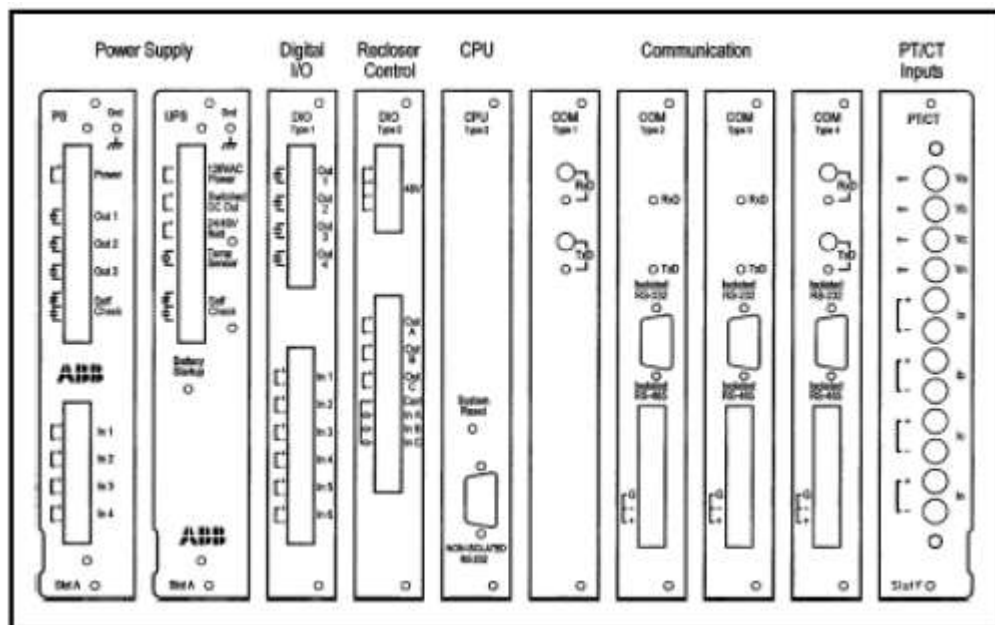
Entradas Binarias.

Se pueden configurar Entradas Binarias de un terminal o dos terminales:

- 1 terminal: terminal de conexión marcado (+) y un común (-)
- 2 terminales: dos terminales de conexión marcados (+) y (-)

Estas entradas se usan básicamente para posición de interruptor (Breaker Position) – Interruptor Cerrado/Interruptor Abierto y para elemento de recierre (Reclose Element) – Activado/Desactivado.

Módulos de Entradas Analógicas de Corriente y Tensión, módulo de Entradas Binarias, módulo de Salidas Binarias y Alimentación – PCD. (ABB, PCD Aparato de Control de Potencia)



El Departamento de Supervisión y Control de la CENTROSUR dispone de un equipo PCD con los siguientes módulos:

- Módulo UPS para alimentación en CA.
- Módulo de Entradas/Salidas Binarias DIO Type 1 (2 módulos)
- Módulo de Entradas Analógicas PT/CT.

ANEXO 5.

IED Schneider Electric MiCOM P643 para protección y control de transformador - datos técnicos de interés. (SchneiderElectric)

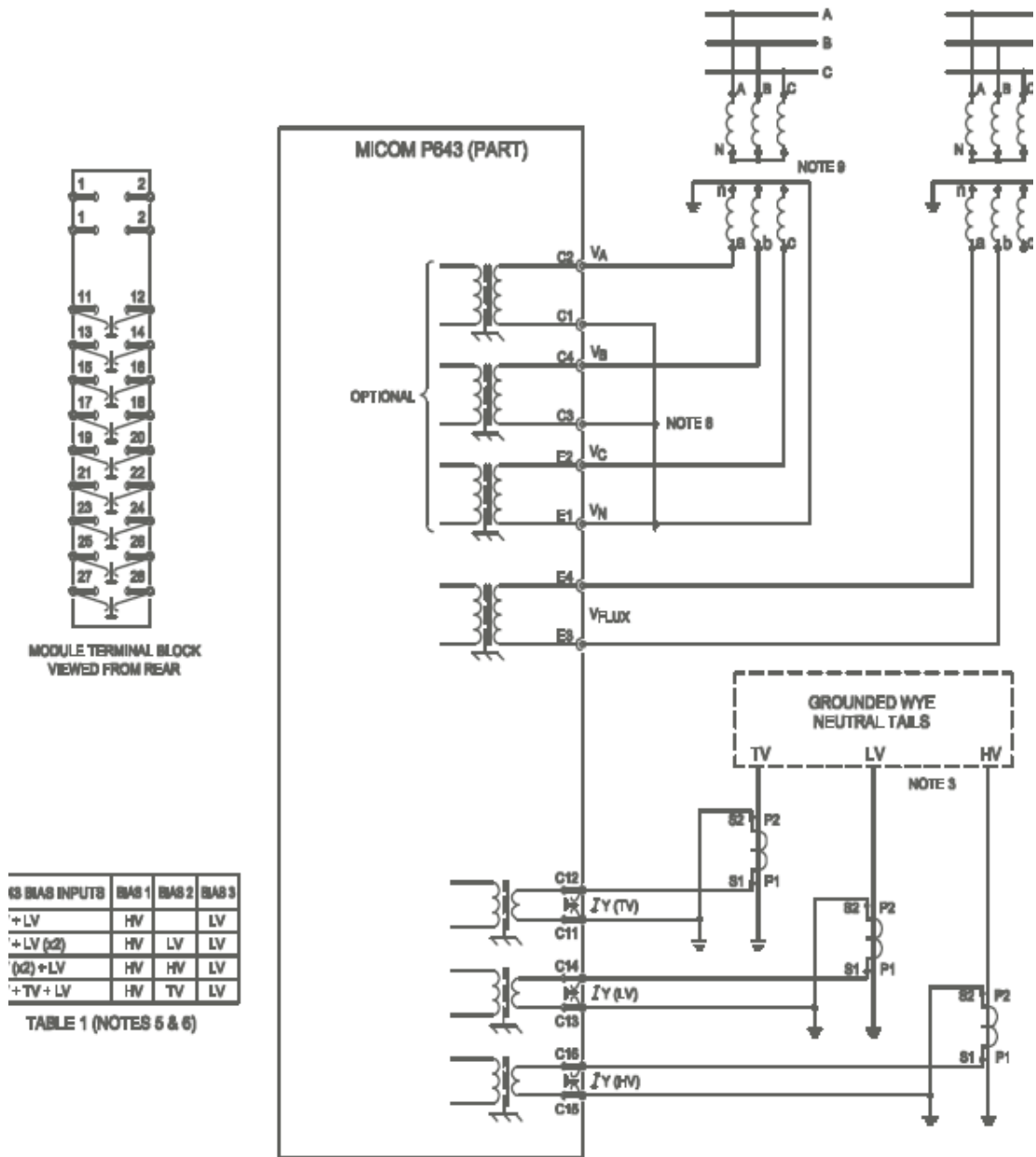
Frecuencia nominal: 50/60 HZ (ajustable)

Módulo de Entradas Analógicas	
Primario - Corriente: IA (1), IB (1), IC (1)	In: 1A/5A
Secundario - Corriente: IA (2), IB (2), IC (2)	
Tensión: VA, VB, VC, VN	Vn: 100V a 120V

Módulo de Entradas Binarias		Módulo de Salidas Binarias	
Nombre:	OPTO	Nombre:	RELAY
Rango de Tensión nominal:	24VCC a 250VCC	Tensión nominal:	300 V
		Corriente Continua:	10A
Umbral Pick-up:	70% de la alimentación	Corriente de corta duración:	30A por 3 seg
Umbral Reset:	66% de la alimentación	Corriente de corta duración:	250A por 30 mseg

Fuente de Alimentación	
Vx:	24 VCC a 48 VCC
Vx:	48 VCC a 110 VCC y 40 VCA a 100

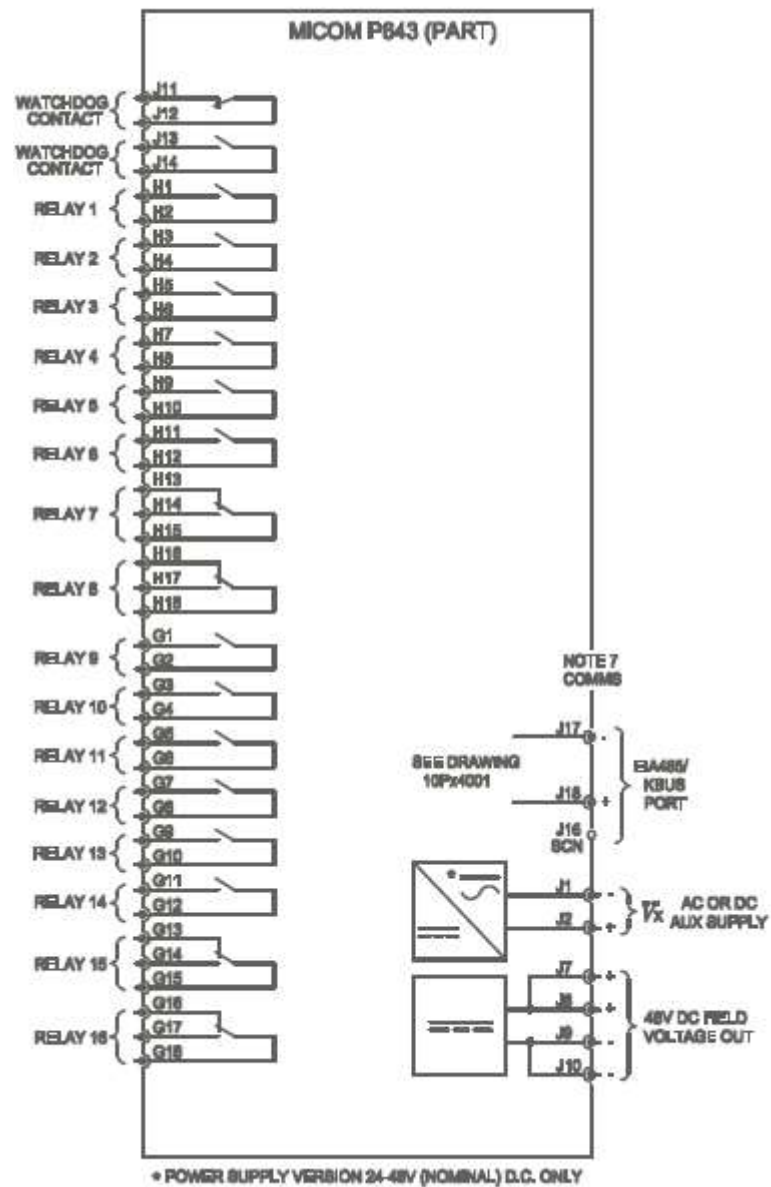
Módulo de Entradas Analógicas de Tensión y módulo de Entradas Analógicas de Corriente a tierra – MICOM P643. (SchneiderElectric)



6S BIAS INPUTS	BIAS 1	BIAS 2	BIAS 3
+ LV	HV		LV
+ LV (2)	HV	LV	LV
(2) + LV	HV	HV	LV
+ TV + LV	HV	TV	LV

TABLE 1 (NOTES 5 & 6)

Módulo de Salidas Binarias y Alimentación – MICOM P643. (SchneiderElectric)



ANEXO 6.

IED Siemens 7SD53 para protección diferencial de línea - datos técnicos de interés.
(Siemens, SIPROTEC 7SD53)

Frecuencia nominal: 50/60 HZ (ajustable)

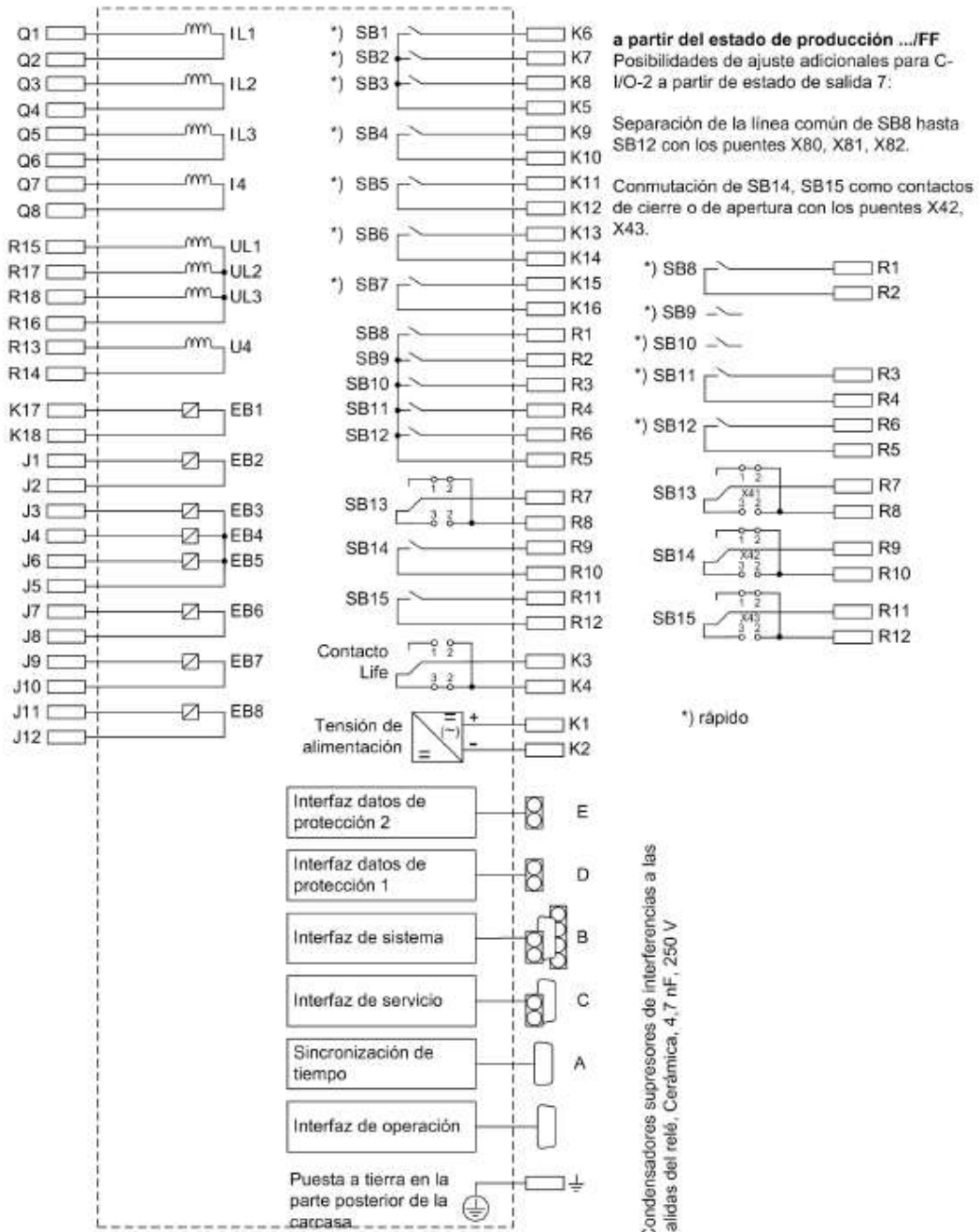
Módulo de Entradas Analógicas	
Corriente: IL1, IL2, IL3, I4	In: 1A/5A
Tensión: UL1, UL2, UL3, U4	Vn: 80V a 125V

Módulo de Entradas Binarias	
Nombre:	EB/BI
Rango de Tensión Nominal:	24VCC a 250VCC
Umbral de Tensión nominal 24/48VDC - 60/110/125VDC:	$U_{high} \geq 19VDC$ y $U_{low} \leq 10VDC$
Umbral de Tensión nominal 110/125/220/250VDC:	$U_{high} \geq 88VDC$ y $U_{low} \leq 44VDC$
Umbral de Tensión nominal 220/250VDC:	$U_{high} \geq 176VDC$ y $U_{low} \leq 88VDC$

Módulo de Salidas Binarias	
Nombre:	SB/BO
Tensión de conexión:	250VCC y 250VCA
Corriente admisible:	5A
Corriente admisible:	30A por 0,5 seg

Fuente de Alimentación	
Tensión Continua UH:	24V/48V – 60V/110V/125V – 110V/125V/220V/250V – 220V/250V
Tensión Alterna UH:	115V

Módulo de Entradas Analógicas de Corriente y Tensión, módulo de Entradas Binarias, módulo de Salidas Binarias y Alimentación – 7SD53. (Siemens, SIPROTEC 7SD53)



ANEXO 7.

IED Siemens 7SR224 controlador de reconectador - datos técnicos de interés (tablero a implementar). (Siemens, Reyrolle 7SR224 Argus)

Frecuencia nominal: 50/60 HZ (ajustable)

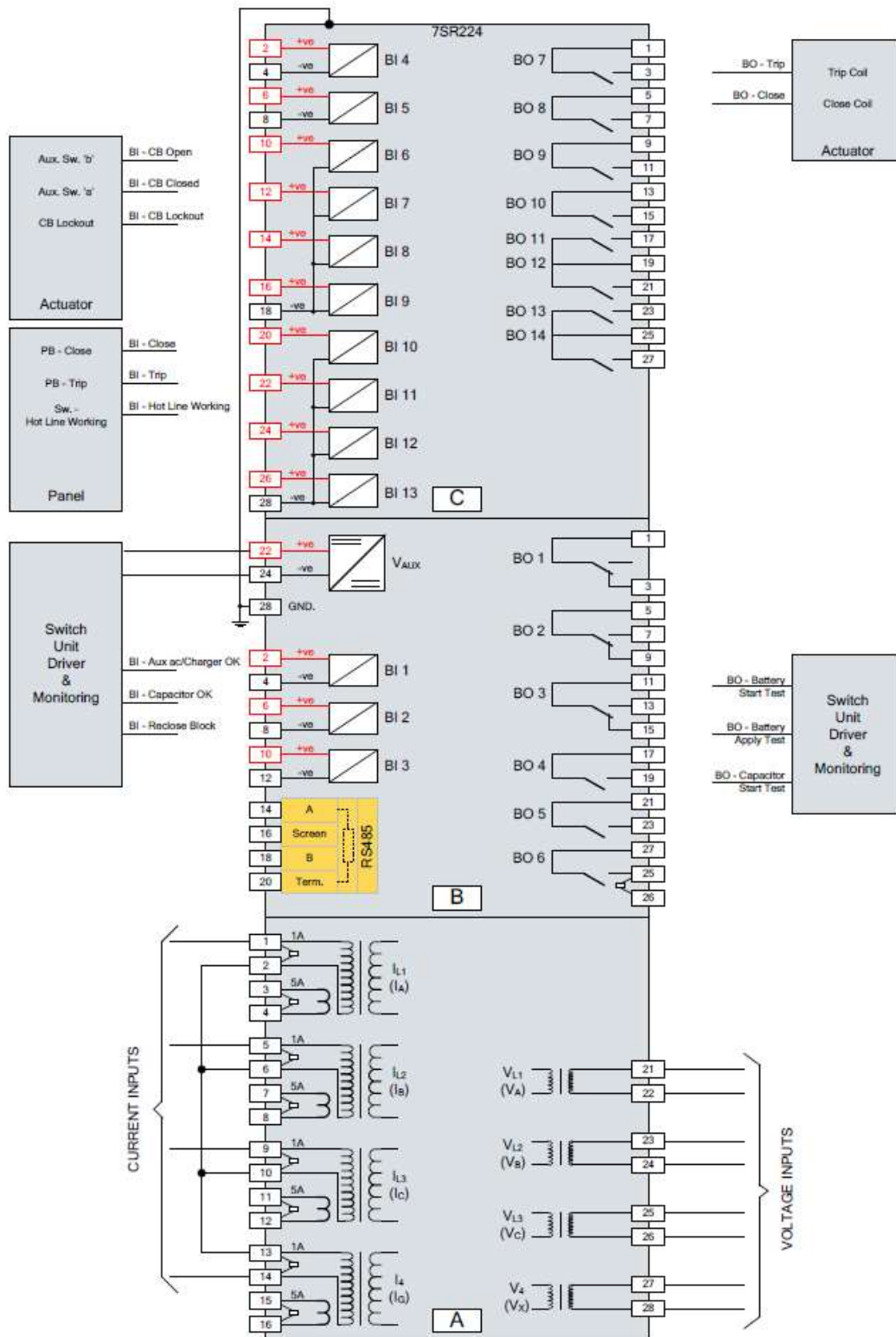
Módulo de Entradas Analógicas	
Corriente: IL1, IL2, IL3, I4	In: 1A/5A
Tensión: VL1, VL2, VL3, V4, V5 y V6	Vn: 40V a 160V

Módulo de Entradas Binarias	
Nombre:	BI
Rango de Tensión nominal:	19VDC: 17 a 290VDC. 88VDC: 74 a 290VDC

Módulo de Salidas Binarias	
Nombre:	BO
Corriente admisible:	5A AC o DC (Voltage Free)
Corriente admisible:	20A AC/DC por 0,5 seg y 30A AC/DC por 0,2 seg

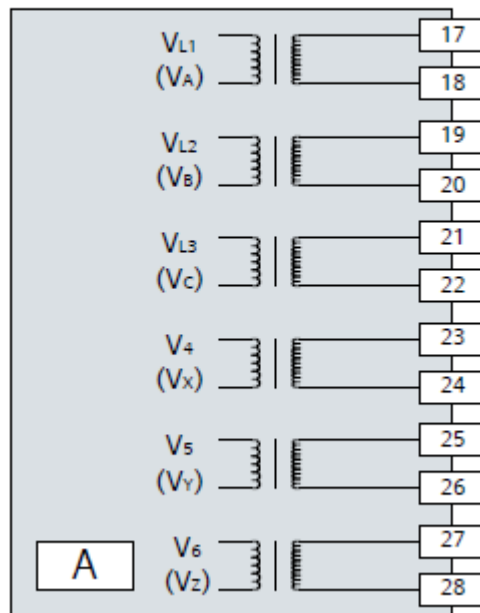
Fuente de Alimentación	
Vaux:	30, 48, 110, 220 VDC – Rango de 24VCC a 290VCC.

Módulos de Entradas Analógicas de Corriente y Tensión, módulo de Entradas Binarias, módulo de Salidas Binarias y Alimentación – 7SR224. (Siemens, Reyrolle 7SR224 Argus)



Alternative Voltage Input Connections
for 6VT Models.

Note re-allocation of Terminals



ANEXO 8.

IED Siemens 7SJ85 para protección de sobreintensidad - datos técnicos de interés (tablero a implementar). (Siemens, SIPROTEC 5 Protección de Sobreintensidad 7SJ85)

Frecuencia nominal: 50/60 HZ (ajustable)

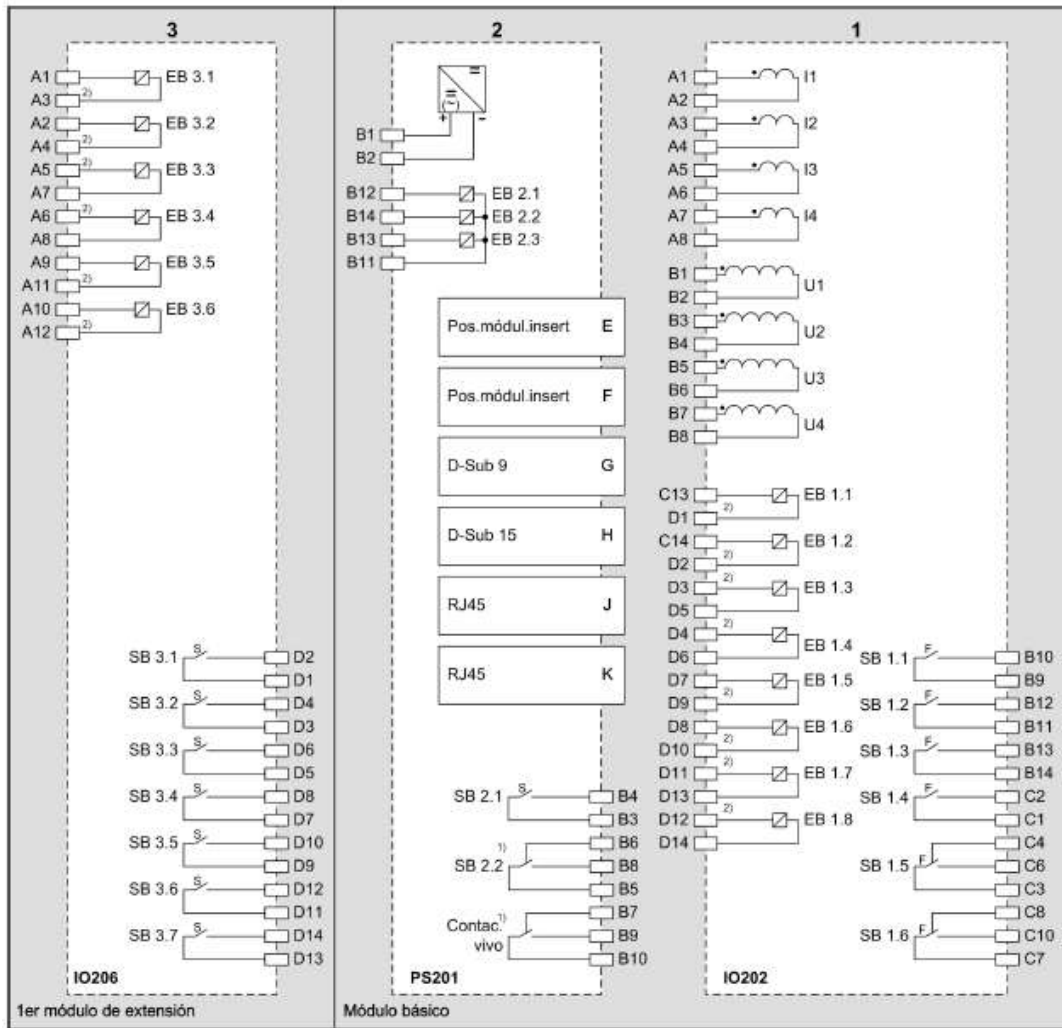
Módulo de Entradas Analógicas	
Corriente: I1, I2, I3, I4	In: 1A/5A
Tensión: U1, U2, U3, U4	Vn: 7,07 V a 200V

Módulo de Entradas Binarias	
Nombre:	EB/BI
Rango de Tensión nominal:	24 VCC a 250 VCC
Umbral de reacción: 24/48/60 V	$U_{low} \leq 10VCC$ y $U_{high} \geq 19VCC$
Umbral de reacción: 110/125 V	$U_{low} \leq 44VCC$ y $U_{high} \geq 88VCC$
Umbral de reacción: 220/250 V	$U_{low} \leq 88VCC$ y $U_{high} \geq 176VCC$

Módulo de Salidas Binarias	
Nombre:	SB/BO
Tensión de conmutación:	250 VCC y 250 VCA
Corriente admisible:	5A
Corriente admisible:	30A por 1 seg
Corriente admisible:	250A por 30 mseg

Fuente de Alimentación	
Tensión Continua Uaux:	60/110/125/220/250 V
Tensión Alterna Uaux:	100/115/230 V

Módulos de Entradas Analógicas y Entradas/Salidas Binarias – Variante estándar Tipo S2. (Siemens, SIPROTEC 5 Protección de Sobreintensidad 7SJ85)



ANEXO 9.

Unidad de prueba universal de dispositivos de protección OMICRON CMC 356 – datos técnicos de interés. (Omicron, Soluciones de Prueba para sistemas de protección y medida, 2014)

Generadores de Corriente	
6 salidas CA Hexafásica (LN)	Ajuste de 0 a 32A
3 salidas CA Trifásica (LN)	Ajuste de 0 a 64A
1 salida CA Monofásica (LL - LN)	Ajuste de 0 a 128A
1 salida CC (LL - LN)	Ajuste de 0 a +/-180A

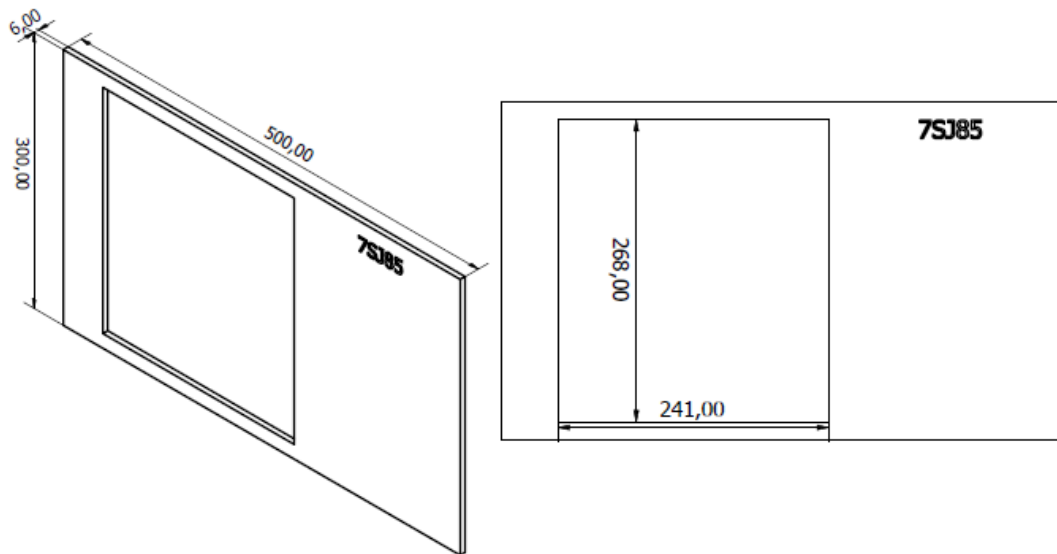
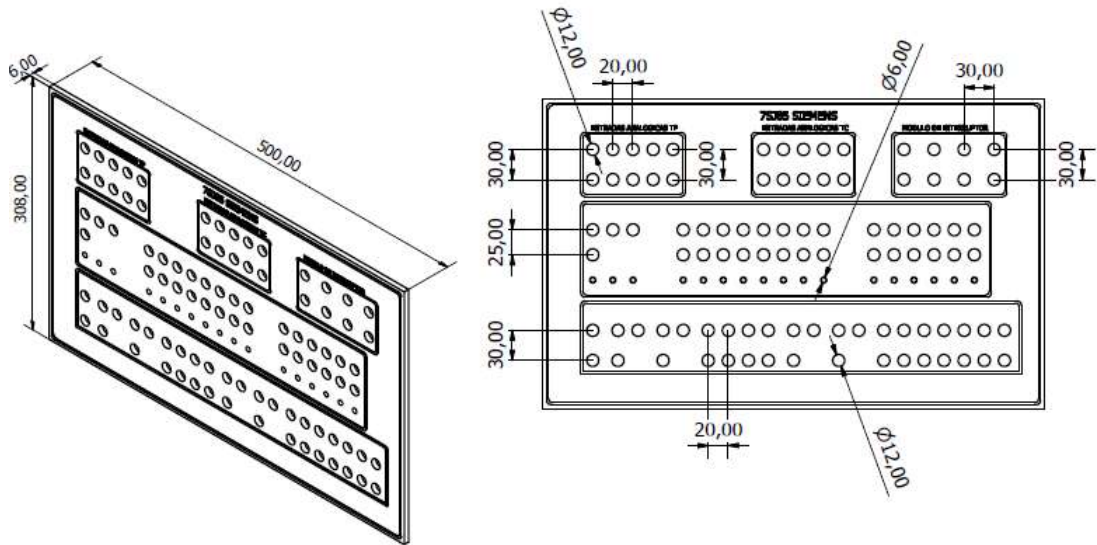
Generadores de Tensión	
4 salidas CA Tetrafásica (LN)	Ajuste de 0 a 300V
3 salidas CA Trifásica (LN)	Ajuste de 0 a 300V
1 salida CA Monofásica (LL)	Ajuste de 0 a 600V
4 salidas CC (LN)	Ajuste de 0 a +/-300V

Generadores - Frecuencia y Fase	
Frecuencia - Rango de señales sinusoidales:	10 a 1kHz
Fase - Rango de ángulo:	-360° a +360°

Fuente de Alimentación	
Tensión nominal:	100 - 240 VCA 50/60 HZ
Fuente CC auxiliar - rangos de tensión:	0 a 264 VCC/ 0 a 132 VCC/ 0 a 66 VCC

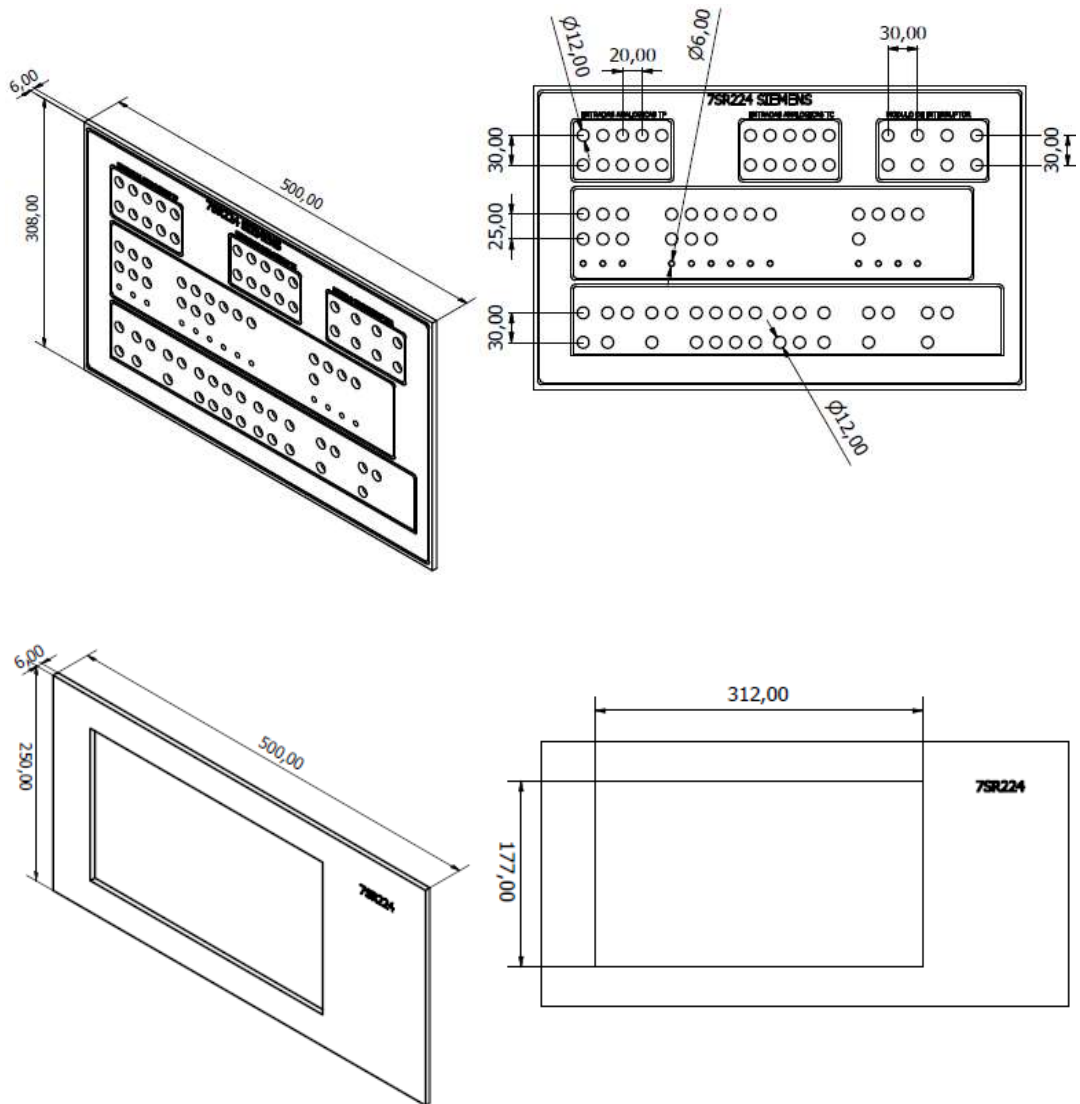
ANEXO 10.

Especificaciones de panel frontal – IED 7SJ85.



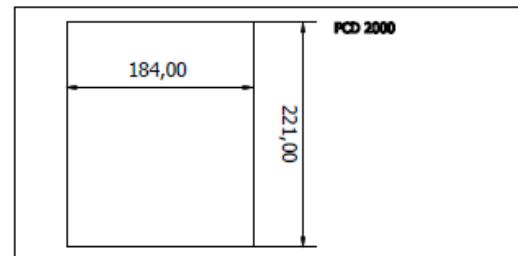
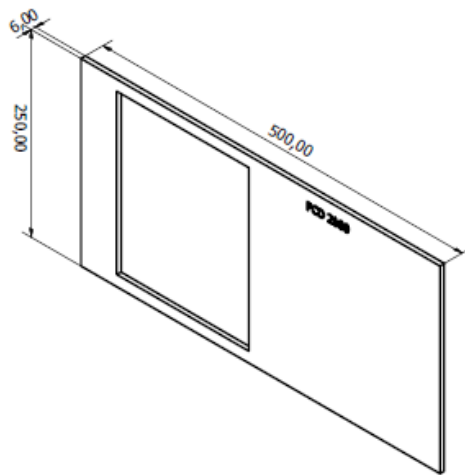
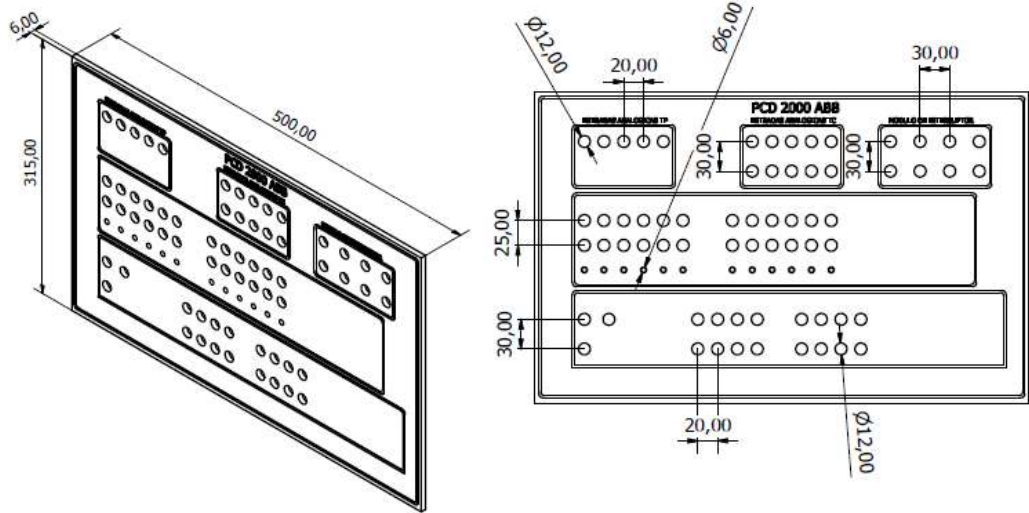
ANEXO 11.

Especificaciones de panel frontal – IED 7SR224.



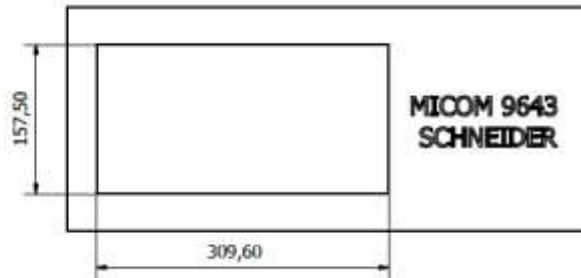
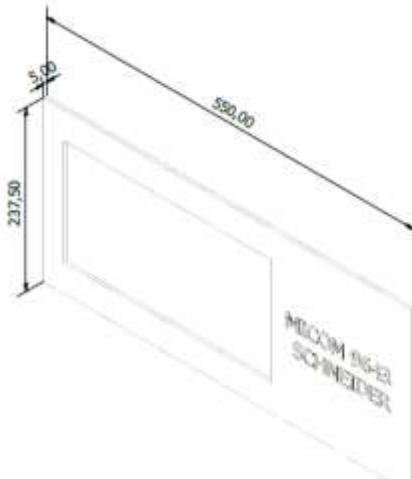
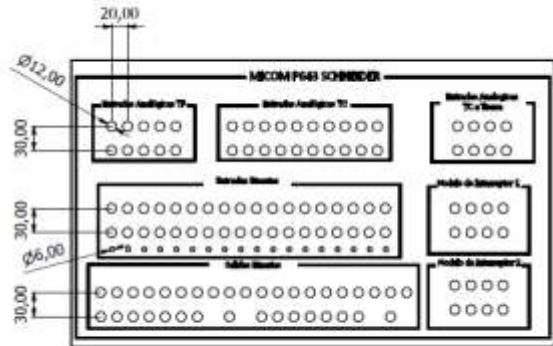
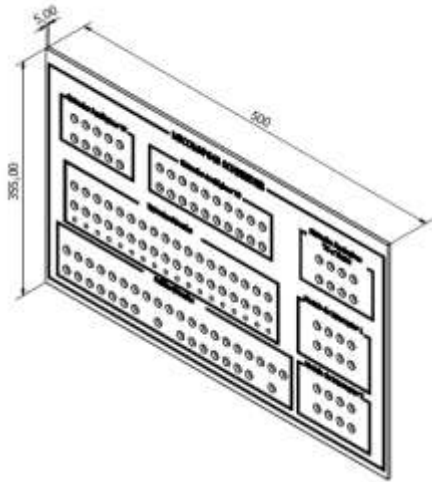
ANEXO 12.

Especificaciones de panel frontal – IED PCD 2000.



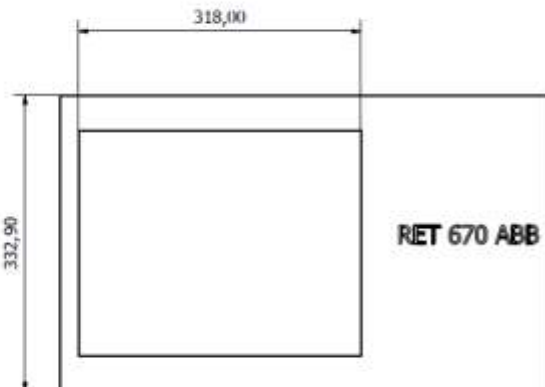
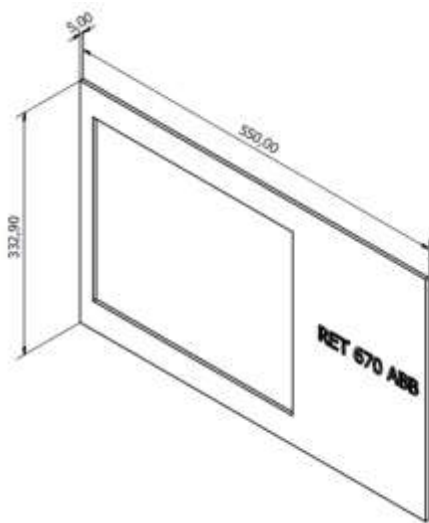
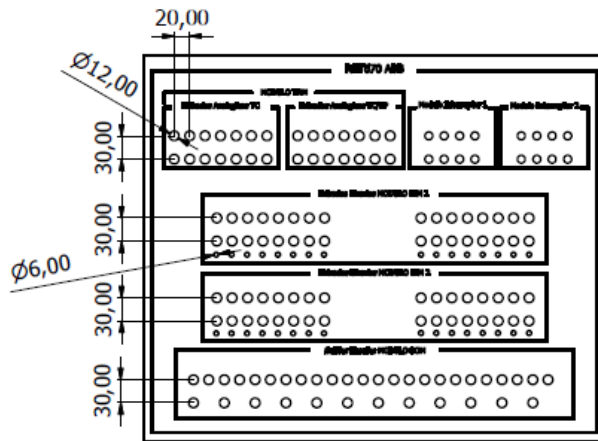
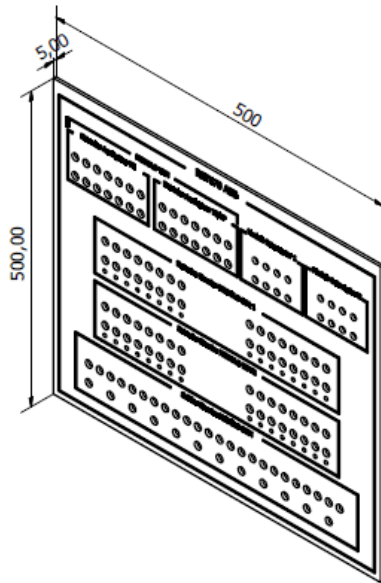
ANEXO 13.

Especificaciones de panel frontal – IED MICOM P643.



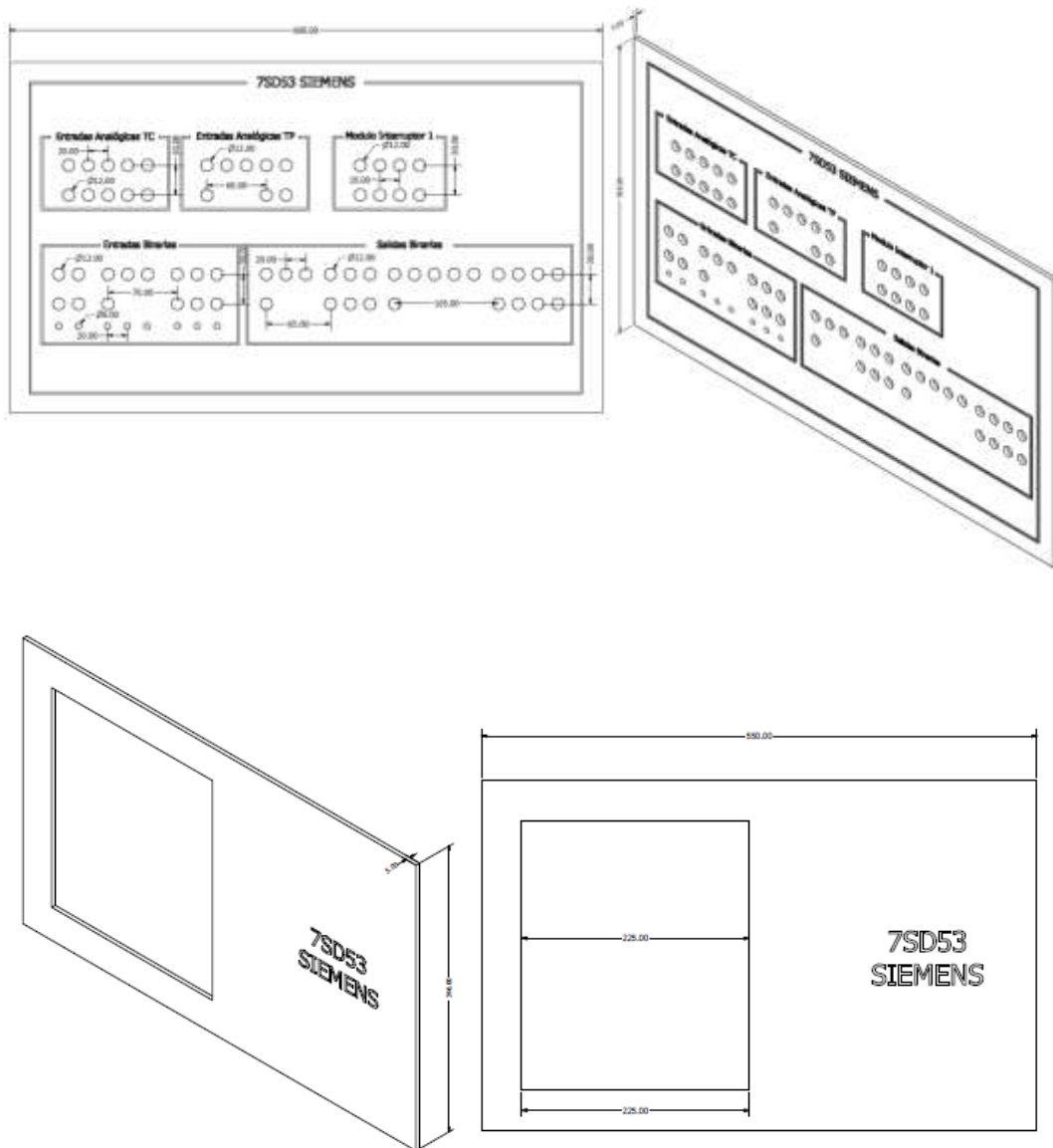
ANEXO 14.

Especificaciones de panel frontal – IED RET 670.



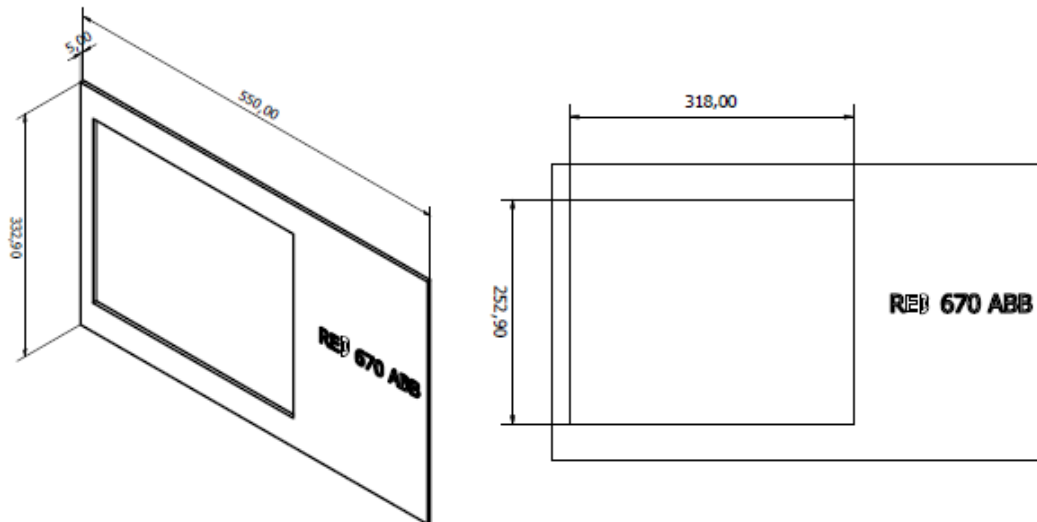
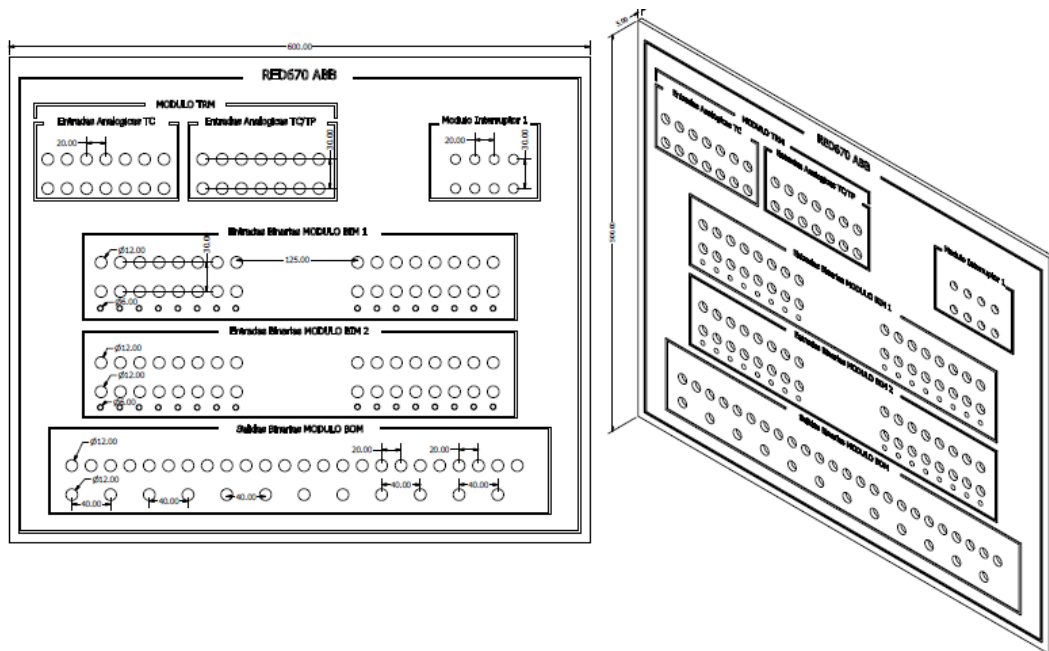
ANEXO 15.

Especificaciones de panel frontal – IED 7SD53 – Equipo 1 y 2.



ANEXO 16.

Especificaciones de panel frontal – IED RED 670 – Equipo 1 y 2.



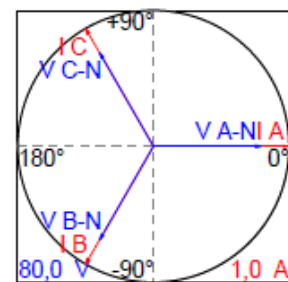
ANEXO 17.

Prueba de medición de tensión y corriente – entradas analógicas IED 7SJ85.

Elemento del Sistema:	Alimentador Primario / Cabecera S/E	
Escenario:	Medición	Tensión - Corriente
Equipo de Pruebas:	Omicron CMC 356 - Test Universe Software – Modulo Quick CMC.	
IED:	7SJ85 Siemens	
Prueba realizada por:	Francisco Araujo - Cristhian Bermeo	
Prueba supervisada por:	Ing. Paúl Novillo – DSC CENTROSUR	

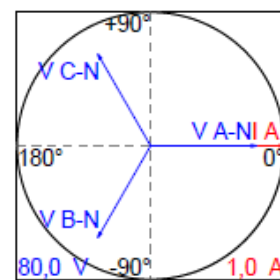
Medición balanceada.

V A-N	63,509V	0,00°
V B-N	63,509V	-120,00°
V C-N	63,509V	120,00°
I A	1,000A	0,00°
I B	1,000A	-120,00°
I C	1,000A	120,00°



Medición Desbalanceada.

V A-N	63,509V	0,00°
V B-N	63,509V	-120,00°
V C-N	63,509V	120,00°
I A	1,000A	0,00°
I B	0,000A	-120,00°
I C	0,000A	120,00°



ANEXO 18.

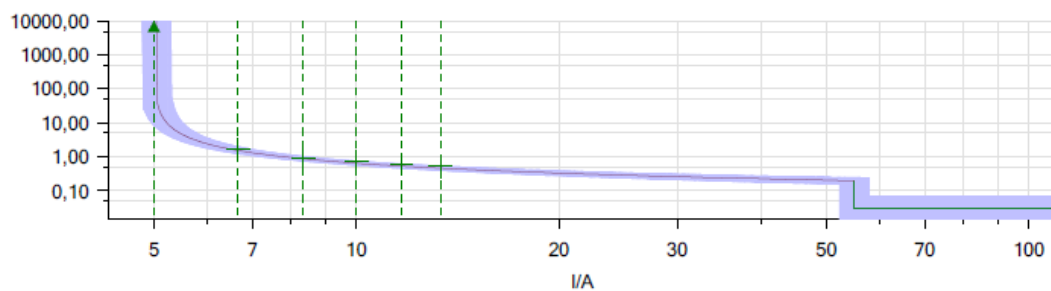
Prueba de función de protección de sobrecorriente direccional 67/67N – IED 7SJ85.

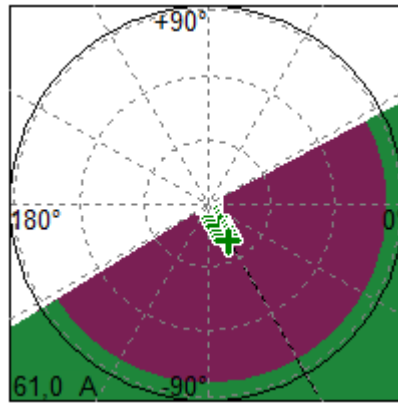
Elemento del Sistema:	Alimentador Primario / Cabecera S/E	
Escenario:	Cortocircuito / Falla	Fase-Neutro. Entre Fases
Función de Protección:	Sobrecorriente direccional 67/67N	
Equipo de Pruebas:	Omicron CMC 356 - Test Universe Software - Modulo Overcurrent.	
IED:	7SJ85 Siemens	
Prueba realizada por:	Francisco Araujo - Cristhian Bermeo	
Prueba supervisada por:	Ing. Paúl Novillo – DSC CENTROSUR	

Definición de parámetros de curvas- características de disparo - 67.

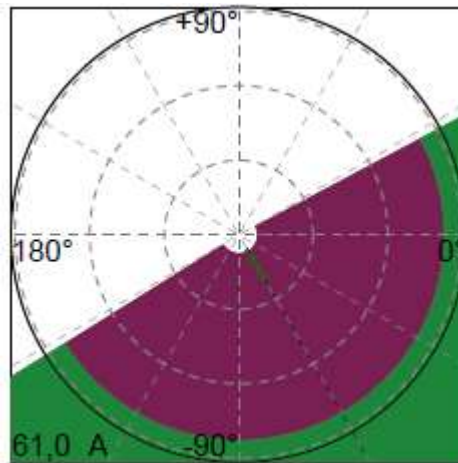
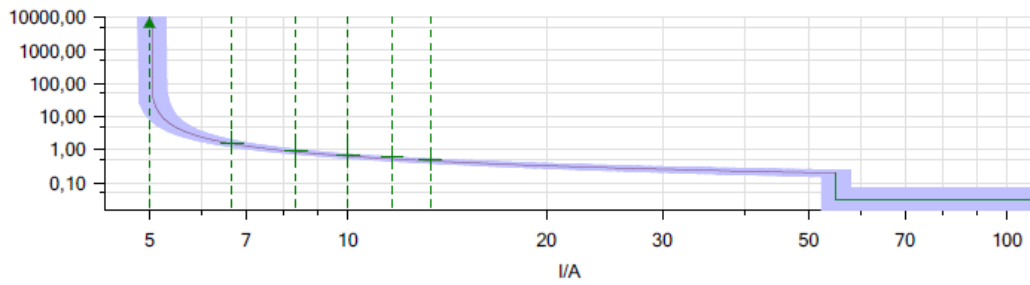
IEC tiempo definido	I Pick – up 11*Inom	0.03 seg	Hacia adelante
IEEE MI	I Pick – up 1*Inom	0.17 seg	Hacia adelante

Verificación de disparos – Falla A-B – AMT -60°

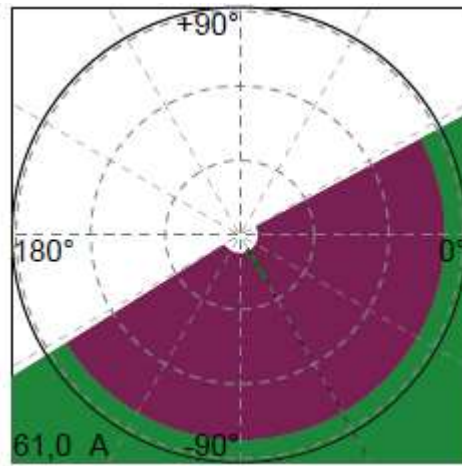
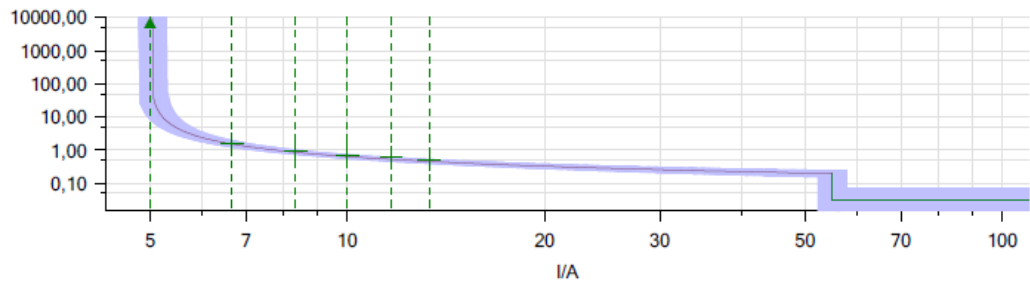




Verificación de disparos – Falla A-B-C – AMT -60°



Verificación de disparos – Falla A (sobrecorriente fase A) – AMT -60°



Definición de parámetros de curvas- características de disparo – 67N.

IEEE MI

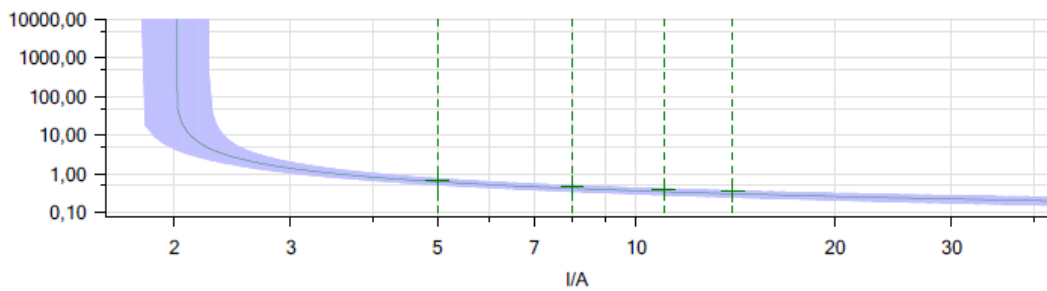
I Pick – up

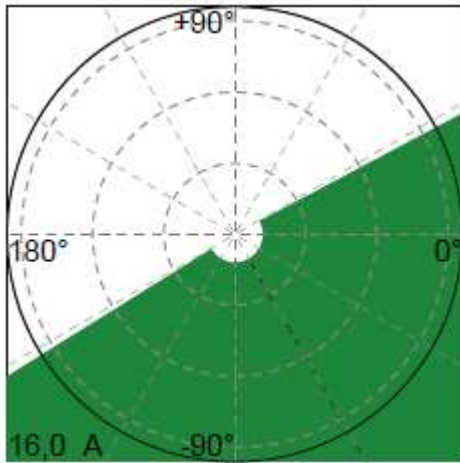
0.22 seg

Hacia adelante

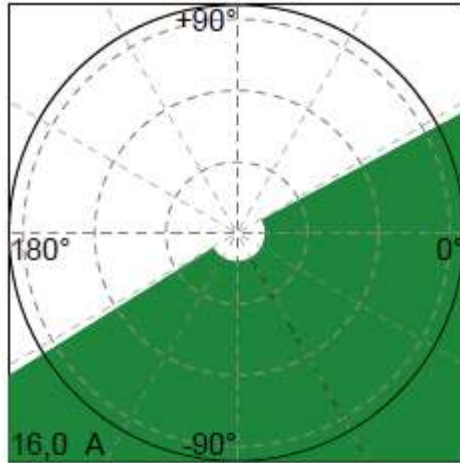
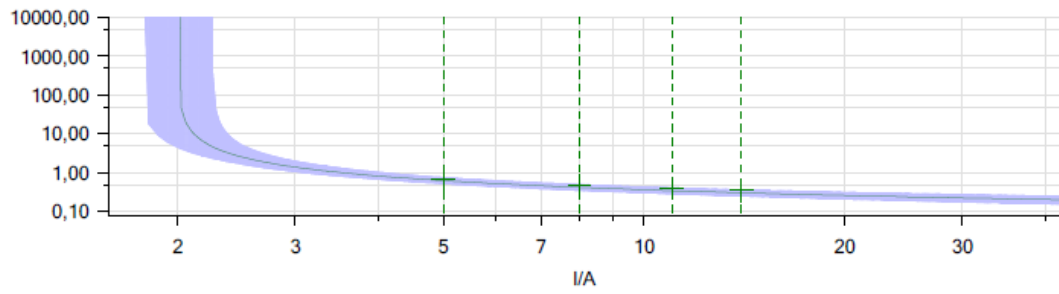
0.4*Inom

Verificación de disparos – Falla A-N – AMT -60°





Verificación de disparos – Corriente residual 3I0 – AMT -60°



ANEXO 19.

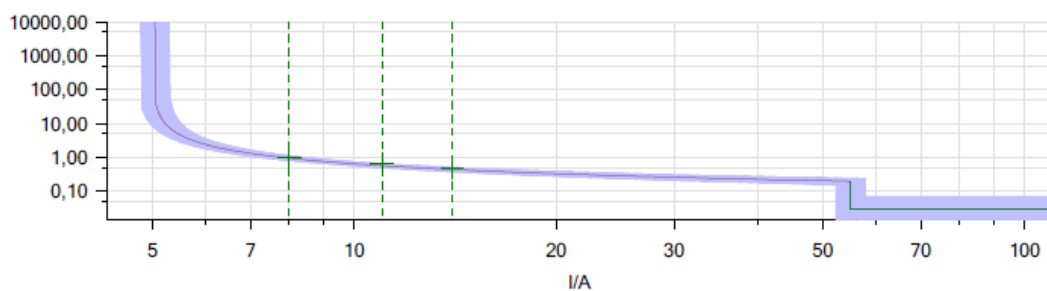
Prueba de función de protección de sobrecorriente con retardo de tiempo 51/51N e instantánea 50/50N – IED 7SJ85.

Elemento del Sistema:	Alimentador Primario / Cabecera S/E	
Escenario:	Cortocircuito / Falla	Fase-Neutro. Entre Fases
Función de Protección:	Sobrecorriente con retardo de tiempo 51/51N – instantánea 50/50N	
Equipo de Pruebas:	Omicron CMC 356 - Test Universe Software – Modulo Overcurrent.	
IED:	7SJ85 Siemens	
Prueba realizada por:	Francisco Araujo - Cristhian Bermeo	
Prueba supervisada por:	Ing. Paúl Novillo – DSC CENTROSUR	

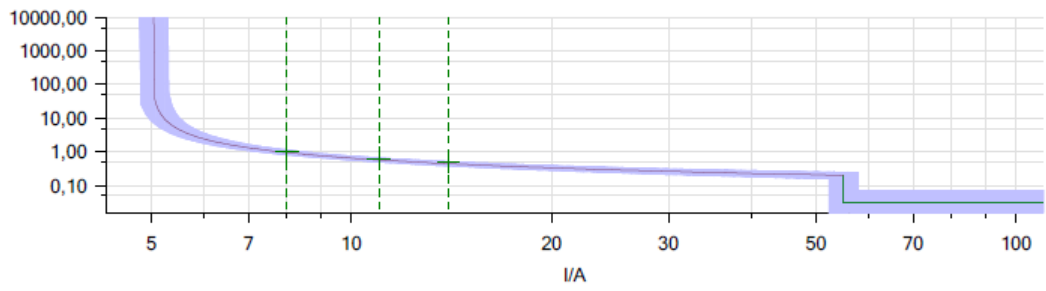
Definición de parámetros de curvas- características de disparo – 50/51.

IEC tiempo definido	I Pick – up 11*Inom	0.03 seg
IEEE MI	I Pick – up 1*Inom	0.17 seg

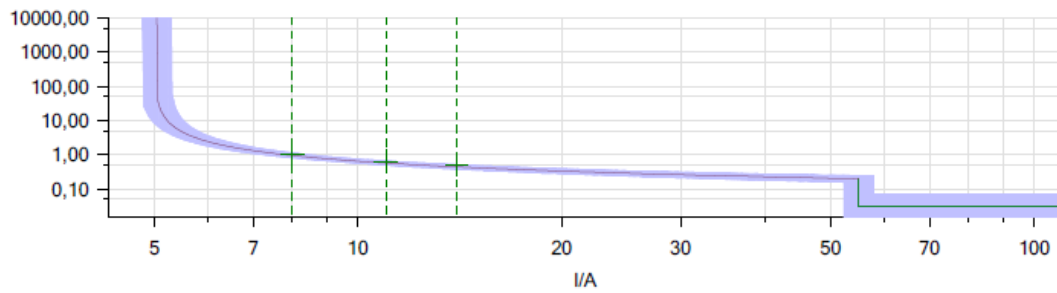
Verificación de disparos – Falla A-B.



Verificación de disparos – Falla A-B-C.



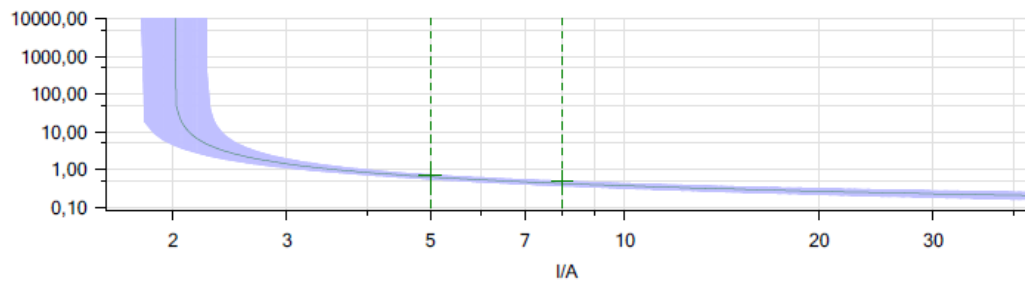
Verificación de disparos – Falla A (sobrecorriente fase A).



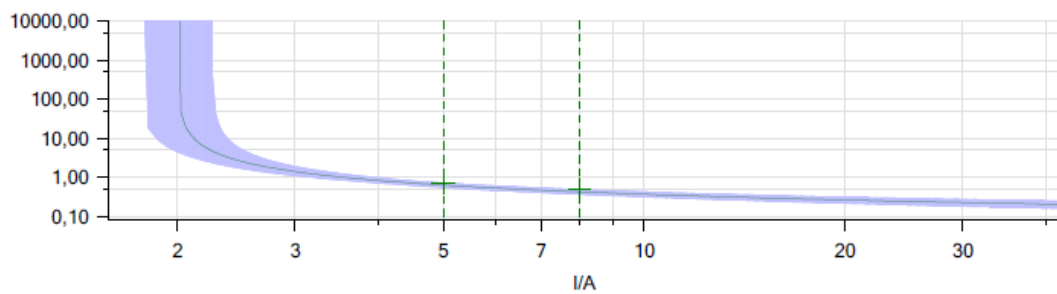
Definición de parámetros de curvas- características de disparo – 50N/51N.

IEEE MI I Pick – up $1 \cdot I_{nom}$ 0.17 seg

Verificación de disparos – Falla A-N.



Verificación de disparos – corriente residual $3I_0$.



ANEXO 20.

Prueba de función de protección de sobretensión 59 y subtensión 27 – IED 7SJ85.

Elemento del Sistema:	Alimentador Primario / Cabecera S/E	
Escenario:	Sobretensión - Subtensión	VA-N VB-N VC-N
Función de Protección:	Sobretensión 59 – Subtensión 27	
Equipo de Pruebas:	Omicron CMC 356 - Test Universe Software – Modulo Ramping.	
IED:	7SJ85 Siemens	
Prueba realizada por:	Francisco Araujo - Cristhian Bermeo	
Prueba supervisada por:	Ing. Paúl Novillo – DSC CENTROSUR	

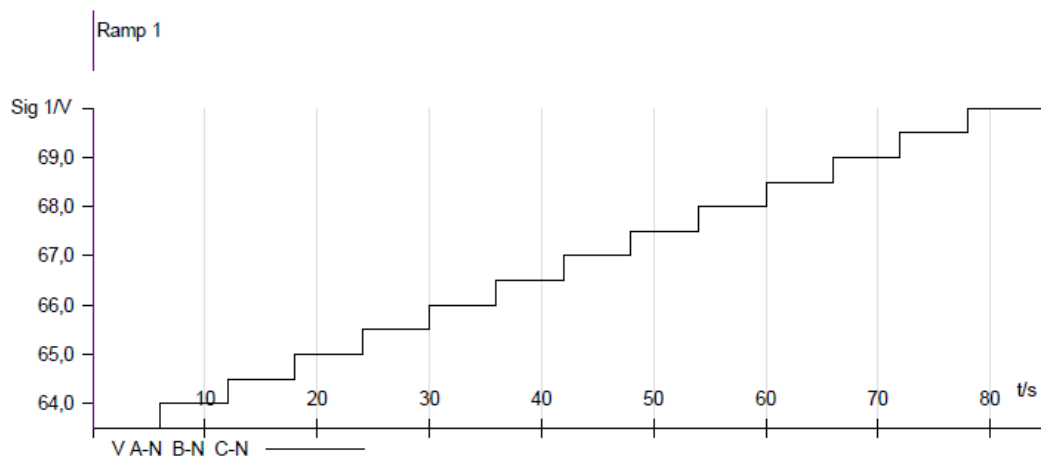
Valores nominales.

Ramp	Ramp 1
V A-N	63.50 V 0.00 ° 60.000 Hz
V B-N	63.50 V -120.00 ° 60.000 Hz
V C-N	63.50 V 120.00 ° 60.000 Hz
I A	1.000 A 0.00 ° 60.000 Hz
I B	1.000 A -120.00 ° 60.000 Hz
I C	1.000 A 120.00 ° 60.000 Hz

Definición de parámetros de rampa t/V – función 59.

Rampa	Señal 1					Pasos	Tiempo	Condición de parada
	desde	Hasta	Delta	dt	d/dt			
Rampa 1	63,50 V	70,00 V	500,0 mV	6,000 s	83,33 mV/s	14	84,000 s	Trip 0->1

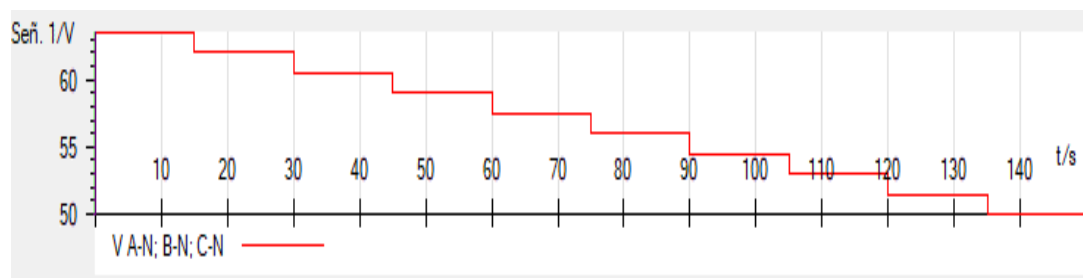
Verificación de disparo por sobretensión.



Definición de parámetros de rampa t/V – función 27.

Rampa	Señal 1					Pasos	Tiempo	Condición de parada
	desde	Hasta	Delta	dt	d/dt			
Rampa 1	63,50 V	50,00 V	-1,500 V	15,00 s	-100,0 mV/s	10	150,000 s	Trip 0->1

Verificación de disparo por subtensión.



ANEXO 21.

Prueba de función de protección de baja frecuencia 81U – IED 7SJ85.

Elemento del Sistema:	Alimentador Primario / Cabecera S/E	
Escenario:	Baja frecuencia	VA-N VB-N VC-N
Función de Protección:	Baja frecuencia 81U	
Equipo de Pruebas:	Omicron CMC 356 - Test Universe Software – Modulo Ramping.	
IED:	7SJ85 Siemens	
Prueba realizada por:	Francisco Araujo - Cristhian Bermeo	
Prueba supervisada por:	Ing. Paúl Novillo – DSC CENTROSUR	

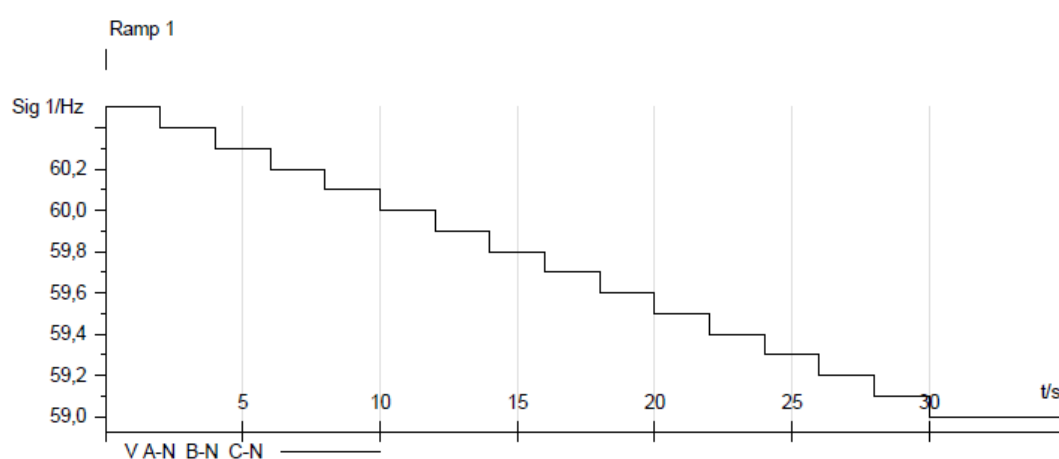
Valores nominales.

Ramp	Ramp 1
V A-N	66.39 V 0.00 ° 60.500 Hz
V B-N	66.39 V -120.00 ° 60.500 Hz
V C-N	66.39 V 120.00 ° 60.500 Hz
I A	1.000 A 0.00 ° 60.000 Hz
I B	1.000 A -120.00 ° 60.000 Hz
I C	1.000 A 120.00 ° 60.000 Hz

Definición de parámetros de rampa t/V – función 81U.

Rampa	Señal 1					Pasos	Tiempo	Condición de parada
	desde	Hasta	Delta	dt	d/dt			
Rampa 1	60,500 Hz	55,000 Hz	-100,00 mHz	2,000 s	-50,00 mHz/s	56	112,000 s	Trip 0->1

Verificación de disparo por baja frecuencia.



Elemento del Sistema:	Alimentador Primario / Cabecera S/E	
Escenario:	Restricción de tensión por falla.	VA-N VB-N VC-N
Función de Protección:	Baja frecuencia 81U	
Equipo de Pruebas:	Omicron CMC 356 - Test Universe Software – Modulo State Sequencer.	
IED:	7SJ85 Siemens	
Prueba realizada por:	Francisco Araujo - Cristhian Bermeo	
Prueba supervisada por:	Ing. Paúl Novillo – DSC CENTROSUR	

Definición de estados para prueba de restricción de tensión.

State	Estado prefalla 1	Falla 1 (Bloqueo por V mínima)	Prefalla	Falla 2 (Disparo 81U)
V A-N	63.51 V 0.00 ° 60.000 Hz	10.00 V 0.00 ° 58.000 Hz	63.51 V 0.00 ° 60.000 Hz	63.51 V 0.00 ° 58.000 Hz
V B-N	63.51 V -120.00 ° 60.000 Hz	10.00 V -120.00 ° 58.000 Hz	63.51 V -120.00 ° 60.000 Hz	63.51 V -120.00 ° 58.000 Hz
V C-N	63.51 V 120.00 ° 60.000 Hz	10.00 V 120.00 ° 58.000 Hz	63.51 V 120.00 ° 60.000 Hz	63.51 V 120.00 ° 58.000 Hz
I A	1.000 A 0.00 ° 60.000 Hz	1.000 A -80.00 ° 58.000 Hz	1.000 A 0.00 ° 60.000 Hz	1.000 A 0.00 ° 58.000 Hz
I B	1.000 A -120.00 ° 60.000 Hz	1.000 A 160.00 ° 58.000 Hz	1.000 A -120.00 ° 60.000 Hz	1.000 A -120.00 ° 58.000 Hz
I C	1.000 A 120.00 ° 60.000 Hz	1.000 A 40.00 ° 58.000 Hz	1.000 A 120.00 ° 60.000 Hz	1.000 A 120.00 ° 58.000 Hz

Verificación de bloqueo de función 81U (restricción de tensión por falla) y disparo por baja frecuencia.

Name	Ignore before	Start	Stop	Tnom	Tdev-	Tdev+	Tact	Tdev
Bloqueo V<<	Estado prefalla 1	Falla 1 (Bloqueo por V mínima)	Falla 1 (Bloqueo por V mínima)	0.000 s	50.00 ms	50.00 ms	0.000 s	0.000 s
Disparo	Prefalla	Falla 2 (Disparo 81U)	Trip 0>1	100.0 ms	50.00 ms	50.00 ms	112.8 ms	12.80 ms

ANEXO 22.

Prueba de función de protección de recierre 79 – IED 7SJ85.

Elemento del Sistema:	Alimentador Primario / Cabecera S/E	
Escenario:	Cortocircuito/Falla	Fase – Neutro. Entre Fases
Función de Protección:	Recierre 79	
Equipo de Pruebas:	Omicron CMC 356 - Test Universe Software – Modulo State Sequencer.	
IED:	7SJ85 Siemens	
Prueba realizada por:	Francisco Araujo - Cristhian Bermeo	
Prueba supervisada por:	Ing. Paúl Novillo – DSC CENTROSUR	

Definición de estados para prueba de recierre - Falla bifásica.

State	Estado inicial	Estado No falta	Falta 01	falta 01 despejada	Reenganche 1	Falta despejada 02
V A-N	63.51 V 0.00 ° 60.000 Hz	63.51 V 0.00 ° 60.000 Hz	63.51 V 0.00 ° 60.000 Hz	63.51 V 0.00 ° 60.000 Hz	63.51 V 0.00 ° 60.000 Hz	63.51 V 0.00 ° 60.000 Hz
V B-N	63.51 V -120.00 ° 60.000 Hz	63.51 V -120.00 ° 60.000 Hz	63.51 V -120.00 ° 60.000 Hz	63.51 V -120.00 ° 60.000 Hz	63.51 V -120.00 ° 60.000 Hz	63.51 V -120.00 ° 60.000 Hz
V C-N	63.51 V 120.00 ° 60.000 Hz	63.51 V 120.00 ° 60.000 Hz	63.51 V 120.00 ° 60.000 Hz	63.51 V 120.00 ° 60.000 Hz	63.51 V 120.00 ° 60.000 Hz	63.51 V 120.00 ° 60.000 Hz
I A	0.000 A 0.00 ° 60.000 Hz	500.0 mA 0.00 ° 60.000 Hz	10.00 A 0.00 ° 60.000 Hz	0.000 A 0.00 ° 60.000 Hz	10.00 A 0.00 ° 60.000 Hz	0.000 A 0.00 ° 60.000 Hz
I B	0.000 A -120.00 ° 60.000 Hz	500.0 mA -120.00 ° 60.000 Hz	10.00 A -120.00 ° 60.000 Hz	0.000 A -120.00 ° 60.000 Hz	10.00 A -120.00 ° 60.000 Hz	0.000 A -120.00 ° 60.000 Hz
I C	0.000 A 120.00 ° 60.000 Hz	500.0 mA 120.00 ° 60.000 Hz	500.0 mA 120.00 ° 60.000 Hz	0.000 A 120.00 ° 60.000 Hz	500.0 mA 120.00 ° 60.000 Hz	0.000 A 120.00 ° 60.000 Hz

Verificación de disparos y secuencias de recierre.

Name	Ignore before	Start	Stop	Tnom	Tdev-	Tdev+
T. Disparo tiempo recierre	Falta 01	Falta 01	Trip 0>1	646.5 ms	50.00 ms	50.00 ms
	Falta 01	Trip 0>1	Bin. in 5 0>1	5.000 s	500.0 ms	500.0 ms

Definición de estados para prueba de recierre - Falla monofásica.

State	Estado inicial	Estado No falta	Falta 01	falta 01 despejada	Reenganche 1	Falta despejada 02
V A-N	63.51 V 0.00 ° 60.000 Hz	63.51 V 0.00 ° 60.000 Hz	63.51 V 0.00 ° 60.000 Hz	63.51 V 0.00 ° 60.000 Hz	63.51 V 0.00 ° 60.000 Hz	63.51 V 0.00 ° 60.000 Hz
V B-N	63.51 V -120.00 ° 60.000 Hz	63.51 V -120.00 ° 60.000 Hz	63.51 V -120.00 ° 60.000 Hz	63.51 V -120.00 ° 60.000 Hz	63.51 V -120.00 ° 60.000 Hz	63.51 V -120.00 ° 60.000 Hz
V C-N	63.51 V 120.00 ° 60.000 Hz	63.51 V 120.00 ° 60.000 Hz	63.51 V 120.00 ° 60.000 Hz	63.51 V 120.00 ° 60.000 Hz	63.51 V 120.00 ° 60.000 Hz	63.51 V 120.00 ° 60.000 Hz
I A	0.000 A 0.00 ° 60.000 Hz	500.0 mA 0.00 ° 60.000 Hz	10.00 A 0.00 ° 60.000 Hz	0.000 A 0.00 ° 60.000 Hz	10.00 A 0.00 ° 60.000 Hz	0.000 A 0.00 ° 60.000 Hz
I B	0.000 A -120.00 ° 60.000 Hz	500.0 mA -120.00 ° 60.000 Hz	500.0 mA -120.00 ° 60.000 Hz	0.000 A -120.00 ° 60.000 Hz	500.0 mA -120.00 ° 60.000 Hz	0.000 A -120.00 ° 60.000 Hz
I C	0.000 A 120.00 ° 60.000 Hz	500.0 mA 120.00 ° 60.000 Hz	500.0 mA 120.00 ° 60.000 Hz	0.000 A 120.00 ° 60.000 Hz	500.0 mA 120.00 ° 60.000 Hz	0.000 A 120.00 ° 60.000 Hz

Verificación de disparos y secuencias de recierre.

Name	Ignore before	Start	Stop	Tnom	Tdev-	Tdev+
T. Disparo tiempo recierre	Falta 01	Falta 01	Trip 0>1	371.4 ms	50.00 ms	50.00 ms
	Falta 01	Trip 0>1	Bin. in 5 0>1	5.000 s	500.0 ms	500.0 ms

Definición de estados para prueba de recierre - Falla trifásica.

State	Prefalta	Falta 1	Falta Trip T1	Falta Trip T2	Falta Trip T2
V A-N	63.51 V 0.00 ° 60.000 Hz	63.51 V 0.00 ° 60.000 Hz	63.51 V 0.00 ° 60.000 Hz	63.51 V 0.00 ° 60.000 Hz	63.51 V 0.00 ° 60.000 Hz
V B-N	63.51 V -120.00 ° 60.000 Hz	63.51 V -120.00 ° 60.000 Hz	63.51 V -120.00 ° 60.000 Hz	63.51 V -120.00 ° 60.000 Hz	63.51 V -120.00 ° 60.000 Hz
V C-N	63.51 V 120.00 ° 60.000 Hz	63.51 V 120.00 ° 60.000 Hz	63.51 V 120.00 ° 60.000 Hz	63.51 V 120.00 ° 60.000 Hz	63.51 V 120.00 ° 60.000 Hz
I A	100.0 mA 0.00 ° 60.000 Hz	15.00 A 0.00 ° 60.000 Hz	15.00 A 0.00 ° 60.000 Hz	15.00 A 0.00 ° 60.000 Hz	0.000 A 0.00 ° 60.000 Hz
I B	100.0 mA -120.00 ° 60.000 Hz	15.00 A -120.00 ° 60.000 Hz	15.00 A -120.00 ° 60.000 Hz	15.00 A -120.00 ° 60.000 Hz	0.000 A -120.00 ° 60.000 Hz
I C	100.0 mA 120.00 ° 60.000 Hz	15.00 A 120.00 ° 60.000 Hz	15.00 A 120.00 ° 60.000 Hz	15.00 A 120.00 ° 60.000 Hz	0.000 A 120.00 ° 60.000 Hz

Verificación de disparos y secuencias de recierre.

Name	Ignore before	Start	Stop	Tnom	Tdev-	Tdev+
Trip	Falta 1	Falta 1	Trip 0>1	50.00 ms	50.00 ms	50.00 ms
Retrip T1	Falta Trip T1	Falta Trip T1	Trip A 0>1	50.00 ms	50.00 ms	50.00 ms
Retrip T2	Falta Trip T2	Falta Trip T2	Bin. in 3 0>1	130.0 ms	5.000 ms	50.00 ms

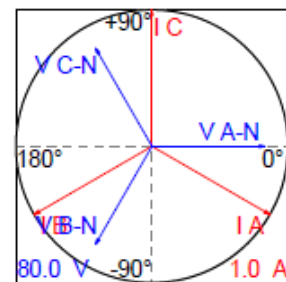
ANEXO 23.

Prueba de medición de tensión y corriente – entradas analógicas IED PCD.

Elemento del Sistema:	Alimentador Primario / Aguas abajo S/E	
Escenario:	Medición	Tensión y Corriente
Equipo de Pruebas:	Omicron CMC 356 - Test Universe Software – Modulo Quick CMC.	
IED:	PCD ABB	
Prueba realizada por:	Francisco Araujo - Cristhian Bermeo	
Prueba supervisada por:	Ing. Paúl Novillo – DSC CENTROSUR	

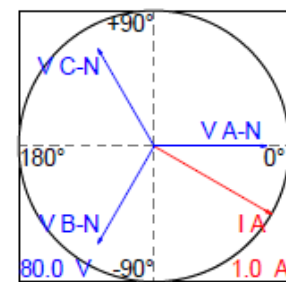
Medición equilibrada.

V A-N	66.395V	0.00°
V B-N	66.395V	-120.00°
V C-N	66.395V	120.00°
I A	1.000A	-30.00°
I B	1.000A	-150.00°
I C	1.000A	90.00°



Medición desequilibrada.

V A-N	66.395V	0.00°
V B-N	66.395V	-120.00°
V C-N	66.395V	120.00°
I A	1.000A	-30.00°
I B	0.000A	-150.00°
I C	0.000A	90.00°



ANEXO 24.

Prueba de función de protección de sobrecorriente con retardo de tiempo 51/51N – IED PCD.

Elemento del Sistema:	Alimentador Primario / Aguas abajo S/E	
Escenario:	Cortocircuito / Falla	Fase-Neutro. Entre Fases
Función de Protección:	Sobrecorriente con retardo de tiempo 51/51N.	
Equipo de Pruebas:	Omicron CMC 356 - Test Universe Software – Modulo Overcurrent.	
IED:	PCD ABB	
Prueba realizada por:	Francisco Araujo - Cristhian Bermeo	
Prueba supervisada por:	Ing. Paúl Novillo – DSC CENTROSUR	

Definición de parámetros de curvas- características de disparo – 51.

IEEE VI

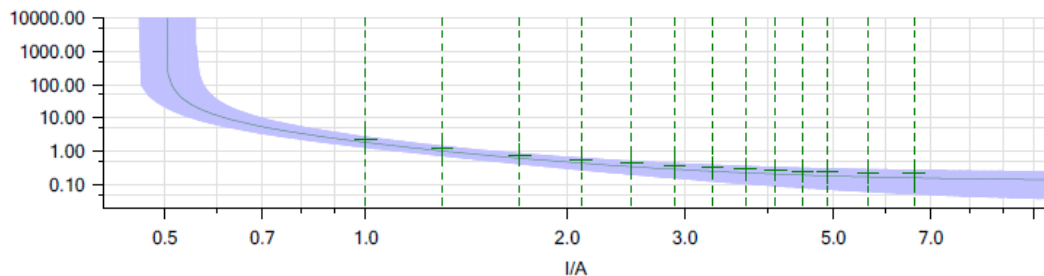
Dial 1.8

Definición de parámetros de curvas- características de disparo – 51N.

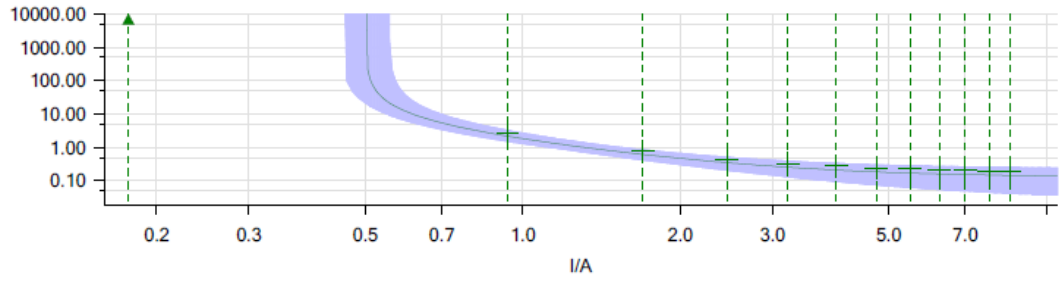
IEEE VI

Dial 1.2

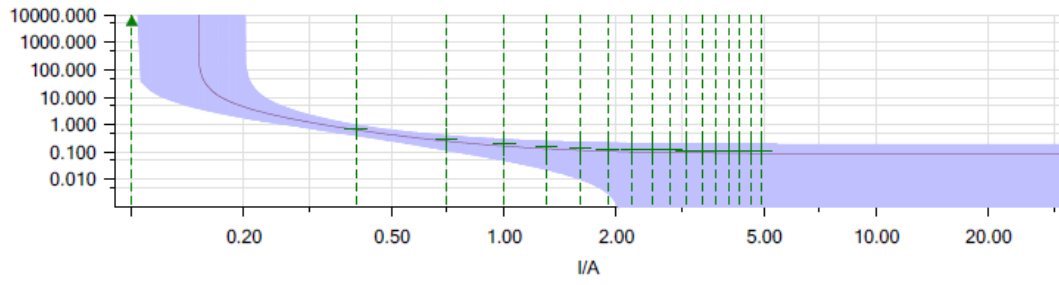
Verificación de disparos – Falla A (sobrecorriente fase A).



Verificación de disparos – Falla A-B-C.



Verificación de disparos – corriente residual 3I0.



ANEXO 25.

Prueba de función de protección de recierre 79 – IED PCD.

Elemento del Sistema:	Alimentador Primario / Aguas abajo S/E	
Escenario:	Cortocircuito / Falla	Fase-Neutro. Entre Fases
Función de Protección:	Recierre 79	
Equipo de Pruebas:	Omicron CMC 356 - Test Universe Software – Modulo State Sequencer.	
IED:	PCD ABB	
Prueba realizada por:	Francisco Araujo - Cristhian Bermeo	
Prueba supervisada por:	Ing. Paúl Novillo – DSC CENTROSUR	

Definición de estados para prueba de recierre.

State	State 1	State 2	State 3	State 4	State 5	State 6	State 7	State 8
V A-N	63.51 V 0.00 ° 60.000 Hz	63.51 V 0.00 ° 60.000 Hz	63.51 V 0.00 ° 60.000 Hz	63.51 V 0.00 ° 60.000 Hz	63.51 V 0.00 ° 60.000 Hz	63.51 V 0.00 ° 60.000 Hz	63.51 V 0.00 ° 60.000 Hz	63.51 V 0.00 ° 60.000 Hz
V B-N	63.51 V -120.00 ° 60.000 Hz	63.51 V -120.00 ° 60.000 Hz	63.51 V -120.00 ° 60.000 Hz	63.51 V -120.00 ° 60.000 Hz	63.51 V -120.00 ° 60.000 Hz	120.0 0 ° 60.000 Hz	-120.00 ° 60.000 Hz	-120.00 ° 60.000 Hz
V C-N	63.51 V 120.00 ° 60.000 Hz	63.51 V 120.00 ° 60.000 Hz	63.51 V 120.00 ° 60.000 Hz	63.51 V 120.00 ° 60.000 Hz	63.51 V 120.00 ° 60.000 Hz	63.51 V 120.00 ° 60.000 Hz	120.00 ° 60.000 Hz	120.00 ° 60.000 Hz
I A	100.0 mA 0.00 ° 60.000 Hz	1.000 A 0.00 ° 60.000 Hz	0.000 A 0.00 ° 60.000 Hz	1.000 A 0.00 ° 60.000 Hz	0.000 A 0.00 ° 60.000 Hz	1.000 A 0.00 ° 60.000 Hz	0.000 A 0.00 ° 60.000 Hz	1.000 A 0.00 ° 60.000 Hz
I B	100.0 mA -120.00 ° 60.000 Hz	1.000 A -120.00 ° 60.000 Hz	0.000 A -120.00 ° 60.000 Hz	1.000 A -120.00 ° 60.000 Hz	0.000 A -120.00 ° 60.000 Hz	1.000 A 120.0 0 ° 60.000 Hz	0.000 A -120.00 ° 60.000 Hz	1.000 A -120.00 ° 60.000 Hz
I C	100.0 mA 120.00 ° 60.000 Hz	1.000 A 120.00 ° 60.000 Hz	0.000 A 120.00 ° 60.000 Hz	1.000 A 120.00 ° 60.000 Hz	0.000 A 120.00 ° 60.000 Hz	1.000 A 120.00 ° 60.000 Hz	0.000 A 120.00 ° 60.000 Hz	1.000 A 120.00 ° 60.000 Hz

Verificación de disparos y secuencias de recierre – Falla trifásica.

Name	Ignore before	Start	Stop	Tnom	Tdev-	Tdev+	Tact	Tdev
Disparo 1 DT1	State 1 State 3	State 2 State 3	TripA 0>1 Cerrado 0>1	2.200 s 5.000 s	1.000 s 100.0 ms	1.000 s 100.0 ms	2.309 s 5.073 s	108.5 ms 73.00 ms
DT2	State 4	State 5	Cerrado 0>1	5.000 s	100.0 ms	100.0 ms	5.073 s	72.50 ms
DT3	State 6	State 7	Cerrado 0>1	5.000 s	100.0 ms	100.0 ms	5.069 s	69.00 ms
DT4	State 8	State 9	Cerrado 0>1	5.000 s	100.0 ms	100.0 ms	5.073 s	72.50 ms

ANEXO 26.

Prueba de medición de tensión y corriente – entradas analógicas IED 7SR224.

Elemento del Sistema:	Alimentador Primario / Aguas abajo S/E	
Escenario:	Medición	Tensión y Corriente
Equipo de Pruebas:	Omicron CMC 356 - Test Universe Software – Modulo Quick CMC.	
IED:	7SR224 Siemens	
Prueba realizada por:	Francisco Araujo - Cristhian Bermeo	
Prueba supervisada por:	Ing. Paúl Novillo – DSC CENTROSUR	

Medición equilibrada y corriente residual (valores en primario).

RESULTADO MEDICIÓN EQUILIBRADA			RESULTADOS MEDICIÓN CORRIENTE RESIDUAL	
	MAGNITUD	ÁNGULO	MAGNITUD	ÁNGULO
Va	12.6 kV	N/A	12.7 kV	N/A
Vb	12.7 kV	N/A	12.7 kV	N/A
Vc	12.7 kV	N/A	12.7 kV	N/A
IA	797 A	N/A	0 A	N/A
IB	797 A	N/A	0 A	N/A
IC	797 A	N/A	798 A	N/A
3I0	0 A	N/A	796 A	N/A

ANEXO 27.

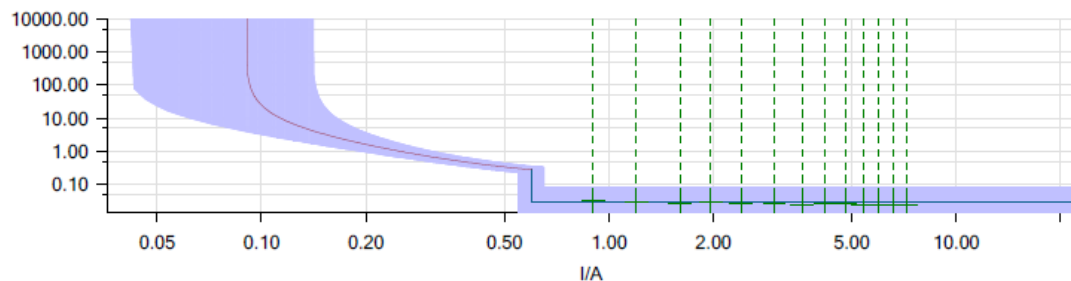
Prueba de función de protección de sobrecorriente con retardo de tiempo 51/51N e instantánea 50/50N – IED 7SR224.

Elemento del Sistema:	Alimentador Primario / Aguas abajo S/E	
Escenario:	Cortocircuito / Falla	Fase-Neutro. Entre Fases
Función de Protección:	Sobrecorriente con retardo de tiempo 51/51N e instantánea 50/50N.	
Equipo de Pruebas:	Omicron CMC 356 - Test Universe Software – Modulo Overcurrent.	
IED:	7SR224 Siemens	
Prueba realizada por:	Francisco Araujo - Cristhian Bermeo	
Prueba supervisada por:	Ing. Paúl Novillo – DSC CENTROSUR	

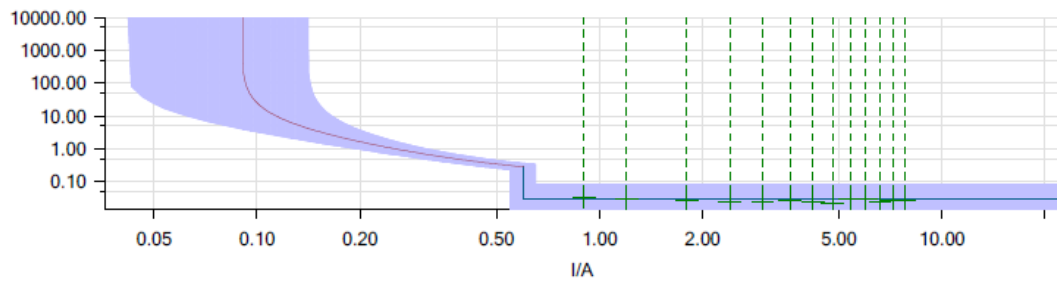
Definición de parámetros de curvas- características de disparo – 51/51N – 50/50N.

IEEE VI	Pick up 0.09 Inom	Tiempo 0.3 seg
Tiempo definido	Pick up 0.5 Inom	Tiempo 1 seg
Tiempo definido	Pick up 0.6 Inom	30 mseg

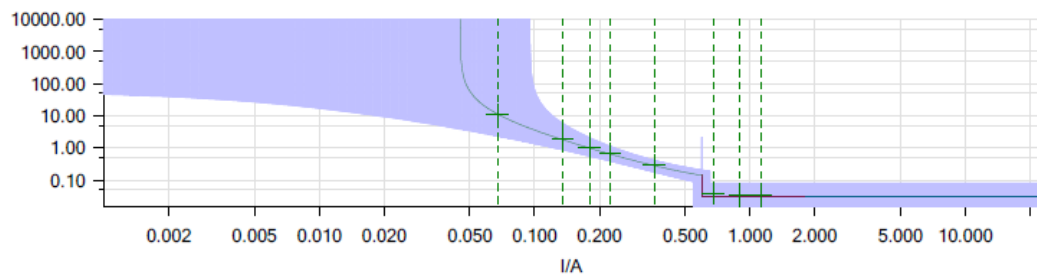
Verificación de disparos – Falla A (sobrecorriente fase A).



Verificación de disparos – Falla A-B-C.



Verificación de disparos – corriente residual 3I0.



ANEXO 28.

Prueba de función de protección de recierre 79 – IED 7SR224.

Elemento del Sistema:	Alimentador Primario / Aguas abajo S/E	
Escenario:	Cortocircuito / Falla	Fase-Neutro. Entre Fases
Función de Protección:	Recierre 79	
Equipo de Pruebas:	Omicron CMC 356 - Test Universe Software – Modulo State Sequencer.	
IED:	7SR224 Siemens	
Prueba realizada por:	Francisco Araujo - Cristhian Bermeo	
Prueba supervisada por:	Ing. Paúl Novillo – DSC CENTROSUR	

Definición de estados para prueba de recierre.

State	State 1	State 2	State 3	State 4	State 5	State 6
V A-N	41.90 V 0.00 ° 60.000 Hz	10.00 V 0.00 ° 60.000 Hz	122.2 V 0.00 ° 60.000 Hz	10.00 V 0.00 ° 60.000 Hz	122.2 V 0.00 ° 60.000 Hz	10.00 V 0.00 ° 60.000 Hz
V B-N	41.90 V -120.00 ° 60.000 Hz	10.00 V -120.00 ° 60.000 Hz	122.2 V -120.00 ° 60.000 Hz	10.00 V -120.00 ° 60.000 Hz	122.2 V -120.00 ° 60.000 Hz	10.00 V -120.00 ° 60.000 Hz
V C-N	41.90 V 120.00 ° 60.000 Hz	10.00 V 120.00 ° 60.000 Hz	122.2 V 120.00 ° 60.000 Hz	10.00 V 120.00 ° 60.000 Hz	122.2 V 120.00 ° 60.000 Hz	10.00 V 120.00 ° 60.000 Hz
I A	50.00 mA 0.00 ° 60.000 Hz	1.000 A 0.00 ° 60.000 Hz	0.000 A 0.00 ° 60.000 Hz	1.000 A 0.00 ° 60.000 Hz	0.000 A 0.00 ° 60.000 Hz	1.000 A 0.00 ° 60.000 Hz
I B	50.00 mA -120.00 ° 60.000 Hz	1.000 A -120.00 ° 60.000 Hz	0.000 A -120.00 ° 60.000 Hz	1.000 A -120.00 ° 60.000 Hz	0.000 A -120.00 ° 60.000 Hz	1.000 A -120.00 ° 60.000 Hz
I C	50.00 mA 120.00 ° 60.000 Hz	1.000 A 120.00 ° 60.000 Hz	0.000 A 120.00 ° 60.000 Hz	1.000 A 120.00 ° 60.000 Hz	0.000 A 120.00 ° 60.000 Hz	1.000 A 120.00 ° 60.000 Hz

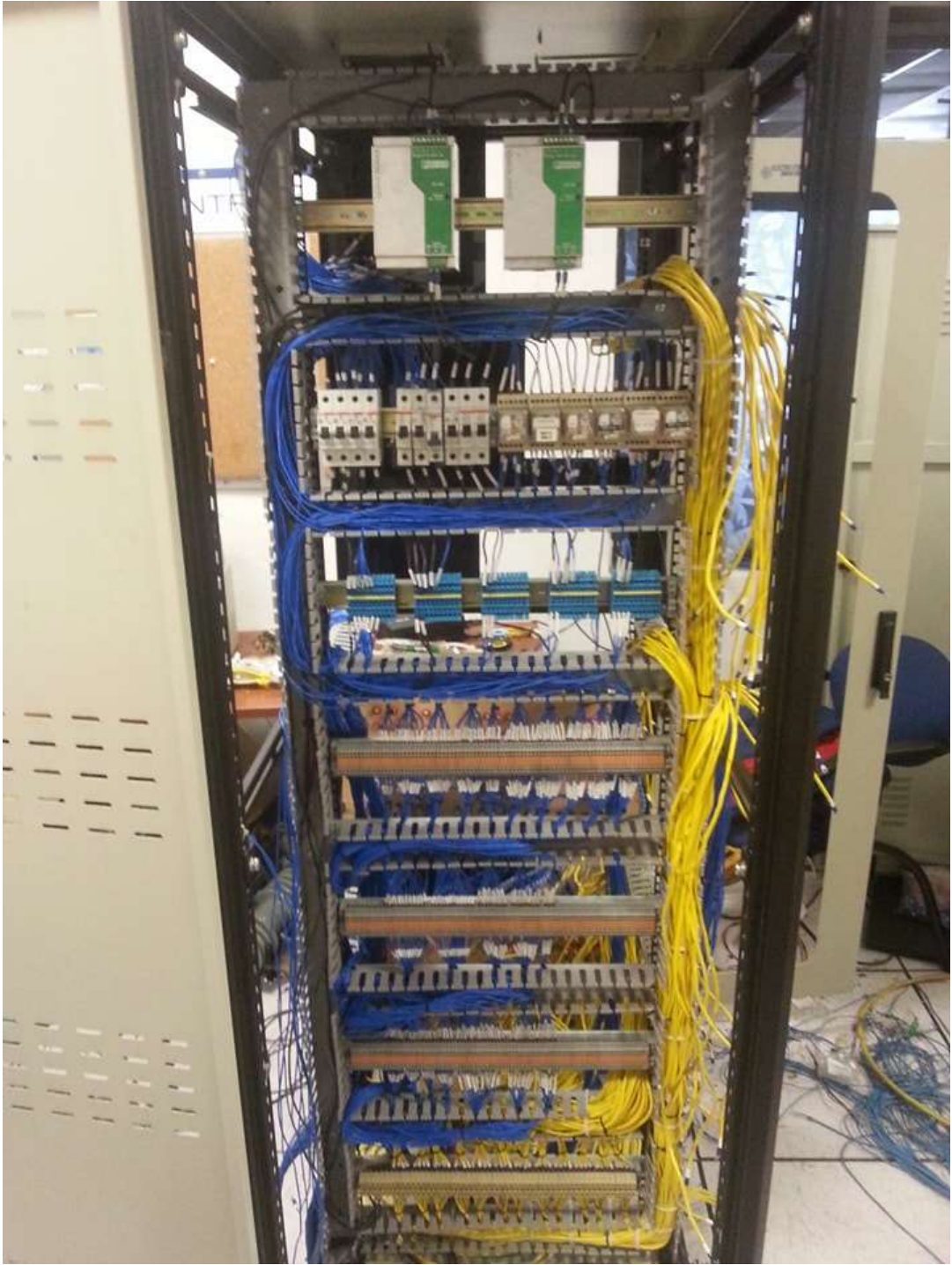
Verificación de disparos y secuencias de recierre – Falla trifásica.

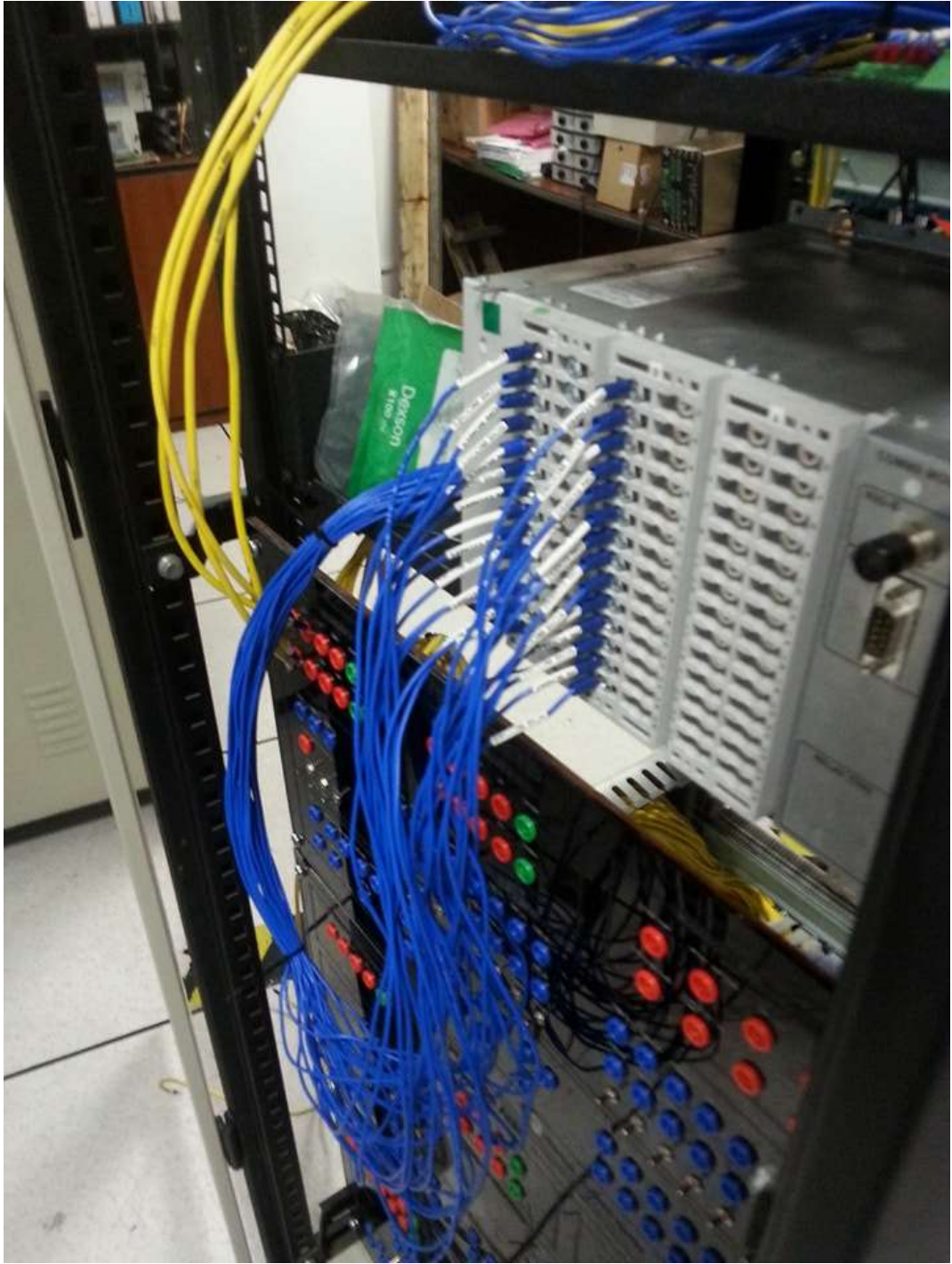
Name	Ignore before	Start	Stop	Tnom	Tdev-	Tdev+	Tact	Tdev
DT1	State 2	State 3	Arranque 0>1	5.000 s	1.000 s	1.000 s	5.095 s	94.50 ms
DT2	State 4	State 5	Arranque 0>1	5.000 s	1.000 s	1.000 s	5.084 s	83.90 ms

ANEXO 29.

Implementación de tablero de pruebas.







ANEXO 30.

Pruebas de tablero.





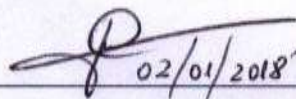
ANEXO 31.

Plantilla de pruebas – Tablero de alimentadores primarios.

Plantilla de verificación de pruebas – Tablero de Alimentadores primarios	
Pruebas realizadas por: Francisco Araujo y Cristhian Bermeo - UPS.	
Supervisada por: Ing. Paúl Novillo – DSC CENTROSUR.	
IED 7SJ85 Siemens - Cabecera S/E	
Prueba de continuidad de cableado - Entradas Binarias	OK
Prueba de continuidad de cableado - Salidas Binarias	OK
Prueba de continuidad de cableado - Entradas Analógicas	OK
Prueba de continuidad de cableado - conexiones a tierra de equipos	OK
Prueba de continuidad de cableado - conexiones a tierra de borneras tipo banana hembra	OK
Prueba de encendido de equipo desde breaker	OK
Prueba de medición Tensión y Corriente - Entradas Analógicas	OK
Prueba de Entradas Binarias mediante interruptores ojo de cangrejo	OK
Prueba de Entradas Binarias mediante módulo de interruptor	OK
Prueba de Salidas Binarias mediante módulo de interruptor	OK
Prueba de Salidas Binarias mediante equipo CMC 356	OK
Prueba de Funciones de Protección	OK

IED PCD ABB - Reconectador aguas abajo S/E	
Prueba de continuidad de cableado - Entradas Binarias	OK
Prueba de continuidad de cableado - Salidas Binarias	OK
Prueba de continuidad de cableado - Entradas Analógicas	OK
Prueba de continuidad de cableado - conexiones a tierra de equipos	OK
Prueba de continuidad de cableado - conexiones a tierra de borneras tipo banana hembra	OK
Prueba de encendido de equipo desde breaker	OK
Prueba de medición Tensión y corriente - Entradas Analógicas	OK
Prueba de Entradas Binarias mediante interruptores ojo de cangrejo	OK
Prueba de Entradas Binarias mediante módulo de interruptor	OK
Prueba de Salidas Binarias mediante módulo de interruptor	OK
Prueba de Salidas Binarias mediante equipo CMC 356	OK
Prueba de Funciones de Protección	OK




IED 7SR224 Siemens - Reconectador transferencia carga	
Prueba de continuidad de cableado - Entradas Binarias	OK
Prueba de continuidad de cableado - Salidas Binarias	OK
Prueba de continuidad de cableado - Entradas Analógicas	OK
Prueba de continuidad de cableado - conexiones a tierra de equipos	OK
Prueba de continuidad de cableado - conexiones a tierra de borneras tipo banana hembra	OK
Prueba de encendido de equipo desde breaker	OK
Prueba de medición Tensión y Corriente - Entradas Analógicas	OK
Prueba de Entradas Binarias mediante interruptores ojo de cangrejo	OK
Prueba de Entradas Binarias mediante módulo de interruptor	OK
Prueba de Salidas Binarias mediante módulo de interruptor	OK
Prueba de Salidas Binarias mediante equipo CMC 356	OK
Prueba de Funciones de Protección	OK

 02/01/2018 P. Novillo.

Ing. Paúl Novillo – DSC CENTROSUR

ANEXO 32.

Datos de elementos de paneles frontales.

Elemento	Características	Tablero alimentador primario	Tablero transformador	Tablero líneas
<p>Borneras tipo banana hembra.</p> 	<p>Capacidad permanente: 10A.</p> <p>Dimensión montaje: 12mm.</p>	<p>Número total: 320.</p>	<p>Número total: 330</p>	<p>Número total: 450</p>
<p>Interruptores ojo de cangrejo.</p> 	<p>Tensión de conexión: 96 VDC.</p> <p>Corriente por contacto: 3A.</p> <p>Pines: 6 NA/NC.</p> <p>Dimensión montaje: 6mm.</p>	<p>Número total: 42.</p>	<p>Número total: 48</p>	<p>Número total: 80</p>
<p>Relés RELPOL R15-WK 3PDT.</p> 	<p>Rango de tensión: 6 a 110 VDC.</p> <p>Tensión de conexión: 96 VDC.</p>	<p>Número total: 6.</p> <p>Consumo total: 9.22W.</p> <p>Corriente consumo:</p>	<p>Número total: 8</p> <p>Consumo total: 12.3W.</p> <p>Corriente consumo: 0.13A.</p>	<p>Número total: 8</p> <p>Consumo total: 12.3W.</p> <p>Corriente</p>

	Consumo por bobina: 1.5 W Corriente de consumo: 16 mA. Corriente máxima por contacto: 10A.	0.096A.		consumo: 0.13A.
--	--	---------	--	--------------------

ANEXO 33.

Datos de borneras de paso.

Borneras de paso para Entradas Analógicas, circuito principal AC. (PhoenixContact, Borne de paso - UK 6 N - 3004524)

AWG mínimo	AWG máximo	Tensión nominal	Corriente nominal
24	8	800V	41A



Bornera de paso – UK 6N - 3004524. (PhoenixContact, Borne de paso - UK 6 N - 3004524)

Borneras de paso para Entradas Binarias, Salidas Binarias, Alimentación de equipos (fuentes DC, IED), circuito principal de DC. (PhoenixContact, Borne de paso - RTO 3-TC - 3049945)

AWG mínimo	AWG máximo	Tensión nominal	Corriente nominal
26	14	1000V	24A



Bornera de paso – RTO 3 - TC - 3049945. (PhoenixContact, Borne de paso - RTO 3-TC - 3049945)

Número de borneras de paso por IED – Tablero de Alimentadores primarios.

IED	Número de borneras de paso
Siemens 7SJ85	153
ABB PCD	115
Siemens 7SR224	110

Número de borneras de paso por IED – Tablero de transformadores.

IED	Número de borneras de paso
Schneider Electric MICOM P643	150
ABB RET 670	200

Número de borneras de paso por IED – Tablero de líneas de subtransmisión.

IED	Número de borneras de paso
Siemens 7SD53 (Equipo 1)	150

Siemens 7SD53 (Equipo 2)	150
ABB RED 670 (Equipo 1)	150
ABB RED 670 (Equipo 2)	150

ANEXO 34.

Datos de fuentes DC.

Marca/Modelo: Phoenix Contact – Quint PS/1AC/48DC.



Datos técnicos de entrada – Fuente Quint PS Phoenix Contact. (PhoenixContact, Power supply unit - QUINT-PS/1AC/48DC/10 - 2866682)

Rango de tensión nominal de entrada - alimentación.	Tensión de conexión de entrada - alimentación.	Corriente máxima de consumo a 120VAC.	Consumo nominal por fuente.	Datos de conexión de entrada.
100 a 240 VAC – 45 a 65 HZ	120 VAC	5.1A	521 W	AWG mínimo: 18. AWG máximo: 10.

Datos técnicos de salida – Fuente Quint PS Phoenix Contact. (PhoenixContact, Power supply unit - QUINT-PS/1AC/48DC/10 - 2866682)

Tensión nominal de salida.	Corriente nominal de salida.	Consumo por fuente.	Conexión de dos fuentes en serie.	Datos de conexión de salida.
48VDC +/- 1%	10A	480 W	96VDC – 10A – 960 W	AWG mínimo: 12. AWG máximo:10.

Las dimensiones para montaje de las fuentes son:

- Ancho: 90mm.
- Altura: 130mm.
- Profundidad: 125mm.

REFERENCIAS BIBLIOGRÁFICAS

- ABB. (Febrero de 2007). *IED RET 670 de proteccion de Transformador*. Obtenido de https://library.e.abb.com/public/6094c54fa03536bec125729800767006/1MRK504080-BES_E_es_Guia_de_compra__IED_RET_670_de_proteccion_de_transformador__Preconfigurado.pdf
- ABB. (Enero de 2011). *Proteccion diferencial de Linea RED 670*. Obtenido de https://library.e.abb.com/public/7bd673d1f878c085c1257841003849d2/1MRK505188-BES_B_es_Proteccion_diferencial_de_linea_RED670__Preconfigurado__Guia_del_producto.pdf
- ABB. (2016). *Line Differential Protection RED670 2.1 IEC Application Manual*. Obtenido de https://library.e.abb.com/public/68e986369ed84f7c8bd0aa27c4c25e36/1MRK505343-UEN_A_en_Application_manual__Line_differential_protection_RED670_2.1_IEC.pdf
- ABB. (s.f.). *ADVAC-Medium Voltage Vacuum Circuit Breaker*. Obtenido de <https://library.e.abb.com/public/dba343e35e9e4abdbc8208e684d063bf/ADVAC%201VAL050503-MB%20Rev%20D%20April%202016.pdf>
- ABB. (s.f.). *OVR outdoor vacuum reclosers*. Obtenido de https://library.e.abb.com/public/88edaf01ab1a4e8e9f569ace09437ccc/OVR_Brochure_1VAL2601-TG_Rev_H.pdf
- ABB. (s.f.). *PCD Aparato de Control de Potencia*. Obtenido de <https://library.e.abb.com/public/f6604185fc2f94e8c1257b1300572744/PCD%20IB%20in%20Spanish.pdf>
- ABB. (s.f.). *Proteccion y Control de Alimentador REF630*. Obtenido de <https://library.e.abb.com/public/fd383ad7b8d2eb458525775000593d32/1-%20C-%20REF%20630%20Product%20Guide%20s.pdf>
- Abdelhay, S., & O.P, M. (2012). *Electric Distribution Systems*. Piscataway - NJ: Wiley - IEEE Press.

- AmericanWireGaugeStandard. (s.f.). *Valores normalizados cables A.W.G.* Obtenido de <https://www.electronicafacil.net/tutoriales/Valores-normalizados-cables-AWG.php>
- ASC. (Julio de 2010). *Subestaciones Electricas.* Obtenido de <http://www.ascformacion.com/sectores/industrial/subestaciones-electricas/>
- Barrantes Pinela, L. S. (Abril de 2011). *Diseño del Sistema de Protección y Control de Subestaciones Eléctricas.* Obtenido de http://e-archivo.uc3m.es/bitstream/handle/10016/11767/LUCIA%20SARAY%20BARRANTES%20PINELA_MEMORIA%20PFC.pdf?sequence=2.
- Bertrand, P. (Enero de 2000). *Cuaderno Tecnico No 18. Las Protecciones direccionales.* Obtenido de https://www.google.com.ec/url?sa=t&rct=j&q=&esrc=s&source=web&cd=1&cad=rja&uact=8&ved=0ahUKEwiMkJPW78jWAhXHwiYKHVLZC3gQFggkMAA&url=http%3A%2F%2Fwww.ops-ecat.schneider-electric.com%2Fcut.CatalogueRetrieverServlet%2FCatalogueRetrieverServlet%3Ffc%3Dget_ele
- CENTROSUR. (23 de Abril de 2015). *Diagrama Unifilar del S.E.P - CENTROSUR. Diagrama Unifilar del S.E.P - CENTROSUR.* Cuenca, Azuay, Ecuador.
- EATON. (s.f.). *Manual de esquemas Moeller.* Obtenido de https://www.google.com.ec/url?sa=t&rct=j&q=&esrc=s&source=web&cd=12&cad=rja&uact=8&ved=0ahUKEwj7suWzmMfWAhUG0iYKHVz3BEYQFghGMAs&url=http%3A%2F%2Fwww.moeller.es%2Fdescarga.php%3Ffile%3Dpublic%2F42%2FM_Esquemas_Cap10_indice.pdf&usq=AFQjCNHtXR6ZU1FwXhfDSX2HE
- Electricidad. (10 de Abril de 2012). *Equipos para Subestaciones.* Obtenido de <http://www.revistaei.cl/reportajes/equipos-para-subestaciones/>
- Electron. (Abril de 2015). *Prueba de Impedancia y perdidas con carga.* Obtenido de <http://ambarelectro.com.mx/ambar/Documentos/31/150428.pdf>
- Fabres, H. (Agosto de 2011). *Transformadores.* Obtenido de http://circuitocinco.com/files/Electrotecnia_4-Transformadores.pdf
- FING. (2007). *Curso de estabilidad de Sistemas Electricos de Potencia.* Obtenido de <https://es.slideshare.net/RichardCalloC/curso-estabilidad-protecciones>
- Freire Coral, D. F. (s.f.). *PRUEBAS DE CAMPO PARA LA EVALUACIÓN DEL DESEMPEÑO DE LAS FUNCIONES DE PROTECCIÓN ELÉCTRICA EN RELÉS*

- DE PROTECCIÓN NUMÉRICOS.* Obtenido de <http://bibliotecadigital.univalle.edu.co/bitstream/10893/8114/1/CB-0449610.pdf>
- Gaona Jiménez, J. L. (2009). *Aspectos para la planeación de Redes de Distribución.* Obtenido de <http://tesis.ipn.mx/jspui/bitstream/123456789/2614/1/Tesisgaonajiemenz.pdf>
- Gers, J. M. (2013). *Distribution Systems Analysis and Automation.* Londres: CPI Group.
- Gers, J., & Edward, H. (2011). *Protection of Electricity Distribution Networks - 3rd Edition.* Londres: MPG Books.
- Gurevich, V. (2011). *Digital Protective Relays.* New York: CRC Press.
- Hewitson, L., Brown, M., & Balakrishnan, R. (2005). *Power System Protection.* Oxford: Elsevier.
- IEEE. (19 de Septiembre de 1996). IEEE Std C37.112-1996. *IEEE Standard Inverse Time-Characteristic Equations for Overcurrent Relays.*
- IEEE. (28 de Julio de 2008). Standard Requirements for Instruments Transformers. *IEEE Std C57.13 - 2008.* New York, Estados Unidos.
- IEEE. (6 de Abril de 2011). IEEE Standard for Insulation - IEEE Std C62.82.1 2010.
- IEEE. (6 de Julio de 2012). IEEE Std C37.104 Guide for Automatic Reclosing of Circuit Breakers for AC Distribution and Transmission Lines. *IEEE Std C37.104.* New York, EEUU.
- Illescas, C. (18 de Septiembre de 2017). Subestaciones CENTROSUR. (F. Araujo, & C. Bermeo, Entrevistadores)
- INEN. (2010). *NTE INEN 2568 (2010) (Spanish): Tableros.* Obtenido de <https://ia601603.us.archive.org/27/items/ec.nte.2568.2010/ec.nte.2568.2010.pdf>
- Larriva, F. (18 de Septiembre de 2017). Datos Alimentadores Primarios - CENTROSUR. (F. Araujo, & C. Bermeo, Entrevistadores)
- MEER. (2011). *Seccion 4 Simbología de los Elementos del Sistema de Distribución.* Obtenido de https://docs.google.com/viewerng/viewer?url=http://www.unidadesdepropiedad.com/pdf/2d/Secc4-Simbologia/S4_MTS.pdf
- Montano, H. S. (27 de Agosto de 2011). *Transformadores de corriente TC.* Obtenido de <http://montanux.wikispaces.com/file/view/trafos+de+corriente.pdf>

- Naranjo, A., Feraud, M., & Villacrés, R. (Marzo de 2015). *Diseño y construcción de un módulo para protección diferencial de transformadores*. Obtenido de <https://dSPACE.ups.edu.ec/bitstream/123456789/10655/1/UPS-GT001564.pdf>
- NotiSur. (8 de Julio de 2015). *IAIM REALIZARÁ ESTA NOCHE MANTENIMIENTO PROGRAMADO A SUBESTACIÓN ELÉCTRICA EN AEROPUERTO DE MAIQUETÍA*. Obtenido de <https://notisur24.com/2015/07/08/iaim-realizara-esta-noche-mantenimiento-programado-a-subestacion-electrica-en-aeropuerto-de-maiquetia/>
- Novillo, P. (6 de Junio de 2017). Deslastres de carga por baja frecuencia - CENTROSUR - CENACE. (F. Araujo, & C. Bermeo, Entrevistadores)
- Novillo, P. (10 de Mayo de 2017). Filosofía de Protecciones - CENTROSUR. (F. Araujo, & C. Bermeo, Entrevistadores)
- Omicron. (Enero de 2013). *CMC 356 El equipo de prueba universal de relés y de puesta en servicio*. Obtenido de https://www.omicron.at/fileadmin/user_upload/pdf/literature/CM-Line-Catalog-ESP.pdf
- Omicron. (Mayo de 2014). *Soluciones de Prueba para sistemas de protección y medida*. Obtenido de https://www.omicronenergy.com/fileadmin/user_upload/pdf/literature/CM-Line-Catalog-ESP.pdf
- Omicron. (2016). Software Test Universe 3.10.
- Omicron. (2017). *Aparato de prueba de impedancia / de disyuntores / de alta tensión / motorizado*. Obtenido de <http://www.directindustry.es/prod/omicron-electronics/product-13971-1207813.html>
- Perez Guzman, I. (Febrero de 2012). *INTERRUPTORES DE POTENCIA Y EXTINCIÓN DEL ARCO ELÉCTRICO*. Obtenido de <http://cdigital.uv.mx/bitstream/123456789/32514/1/perezguzman.pdf>
- PhoenixContact. (s.f.). *Borne de paso - RTO 3-TC - 3049945*. Obtenido de https://www.phoenixcontact.com/online/portal/es/pxc/product_detail_page!/ut/p/z1/3VdLk5pAEP4r5uBxnIEBwVT14OJGdZdxScQHxKhhGNyJvBZQN_76DKgVN8liVSwPC9VVzKP76_6aaWoaOnABnZhs-JIUPIIJKOa203V1-cEYDRXp6-P9NxX1Z0MT9aZYm5kYzqADnYJ40JbKUci9jGQ_oc1ylpcLKfehZHS6ylqOU

- PhoenixContact. (s.f.). *Borne de paso - UK 6 N - 3004524*. Obtenido de <https://www.phoenixcontact.com/online/portal/cl?uri=pxc-oc-itemdetail:pid=3004524>
- PhoenixContact. (s.f.). *Power supply unit - QUINT-PS/1AC/48DC/10 - 2866682*. Obtenido de https://www.phoenixcontact.com/online/portal/pi/pxc/product_detail_page!/ut/p/z1/5VfbctowEP0V-sCjkGzJRjxySyEXIOES7BePLAIGrW8YB1J-q5_QH6tsyEzINJApw5M9O7a00tn12dV61tCFc-hGbKOWLFNxxAI9d1zbM78byOgR4wG1H23UHFjGEN2j3gzZcAZd6K5IIHkmRZtlchmnv6DTvL_PFzLmQ8fIRwonnP6
- Polo, C. (25 de Julio de 2017). Conexión entre CMC 356 e IEDs - CENTROSUR. (F. Araujo, & C. Bermeo, Entrevistadores)
- QUE, D. (9 de Diciembre de 2010). *Iberdrola concluye la ampliación de la subestación que abastece al norte de Palencia tras invertir 900.000 euros*. Obtenido de <http://www.que.es/palencia/201012091232-iberdrola-concluye-ampliacion-subestacion-abastece-epi.html>
- Ramirez Alanis, M. (Julio de 2005). *Protección de Sistemas Eléctricos de Potencia - Universidad Autonoma de Nuevo León*.
- Ramirez Castaño, S. (2003). *Protección de Sistemas Eléctricos - 1ra edición - Universidad Nacional de Colombia Manizales*. Manizales, Colombia.
- Relpol. (s.f.). *Relpol Control Relays R15*. Obtenido de http://www.sprecherschuh.com/ecatalog/get/G/Relpol/R15_PlugIn_Relays.pdf
- Rodriguez Castillo, D. A. (2008). *Criterios, Metodología y desarrollo de un esquema de rechazo de carga por mínima frecuencia para el sistema eléctrico peruano*. Obtenido de http://cybertesis.uni.edu.pe/bitstream/uni/186/1/rodriguez_cd.pdf
- Rojas Bravo, L. (s.f.). *Subestaciones de Distribución*. Obtenido de <http://www.cipermi.com/Subestaciones%20de%20Distribucion.pdf>
- Rojas Flores, A. (s.f.). *Transformadores*. Obtenido de http://biblioteca.uns.edu.pe/saladocentes/archivoz/curzoz/transformadores_3.pdf
- Romero, C. (s.f.). *Protección de Sistemas de Potencia - Universidad de los Andes - Escuela de Ingeniería Eléctrica*.

- RTE. (10 de Febrero de 2014). *Tipos de enfriamiento en transformadores*. Obtenido de <http://rte.mx/tipos-de-enfriamiento-en-transformadores>
- Sánchez García, A., & López León, J. (2012). *Simulación Virtual del esquema para Protección Diferencial en Transformadores de Potencia*. Obtenido de <https://www.google.com.ec/url?sa=t&rct=j&q=&esrc=s&source=web&cd=1&cad=rja&uact=8&ved=0ahUKEwiH2ci0n8DSAhXDTSYKHR5vAyMQFggYMAA&url=http%3A%2F%2Ftesis.ipn.mx%2Fjspui%2Fbitstream%2F123456789%2F12735%2F1%2FSimulacion%2520virtual%2520del%2520esquema%2520de%25>
- SchneiderElectric. (s.f.). *Easergy MiCOM P64x*. Obtenido de http://download.schneider-electric.com/files?p_Reference=P64x_EN_M_C73__B2__LM&p_EnDocType=User%20guide&p_File_Id=5350340214&p_File_Name=P64x_EN_M_C73__B2__LM.pdf
- Serrano, K. (Abril de 2007). *Esquema de Protección y Teleprotección para la línea las Claritas - Luepa - Santa Elena*. Obtenido de <http://159.90.80.55/tesis/000133624>
- Siemens. (2017). *Interruptor seccionador de fusible / de tensión media / compacto / de exterior*. Obtenido de <http://www.directindustry.es/prod/siemens-medium-voltage-systems/product-32881-1307071.html>
- Siemens. (s.f.). *Interruptores de potencia de alta tensión*. Obtenido de <https://www.energy.siemens.com/us/pool/hq/power-transmission/high-voltage-products/circuit-breaker/PortfolioES.pdf>
- Siemens. (s.f.). *Reyrolle 7SR224 Argus*. Obtenido de <http://w3.siemens.com/smartgrid/global/en/products-systems-solutions/protection/synchronizing/pages/7sr224.aspx>
- Siemens. (s.f.). *SIPROTEC 5*. Obtenido de <http://w3.siemens.com/smartgrid/global/en/products-systems-solutions/Protection/bay-controller/Pages/6md85.aspx>
- Siemens. (s.f.). *SIPROTEC 5 Proteccion de Sobreintensidad 7SJ85*. Obtenido de <http://w3.siemens.com/smartgrid/global/en/products-systems-solutions/protection/overcurrent-feeder-protection/pages/7sj85.aspx>
- Siemens. (s.f.). *SIPROTEC 7SD53*. Obtenido de http://w3.siemens.com/smartgrid/global/en/products-systems-solutions/protection/combined-line-differential-and-distance-protection/pages/7sd52_53.aspx

- Siemens. (s.f.). *SIPROTEC 7SD53*. Obtenido de http://w3.siemens.com/smartgrid/global/en/products-systems-solutions/protection/combined-line-differential-and-distance-protection/pages/7sd52_53.aspx
- Sistemas de Distribucion*. (s.f.). Obtenido de <http://www.ptolomeo.unam.mx:8080/xmlui/bitstream/handle/132.248.52.100/784/A4%20SISTEMAS%20DE%20DISTRIBUCION.pdf?sequence=4>
- Subestaciones Eléctricas*. (s.f.). Obtenido de 4.3 Subestaciones Electricas. Nota: Apuntes de la materia Diseño III 2014 - Ing. Hernan Guillen : <http://docplayer.es/15177454-4-3-subestaciones-electricas.html>
- Tamasco, R. (Agosto de 2007). *Protecciones Electricas*. Obtenido de <http://www.actiweb.es/servipasatiempoestrada/archivo3.pdf>
- UDELAR. (s.f.). *Sistema de Proteccion de Transformadores*. Obtenido de https://eva.fing.edu.uy/pluginfile.php/71721/mod_resource/content/3/D_I%20M%20Transformadores.pdf
- UTN. (s.f.). *SECCIONADORES Y CUCHILLAS DE TIERRA*. Obtenido de <http://www.frlp.utn.edu.ar/materias/tydee/seccionadores.pdf>
- Vargas Lopez, A. I. (Febrero de 2005). *Subtensiones (Sags&Dips) y su impacto económico en la calidad de la energía e industria Guatemalteca*. Obtenido de https://www.academia.edu/1832243/SUBTENSIONES_SAGs_and_DIPs_Y_SU_IMPACTO_ECON%20MICO_EN_LA_CALIDAD_DE_LA_ENERG%20A_E_INDUSTRIA_GUATEMALTECA
- Ziegler, G. (7 de Noviembre de 2005). *Digital Differential Protection-Symposium*. Obtenido de https://www.google.com.ec/url?sa=t&rct=j&q=&esrc=s&source=web&cd=8&cad=rja&uact=8&ved=0ahUKEwjVtOm17JvUAhVCOCYKHc1wD50QFghUMAc&url=https%3A%2F%2Fpangonilo.com%2Findex.php%3Fsdmon%3Dfiles%2FSiemens_Digital_Differential_Protection_-_G_Ziegler.pdf&usg=AFQjCN