



UNIVERSIDAD POLITÉCNICA SALESIANA

SEDE GUAYAQUIL

CARRERA DE ELECTRICIDAD

**COORDINACIÓN DE PROTECCIONES PARA LA SUBESTACIÓN DE
DISTRIBUCIÓN DEL SISTEMA ASTILLERO A NIVEL 13,8KV DE LA CNEL-
EP.**

Trabajo de titulación previo a la obtención del

Título de Ingeniero Eléctrico

AUTOR: JOSÉ LUIS RIVERA ORDOÑEZ

TUTOR: ING. JULIO MANUEL SILVA BECHERÁN, MSC

Guayaquil – Ecuador

2023

CERTIFICADOS DE RESPONSABILIDAD Y AUTORÍA DEL TRABAJO DE TITULACIÓN

Yo, José Luis Rivera Ordoñez con documento de identificación N° 0924414204, manifiesto que:

Soy el autor y responsable del presente trabajo; y, autorizo a que sin fines de lucro la Universidad Politécnica Salesiana pueda usar, difundir, reproducir o publicar de manera total o parcial el presente trabajo de titulación.

Guayaquil, 10 de marzo del año 2023

Atentamente,



José Luis Rivera Ordoñez

0924414204

**CERTIFICADO DE CESIÓN DE DERECHOS DE AUTOR
DEL TRABAJO DE TITULACIÓN A LA UNIVERSIDAD
POLITÉCNICA SALESIANA**

Yo, José Luis Rivera Ordoñez con documento de identificación N° 0924414204, expreso mi voluntad y por medio del presente documento cedo a la Universidad Politécnica Salesiana la titularidad sobre los derechos patrimoniales en virtud de que soy el autor del Proyecto Técnico: “Coordinación De Protecciones Para La Subestación De Distribución Del Sistema Astillero A Nivel 13,8kv De La Cnel-Ep”, el cual 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 concordancia con lo manifestado, suscribo este documento en el momento que hago la entrega del trabajo final en forma digital a la Biblioteca de la Universidad Politécnica Salesiana.

Guayaquil, 10 de marzo del año 2023

Atentamente,



José Luis Rivera Ordoñez

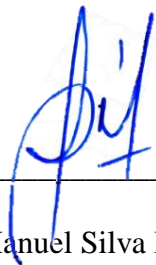
09224414204

CERTIFICADO DE DIRECCIÓN DEL TRABAJO DE TITULACIÓN

Yo, Julio Manuel Silva Becherán con documento de identificación N° 0959623422, docente de la Universidad Politécnica Salesiana, declaro bajo mi tutoría fue desarrollado el trabajo de titulación: COORDINACIÓN DE PROTECCIONES PARA LA SUBESTACIÓN DE DISTRIBUCIÓN DEL SISTEMA ASTILLERO A NIVEL 13,8KV DE LA CNEL-EP, realizado por José Luis Rivera Ordoñez con documento de identificación 0924414204, obteniendo como resultado final el trabajo de titulación bajo la opción de Proyecto Técnico que cumple con todos los requisitos determinados por la Universidad Politécnica Salesiana.

Guayaquil, 10 de marzo del año 2023

Atentamente,



Ing. Julio Manuel Silva Becherán, Msc

0959623422

DEDICATORIA Y AGRADECIMIENTO

DEDICATORIA

Dedico este trabajo de tesis a mi papá Yeison Rivera, a mi abuelo José Rivera, a mi abuela Zoila Rivas, por mantenerse siempre presentes en el transcurso de mi carrera para obtener el título de ingeniero eléctrico, promoviéndome sus valores en mí, ayudándome a seguir el buen camino, siendo grandes pilares muy importantes en mi vida brindando su apoyo incondicional con sus sabios consejos, ellos son los únicos que son testigos de mi sacrificio a lo largo de este camino que he recorrido el cual está llegando a su final.

AGRADECIMIENTO

Agradezco a Dios por la vida y salud que me ha brindado, y así haber llegado hasta el final de mi carrera después de 5 años y por sus bendiciones diarias.

Agradezco a mi padre y mis abuelos quienes con su apoyo, sacrificio y consejos incondicionales me han ayudado para poder culminar mi carrera universitaria, a mi tutor el Ing. Julio Silva Becherán que con sus conocimientos nos supo guiar para la elaboración de este proyecto.

RESUMEN

En la subestación de distribución del sistema 'Astillero', las fallas se dividen en Con Fallas (C/F) y Sin Fallas (S/F), esto quiere decir cuando el relé censa una falla en las alimentadoras correspondiente en alguna de las tres fases A, B, C o Tierra son las que tienen Con Fallas, y las que se abren manualmente por falta de voltaje o baja frecuencia son las Sin Fallas.

Se realizará una reseña teórica para los aspectos más destacados que nos ayudará a utilizar mediante selectividad lógica con el avance del estudio de coordinación de protecciones; donde el objetivo es coordinar las protecciones que posee cada alimentadora conectada al sistema eléctrico de manera eficaz, para el cual examinaremos los elementos que poseen como, por ejemplo: fusibles, transformadores TP, transformadores TC, reconectores, seccionadores, etc.

Detallaremos el uso de la aplicación a la selectividad lógica para coordinar las protecciones las cuales se basan en disminución de tiempos y la orden de espera lógica que recibe el programa del sistema eléctrico para posteriormente se cumpla el despeje de falla, el cual los equipos de protección están conectados un sistema SCADA que permite cubrir falencias en calidad de servicio y prestaciones dentro de su área de concesión.

Palabras claves:

Protecciones eléctricas, software de coordinación, subestación eléctrica, red de distribución.

ABSTRACT

In the distribution substation of the 'Astillero' system, the faults are divided into With Faults (C/F) and Without Faults (S/F), this means when the relay senses a fault in the corresponding feeders in any of the three Phases A, B, C or Earth are the ones with Faults, and those that open manually due to lack of voltage or low frequency are the No Faults.

A theoretical review will be made for the most outstanding aspects that will help us to use through logical selectivity with the advancement of the protection coordination study; where the objective is to coordinate the protections that each feeder connected to the electrical system has in an effective way, for which we will examine the elements that they have, such as: fuses, TP transformers, TC transformers, reclosers, disconnectors, etc.

We will detail the use of the application to logical selectivity to coordinate the protections which are based on reduction of times and the logical waiting order received by the electrical system program to later comply with the fault clearance, which the protection equipment They are connected to a SCADA system that allows covering deficiencies in quality of service and benefits within its concession area.

Keywords:

Electrical protections, coordination software, electrical substation, distribution network

ÍNDICE DE CONTENIDO

CERTIFICADOS DE RESPONSABILIDAD Y AUTORÍA DEL TRABAJO DE TITULACIÓN	ii
CERTIFICADO DE CESIÓN DE DERECHOS DE AUTOR DEL TRABAJO DE TITULACIÓN A LA UNIVERSIDAD POLITÉCNICA SALESIANA	iii
CERTIFICADO DE DIRECCIÓN DEL TRABAJO DE TITULACIÓN	iv
DEDICATORIA Y AGRADECIMIENTO	v
RESUMEN	vi
ABSTRACT	vii
ÍNDICE DE CONTENIDO	viii
ÍNDICE DE ILUSTRACIONES	xii
ÍNDICE DE TABLAS	xvi
ACRÓNIMOS	xvii
CAPITULO 1	1
1.1 INTRODUCCIÓN	1
1.2 PROBLEMA	3
1.3 ANTECEDENTES	3
1.4 JUSTIFICACIÓN	4
1.5 DELIMITACIÓN	4
1.6 BENEFICIARIOS	5
1.7 OBJETIVOS	6

1.7.1	Objetivo general	6
1.7.2	Objetivos específicos.....	6
CAPITULO 2		7
2.1	FUNDAMENTOS TEÓRICOS	7
2.1.1	Introducción de subestaciones o instalaciones eléctricas de distribución	7
2.1.1.1	Interruptor seccionador principal de aire	9
2.1.1.2	Interruptor seccionador principal 69 kV de aire y cuchilla a puesta tierra	9
2.1.1.3	Interruptor tripolar seccionador a 15 kV	10
2.1.1.4	Definición de pararrayo.....	10
2.1.1.5	Fusibles de Potencia.....	11
2.1.1.6	GCB o disyuntor termomagnético de potencia	12
2.1.1.7	Transformador de poder	13
2.1.1.8	Cuchilla y seccionador o desconectador monopolar de 15 kV. ...	17
2.1.1.9	Definición de un reconectador automático o reenganchador.	17
2.1.1.10	Elementos de apoyo y respaldo de la subestación	19
2.1.1.11	Servicios adicionales de manera auxiliar	21
2.2.1	Sistema de puesta con malla a tierra	26
2.3.1	Definición del diagrama unifilar para las Subestaciones Eléctricas 27	
2.4.1	Sistema de Protecciones	28

2.1.1.12	Condiciones normales de funcionamiento	28
2.1.1.13	Corriente excitante en magnetización condiciones de Inrush	28
2.1.1.14	Aplicación de corrientes en cargas frías.....	29
2.1.1.15	Aplicación de operación en condiciones no normales	30
Clases de sistemas con conexión en cortocircuito		31
2.1.1.16	Aplicación a la coordinación del sistema de protección	33
2.1.1.17	Alimentación primaria en dispositivos del sistema de protección 33	
Norma IEEE C37-112.....		44
2.1.1.18	Software por utilizar en la óptima protección a coordinar	46
CAPÍTULO 3		50
3.1	SITUACIÓN INICIAL	50
3.1.1	Sistema de distribución eléctrico de sub-transmisión	50
3.1.2	Sistema de subestación eléctrico de Distribución Astillero	50
3.1.3	Sistema de alimentación primario en distribución.....	51
3.2	Metodología.....	54
CAPÍTULO 4		56
4.1	Aplicación al estudio de protección optimo coordinado en la subestación de distribución Astillero.....	56
4.1.1	Resultados del Estudio de Cortocircuito en barras de la Subestación Astillero	57
4.1.2	Seccionador Portafusible 69 kV.....	63

4.1.3	Interruptor de 69 kV, GCB.....	69
4.1.4	Transformador de Potencia	76
4.1.5	Reconectores en media tensión	81
4.2	Análisis de resultados en Barra principal de 13.8 kV	89
4.3	Análisis de resultados en Curvas de Protecciones	91
CAPITULO 5		94
5.1	Conclusiones	94
5.2	Recomendaciones.....	94
CAPITULO 6		95
6.1	Referencias bibliográficas	95
ANEXOS		100

ÍNDICE DE ILUSTRACIONES

Ilustración 1. Interruptor seccionador 69 kV	9
Ilustración 2. Interruptor a 15 kV seccionado con transferencia.	10
Ilustración 3. Pararrayos.	11
Ilustración 4. Portafusible interruptor potencial tipo SMD	12
<i>Ilustración 5. Interruptor de 69 kV</i>	13
<i>Ilustración 6. Circuitos del transformador</i>	14
<i>Ilustración 7. Estructura o configuración del transformador de poder</i>	15
Ilustración 8. Cuchilla y seccionador o desconectador monopolar de 15 kV.....	17
Ilustración 9. Reconectador de interrupción vacío trifásico automático de reentrada tipo VWE	18
Ilustración 10. Recloser tipo Control form 6.....	19
Ilustración 11. Transformadores a medida eléctricos de corriente	20
<i>Ilustración 12. Transformadores a medida eléctrico de potencia</i>	21
Ilustración 13. Cargador de Baterías	22
Ilustración 14. Banco de Baterías	23
<i>Ilustración 15. Condensadores Cooper Power</i>	24
<i>Ilustración 16. Banco de Condensadores Fijos</i>	25
<i>Ilustración 17. Estructura típica de una subestación interna eléctrica</i>	26
<i>Ilustración 18. Esquema unifilar de la subestación eléctrica a nivel de 69 kV</i>	27
Ilustración 19. Energización al transformador eléctrico visualización de corriente con Inrush	29
Ilustración 20. Sistema con conexión monofásico en cortocircuito	31
Ilustración 21. Sistema con conexión de dos fases en cortocircuito	32

Ilustración 22. Sistema con conexión de dos fases a tierra en cortocircuito	32
Ilustración 23. Sistema con conexión trifásico en cortocircuito.....	33
Ilustración 24. Diagrama de las curvas características del fusible.....	34
Ilustración 25. Tipos de fusibles con su respectiva interconexión de velocidad.....	36
Ilustración 26. Curvas ABC de operación nominal de reconexión automática.....	40
Ilustración 27. Tiempos de apertura operacional de reconexión automática.....	41
Ilustración 28. Diagrama de instante a curva tiempo – corriente	43
Ilustración 29. Diagrama temporal a curva tiempo – corriente	44
Ilustración 30. Ecuación 2	44
Ilustración 31. Diagrama de las curvas características con norma IEEE37 (tiempo al 5)	45
Ilustración 32. Ecuación 3	46
Ilustración 33. Pantalla incorporada principal del software CYME-CYMDIST	47
Ilustración 34. Pantalla incorporada principal del software CYME-CYMTCC	49
Ilustración 35. Fuente: Departamento Planificación CNEL-EP Guayaquil	51
Ilustración 36. Subestación Astillero Georeferenciada en ArcGis	53
Ilustración 37. Zona de Protección	55
Ilustración 38. Diagrama esquemático de cymdist subestación astillero	56
Ilustración 39. Ejemplo de curvas en cortocircuito	63
Ilustración 40. Valores Cymdist Seccionador 69 kV	64
Ilustración 41. Diagrama Cymdist Seccionador 69 Kv	64
Ilustración 42. Ajuste Cymdist Seccionador 69 Kv	65
Ilustración 43. Ajuste Generales Cymdist Seccionador 69 Kv	65
Ilustración 44. Ajuste Sobrecorriente Cymdist Seccionador 69 Kv	65
Ilustración 45. Ajuste VFI Cymdist Seccionador 69 Kv	66

Ilustración 46. Ajuste Corte Cymdist Seccionador 69 Kv.....	66
Ilustración 47. Ajuste Curva de coordinación Cymdist Seccionador 69 Kv	67
Ilustración 48. Ajuste Corriente de Cortocircuito Cymdist Seccionador 69 Kv	67
Ilustración 49. Curva Cymdist Seccionador 69 Kv	67
Ilustración 50. Curva Cymdist Seccionador 69 Kv	68
Ilustración 51. Coordinación Cymdist Seccionador 69 Kv	68
Ilustración 52. Interruptor 69 kV Cymdist	69
Ilustración 53. Ajustes Interruptor 69 kV Cymdist	70
Ilustración 54. Interruptor 69 kV Cymdist. Cálculo del tiempo	70
Ilustración 55. Ajuste Generales Cymdist Interruptor 69 kV	70
Ilustración 56. Tiempo corto Cymdist Interruptor 69 kV	71
Ilustración 57. Ajuste Instantáneo Cymdist Interruptor 69 kV	71
Ilustración 58. Ajuste Sobrecarrera Cymdist Interruptor 69 kV	72
Ilustración 59. Ajuste Punto de Prueba Cymdist Interruptor 69 kV	72
Ilustración 60. Ajuste Corte Cymdist Interruptor 69 kV	73
Ilustración 61. Ajuste curva de coordinación Cymdist Interruptor 69 kV	73
Ilustración 62. Corriente de cortocircuito Cymdist Interruptor 69 kV	74
Ilustración 63. curva Cymdist Interruptor 69 kV	74
Ilustración 64. Grafico curva Cymdist Interruptor 69 kV	75
Ilustración 65. Coordinación Cymdist Interruptor 69 kV	75
Ilustración 66. Coordinación aguas arriba Cymdist Interruptor 69 kV	76
Ilustración 67. Datos Cymdist Transformador de Poder	76
Ilustración 68. Configuración Cymdist Transformador de Poder	77
Ilustración 69. Ajustes Generales Cymdist Transformador de Poder	77
Ilustración 70. Corriente magnetizante Cymdist Transformador de Poder	77

Ilustración 71. Ajuste Corte Cymdist Transformador de Poder	78
Ilustración 72. Curva de coodinación Cymdist Transformador de Poder	78
Ilustración 73. Corrientes de cortocircuito Cymdist Transformador de Poder.....	79
Ilustración 74. Curva Cymdist Transformador de Poder.....	79
Ilustración 75. Gráfico Cymdist Transformador de Poder	80
Ilustración 76. Coordinación Cymdist Transformador de Poder.....	80
Ilustración 77. Coordinación aguas arriba Cymdist Transformador de Poder	81
Ilustración 78. Datos Cymdist Reconectador	81
Ilustración 79. Ajuste Cymdist Reconectador	82
Ilustración 80. Ajustes Generales Cymdist Reconectador.....	82
Ilustración 81. Configuración Cymdist Reconectador	83
Ilustración 82. Disparo Sobrecorriente Cymdist Reconectador	83
Ilustración 83. Falla a Tierra Cymdist Reconectador	84
Ilustración 84. Secuencia Cymdist Reconectador	85
Ilustración 85. Ajuste Corte Cymdist Reconectador	85
Ilustración 86. Curvas de coordinación Cymdist Reconectador.....	86
Ilustración 87. Corriente de corto Cymdist Reconectador	86
Ilustración 88. curva Cymdist Reconectador.....	87
Ilustración 89. Gráfico Cymdist Reconectador	87
Ilustración 90. Coordinación ramal Cymdist Reconectador.....	88
Ilustración 91. Coordinación aguas arriba Cymdist Reconectador	88
Ilustración 92. Datos Cymdist Barra Principal 13.8 kV	89
Ilustración 93. Ajuste secuencia Cymdist Barra Principal 13.8 kV	89
Ilustración 94. Simulación Falla Cymdist Barra Principal 13.8 kV	90
Ilustración 95. Resultados Falla Cymdist Barra Principal 13.8 kV.....	91

Ilustración 96. Reporte Falla Cymdist Barra Principal 13.8 kV	91
Ilustración 97. Grafica de curvas y coordinación de protecciones de los equipos en la subestación Astillero.....	92
Ilustración 98. Coordinación General de protecciones de los equipos en la subestación Astillero	93

ÍNDICE DE TABLAS

Tabla 1. Corriente normal de operación para integración de fusibles tipo K	37
Tabla 2. Corriente normal de operación para integración de fusibles tipo T	38
Tabla 3. Valores de las curvas del relevador temporal con la norma IEEE C37-112 ...	45
Tabla 4. Valores de la curva de un relevador temporal estándar IEC 255-3.....	46
Tabla 5. Estudio de cortocircuito barra 13.8 kV MINIMA GEN	57
Tabla 6. Estudio de cortocircuito barra 13.8 kV Máxima Generación.....	58
Tabla 7. Estudio de cortocircuito barra 69 kV Mínima Generación	60
Tabla 8. Estudio de cortocircuito barra 69 kV Máxima Generación.....	61

ACRÓNIMOS

FAO: Organización de las Naciones Unidas para la Alimentación y la Agricultura

MJ: Mega Julios

MW: Megavatio

CIE: Corporación para la Investigación Energética

INER: Instituto Nacional de Eficiencia Energética y Energías Renovables

H₂: Dihidrógeno

CH₄: Metano

CO: Monóxido de Carbono

N₂: Nitrógeno

H₂O: Agua

CO₂: Dióxido de Carbono

HCN: Cianuro de Hidrógeno

NH₃: Amoníaco

HCL: Ácido Clorhídrico

NaCL: Cloruro de Sodio

KCL: Cloruro de Potasio

H₂S: Ácido Sulfhídrico

CS₂: Sulfuro de Carbono

COS: sulfuro de Carbonilo

SNG: Gas Natural Sintético

HHV: Poder Calorífico Superior o Bruto

LHV: Poder Calorífico Inferior o Neto

AMD: Astillas de madera dura

AMS: Astillas de madera suave

RE: Rango Establecido

Tar = Alquitrán

HC: Hidrocarburo

O₂: Oxígeno

PSI: Libras por Pulgada Cuadrada

kW: Kilovatio

kWh/day: Kilovatio hora día

CAPITULO 1

1.1 INTRODUCCIÓN

Actualmente, la empresas eléctrica ha conseguido incrementar significativamente su capacidad instalada; la potencia instalada que se pudo conseguir en el año 2018 de 8826,89 MW que es derivado de fuentes Renovables el 59,84% y de fuentes No Renovables el 40,16%, en comparación a una potencia instalada que se pudo conseguir en el año 2009 de 4838,70 MW que es derivado de fuentes Renovables el 44,8% y de fuentes No Renovables el 55,2%, de los cuales por el servicio público conlleva 4777,08 MW y del servicio no público 710,62 MW [1].

El SED, sistema eléctrico de distribución consiste en líneas de distribución en miles de kilómetros, transformadores, subestaciones y muchos otros dispositivos esparcidos sobre un área geográfico grande e interconectados para la distribución de energía eléctrica apta para viviendas, comercios e instalaciones industriales, indistintamente del tamaño y las aplicaciones. La coordinación que se investigó fue el de configurar y escoger los elementos de protecciones de tal manera que el elemento seleccionado de protección pueda despejar cualquier falla precedentemente al elemento de protección de apoyo, en otros términos, el tiempo ajustado al cual está operando el elemento de protección debe ser inferior al tiempo ajustado al cual está operando el elemento de protección de apoyo. Por lo tanto, se logra dividir solamente la parte donde se registra la falla y donde no registre ninguna falla como seria el resto del sistema, consiguiendo así un mejor ajuste de tiempo de coordinación. Esto se puede conseguir coordinando a través de las curvas de carácter técnico para cada elemento de protección y encargándose de cada recomendación que conforma cada área de protección [2].

La investigación de ajustes de protección eléctrica requiere pasos previos para garantizar una calibración segura y óptima, con la configuración de los dispositivos para su uso en sistemas de protección eléctrica pasando por un análisis de las curvas de flujo de carga y

cortocircuito como lo más importante y necesario. En primer lugar, permite fijar el estado actual de los dispositivos de un sistema eléctrico y el estudio de cortocircuito proporciona una estimación de la cantidad de tensión eléctrica que el 8 equipo del sistema puede experimentar en caso de falla de una función en particular por emisiones o descargas atmosféricas y otros factores relacionados en el sistema de distribución. Un estudio de flujo de energía encontró que la carga de la línea era inferior a la capacidad nominal como es determinado al 50%. Esta circunstancia establece la transferencia de carga entre cuyas alimentadoras, sin problemas de carga o sobre corriente que lleguen a presentarse [3].

En la referencia [4], el estudio de flujo de potencia es necesario llegar a determinar las condiciones de funcionamiento operacional actual de una subestación, de acuerdo con el voltaje de barra, potencia demandada, transformador con carga y con todos los conductores resultantes que fueron determinados con el apoyo del software Power World Simulator Versión 16, Licencia Educacional. Para determinar el estudio de cortocircuito que se somete al sistema a condiciones que cometa un error o falla; de esta forma obtenemos los valores de las corrientes de falla máximas y mínimas con los efectos inducidos en cada componente del sistema de interés. Se utilizan en el reglaje y ajuste de dispositivos de protección basados en análisis teóricos, normas y estándares eléctricos. Esto le permite justificar ajustes ya realizados e incluso realizar mejoras, modificaciones o recomendaciones para un mejor funcionamiento del dispositivo de protección. Protección de equipos para subestaciones y redes de distribución en estudio.

En la referencia [5], se realiza un proyecto que consta del desarrollo de un programa en hoja de cálculo (Excel), donde proporciona al beneficiario interactuar en un entorno accesible y de fácil manejo con sus conocimientos según normas IEEE e IEC para la coordinación de protecciones eléctricas, determinando así los cálculos de sobre corriente, con el apoyo del software CYMDIST y CYMTCC que son validadas para su uso, con menos del 5% de error obtenido, lo que indica un material veraz y fidedigno. En el diseño del Excel se han de aplicar varios criterios para alcanzar el equilibrio adecuado entre protecciones tal como cada

elemento presente en el alimentador de distribución, tal como transformadores y curvas de carga; debe ser modelado con fusibles e interruptores de reconexión.

Un sistema de protección coordinado es más que seguridad, como también selectividad y continuidad del servicio. El sistema de protección debidamente coordinado justifica la inversión de una empresa (en este caso la “Corporación Eléctrica del Ecuador”) mediante la compra de equipos como transformadores eléctricos de potencia, transformadores eléctricos de distribución, generadores, líneas conectadas de transmisión y disyuntores.

La recopilación de datos para la generación y las cargas permite actualizar el sistema, esto permite que se realice un flujo de carga adecuado y que se realicen investigaciones de sobre corriente más confiables, y que se tomen las medidas correctivas necesarias cuando ocurren fallas en el sistema de protección. Un análisis de los distintos tipos de problemas eléctricos que pueden ocurrir en este sistema, sus efectos y posibles enfoques de solución, de esta forma, tomamos las medidas necesarias para minimizar el impacto [6].

1.2 PROBLEMA

En la subestación eléctrica tienen que existir una coordinación de protecciones en la cual ajusta elementos que van a interrumpir las fallas de sobrecorriente, asimismo estos elementos deben permitir el arranque y la operación normal de los elementos que protegen. Pero actualmente tienen cierta deficiencia por cuestiones de que existen fusibles sobre dimensionados, como también fusibles sub dimensionados que ponen en riesgo la integridad de los transformadores durante fallas en los sistemas de baja tensión.

1.3 ANTECEDENTES

En la subestación de distribución del sistema ‘Astillero’, las fallas se dividen en Con Fallas (C/F) y Sin Fallas (S/F), esto quiere decir cuando el relé censa una falla en las alimentadoras

correspondiente en alguna de las tres fases A, B, C o Tierra son las que tienen Con Fallas, y las que se abren manualmente por falta de voltaje o baja frecuencia son las Sin Fallas.

Se realizará una reseña teórica para los aspectos más destacados que nos ayudará a utilizar mediante selectividad lógica con el avance del estudio de coordinación de protecciones; donde el objetivo es coordinar las protecciones que posee cada alimentadora conectada al sistema eléctrico de manera eficaz, para el cual examinaremos los elementos que poseen como, por ejemplo: fusibles, transformadores TP, transformadores TC, reconectores, seccionadores, etc.

Detallaremos el uso de la aplicación a la selectividad lógica para coordinar las protecciones las cuales se basan en disminución de tiempos y la orden de espera lógica que recibe el programa del sistema eléctrico para posteriormente se cumpla el despeje de falla, el cual los equipos de protección están conectados un sistema SCADA que permite cubrir falencias en calidad de servicio y prestaciones dentro de su área de concesión.

1.4 JUSTIFICACIÓN

Evitar la contaminación de combustibles tradicionales utilizados en la generación de energía, cambiar el impacto ambiental de los mismos aprovechando el recurso de biomasa, reducción de ruidos y la reducción de compra de combustibles, realizando un correcto estudio de factibilidad que nos permitirá analizar el beneficio de la biomasa a favor de nuestro planeta.

1.5 DELIMITACIÓN

La coordinación de protecciones tiene una relación directa sobre la fiabilidad eléctrica y la productividad continua en la subestación. Para tener la certeza de realizar una coordinación de protecciones en la cual exista una razón, según la regulación No. ARCERNNR - 002/20

en los indicadores globales se estima un límite interrupciones y tiempo de ello que son los indicadores de KMIK y TTIK como se observa en la tabla 1. En la tabla 2 podemos observar que en el año 2022 de enero a agosto ya se han sobrepasado los límites de la normativa.

Índice	Red	Alimentador	
		Alta densidad	Baja densidad
FMIK	6.0	7.0	9.5
TTIK	8.0	10.0	16.0

Tabla 1: Límites para la calidad de servicio técnico – índices globales

AÑO	MES	Subestación	Alimentador	Tipo	Potencia Instalada (kVA)	Índice Mensual	
						FMIK	TTIK
	(0)	(1)	(2)	(3)	(4)	(8)	(9)
2022	Enero	04AS04 (CNEL-Guayaquil / S/E ASTILLERO)	04AS040T22 (EL ORO 98)	U (Urbano)	20995,0	2,02	0,56
2022	Febrero	04AS04 (CNEL-Guayaquil / S/E ASTILLERO)	04AS040T22 (EL ORO 98)	U (Urbano)	20995,0	2,02	0,56
2022	Marzo	04AS04 (CNEL-Guayaquil / S/E ASTILLERO)	04AS040T22 (EL ORO 98)	U (Urbano)	20995,0	2,02	0,56
2022	Abril	04AS04 (CNEL-Guayaquil / S/E ASTILLERO)	04AS040T22 (EL ORO 98)	U (Urbano)	20995,0	2,02	1,25
2022	Mayo	04AS04 (CNEL-Guayaquil / S/E ASTILLERO)	04AS040T22 (EL ORO 98)	U (Urbano)	20995,0	2,02	1,25
2022	Junio	04AS04 (CNEL-Guayaquil / S/E ASTILLERO)	04AS040T22 (EL ORO 98)	U (Urbano)	20995,0	2,02	1,25
2022	Julio	04AS04 (CNEL-Guayaquil / S/E ASTILLERO)	04AS040T22 (EL ORO 98)	U (Urbano)	20995,0	2,02	1,25
2022	Agosto	04AS04 (CNEL-Guayaquil / S/E ASTILLERO)	04AS040T22 (EL ORO 98)	U (Urbano)	20995,0	3,02	1,25
						17,15	7,92
2022	Marzo	04AS04 (CNEL-Guayaquil / S/E ASTILLERO)	04AS040T11 (ALFARO 97)	U (Urbano)	17085,0	2,00	1,35
2022	Abril	04AS04 (CNEL-Guayaquil / S/E ASTILLERO)	04AS040T11 (ALFARO 97)	U (Urbano)	17085,0	2,00	1,35
2022	Mayo	04AS04 (CNEL-Guayaquil / S/E ASTILLERO)	04AS040T11 (ALFARO 97)	U (Urbano)	17085,0	2,00	1,35
2022	Junio	04AS04 (CNEL-Guayaquil / S/E ASTILLERO)	04AS040T11 (ALFARO 97)	U (Urbano)	17085,0	3,05	2,23
2022	Julio	04AS04 (CNEL-Guayaquil / S/E ASTILLERO)	04AS040T11 (ALFARO 97)	U (Urbano)	17085,0	3,05	2,23
2022	Agosto	04AS04 (CNEL-Guayaquil / S/E ASTILLERO)	04AS040T11 (ALFARO 97)	U (Urbano)	17085,0	3,05	2,23
						15,16	10,72

Tabla 2: Valores FMIK y TTIK de la subestación Astillero

1.6 BENEFICIARIOS

Beneficiarios Principales

La corporación nacional de electricidad CNEL-EP ya que obtienen una mejor coordinación en la zona correspondiente para evitar fallas y no dañar ningún equipo que comprende el sistema de distribución, podrá ser utilizado para fines de calidad de servicio y así obtener ganancias por mayor calidad de servicio y venta de energía.

Beneficiarios Secundarios

Los residentes que están conectados al sistema eléctrico, como también negocios y las grandes empresas en la cual buscan generar ganancias mediante la oferta de sus servicios en las áreas a las cuales se han hecho acreedores. De la misma manera la zona se convierte en un punto confiable tanto por seguridad como estética.

1.7 OBJETIVOS

1.7.1 Objetivo general

- Realizar una eficiente coordinación de protecciones por sobre corriente en transformadores de potencia mediante el software CYMDIST para mejorar el tiempo de coordinación y obtener valores óptimos.

1.7.2 Objetivos específicos

- Determinar un análisis técnico para las resistencias y reactancias que componen el circuito.
- Recopilar información de las fallas para desarrollar una topología en las redes y equipos eléctricos.
- Modelar las redes, curvas de la carga y curvas de las fallas empleando programas disponibles en la Empresa.
- Realizar un análisis para obtener cálculos sobre la confiabilidad del sistema eléctrico.

CAPITULO 2

2.1 FUNDAMENTOS TEÓRICOS

Para disponer la corriente en la cual se detecte una falla, se deben programar a una simulación todos los tipos de sobre corrientes, algunos de los cuales pueden conectarse a tierra a través de resistencias de cualquier falla. Este programa en la simulación debe ejecutarse a lo largo de los seccionadores de aire, y en las líneas de las centrales eléctricas y subestaciones [7]. El sistema de comunicación electrónica que comprende de un transmisor, como de los medios de transmisión y los receptores. El transmisor es un grupo de uno o más elementos o aparatos electrónicos que transforman el análisis de su fuente originario en una señal adecuada para la comunicación a través de un medio de transmisión particular [8]. Para que la red funcione correctamente, es importante que el voltaje, la frecuencia y la forma de la onda senoidal del voltaje permanezcan dentro de los límites correspondientes [9]. Al ubicar o considerar un sistema industrial eléctrico, se debe considerar la naturaleza de la carga, la corriente de conexión de poca impedancia o cortocircuito, la curva de tiempo-corriente, la configuración de los dispositivos de protección cerca de las terminales de la compañía de servicio y los límites o capacidades de los dispositivos de protección internos que proporciona un diagrama en la cual conlleva el área que describe el proceso a seguir [10].

El sistema eléctrico de potencia posee como fuente de distribución las subestaciones de poder, los cuales se detallan a continuación:

2.1.1 Introducción de subestaciones o instalaciones eléctricas de distribución

Las subestaciones consisten en todo el equipo eléctrico necesario para suministrar, transportar y distribuir niveles correctos de voltaje a los sectores: residente,

comerciante e industrial. Son una parte integral del potencial sistema eléctrico y su objetivo primordial es la conversión de voltaje, la transmisión de carga, la frecuencia en un cambio drástico y conectar otros sistemas eléctricos.

Una subestructura eléctrica de distribución consta de los dispositivos más sencillos para su funcionamiento, por consiguiente:

- a. Seccionador o desconectador principal de 13.8 kV y seccionador o desconectador de transferencia
- b. TP o transformador eléctrico de potencia
- c. Transformadores de corriente
- d. Reconector automático o reenganchador tipo VWE
- e. Transformador eléctrico de poder
- f. Transformador eléctrico convencional
- g. Cuchilla y seccionador o desconectador monopolar de 15 kV.
- h. Sistema de puesta con malla a tierra
- i. Switch o interruptor de transferencia
- j. GCB o disyuntor termomagnético de potencia
- k. Terminal externo pararrayos
- l. Fusible interruptor de potencia
- m. Seccionador o desconectador electromecánico de 69 kV
- n. Aislamiento eléctrico como aislador
- o. Banco de condensadores o capacitores

2.1.1.1 Interruptor seccionador principal de aire

El contacto del interruptor de aire principal es utilizado de manera sencilla para apertura o cierre un sistema eléctrico en particular, ya determinado para 13,8 kV, como también de 69 kV para mantenimiento de una subestructura eléctrica de distribución. Aislar circuitos específicos en la red [11].

2.1.1.2 Interruptor seccionador principal 69 kV de aire y cuchilla a puesta tierra

El interruptor de aislamiento está diseñado para romper o cerrar el bus principal de 69Kv. Posee un interruptor eléctrico tripolar con grupo de placas de puesta a tierra de accionamiento manual, instalación horizontal y apertura vertical, dispositivos de enclavamiento, seccionadores y respectivamente a los terminales de apertura y cierre. Su finalidad es retirar tramos de líneas y hacerlos visibles al profesional operativo. Como también, el dispositivo se conecta a una puesta tierra en la subestructura eléctrica de distribución.

La ilustración 1 se muestra el interruptor seccionador 69 kV montado en su bahía de alta tensión sobre una bandeja metálica.



Ilustración 1. Interruptor seccionador 69 kV

Fuente: [12]

2.1.1.3 Interruptor tripolar seccionador a 15 kV

El equipo tripolar es utilizado para la apertura y cierre de compartimentos a 13,8 kV en subestructura eléctrica de distribución con su debido mantenimiento o determinadas operaciones de transmisión de energía.

La ilustración 2 se muestra el interruptor tripolar a 15 kV montado de manera vertical en la estructura metálica de una sala a 13,8 kV



Ilustración 2. Interruptor a 15 kV seccionado con transferencia.

Fuente: [12]

2.1.1.4 Definición de pararrayo

Un pararrayo es un dispositivo eléctrico que consta de una serie de elementos de resistencia no lineal y una bujía. Es la mejor solución para accidentes como sobretensiones provocadas por apertura y cierre de subestaciones o de especie de atmósfera.

Van soporte del 10 kV y como máximo del 800 kV con el tipo de descarga de clase 4 en tensión superior de 220 kV [13].

La ilustración 3 se muestra el pararrayos, este es capaz de instalarse en transformadores de potencial.



Ilustración 3. Pararrayos.

Fuente: [13]

2.1.1.5 Fusibles de Potencia

El fusible de tensión por corriente es capaz de detener toda clase de faltas eléctricas desde el mínimo al máximo, incluyendo también detener la intensidad mínima en los fusibles. Es utilizado generalmente en subestructuras eléctricas de distribución con un máximo a 138 kV, en la que protege bancos de condensadores y transformadores, es económicamente viable y confiable. El fusible de tensión por corriente de clase SMD tiene componentes dentro del fusible ya sea diseñado con níquel-cromo o plata y es caracterizado para mantener una precisión de curva segundos-intensidad por temporización constante para el resultado efectivo confiable y una planificación del sistema coordinado.

El elemento como parte de la fuente es configurado a la operación de manera veloz que otra clase de protección, incorporado para una mayor protección del circuito sin coordinación incluida [14].

La ilustración 4 muestra un portafusible de alto voltaje para 200 A en una base eléctrica de 69 kV.



Ilustración 4. Portafusible interruptor potencial tipo SMD

Fuente: [14]

2.1.1.6 GCB o disyuntor termomagnético de potencia

Los interruptores automáticos de alto voltaje en el estado de diseño para detener sistemas eléctricos (intensidades de escape y de funcionamiento), de manera a mencionar más sencillo se utilizan para interrumpir o cerrar la continuidad de circuitos en condiciones normales (con carga) y principalmente en condiciones de cortocircuito. condición del circuito. Subestación reductora a un nivel de 69 kV a 13,8 kV, su capacidad de ruptura puede ser de 20 kA a 40 kA [15].

El tipo más común utilizado en la Corporación Nacional de Electricidad CNEL-EP Unidad de Negocio Guayaquil es un interruptor automático con transformador de corriente integrado (tipo Bushing o pasante).

La ilustración 5 se muestran los disyuntores marca ABB y sus principales componentes.

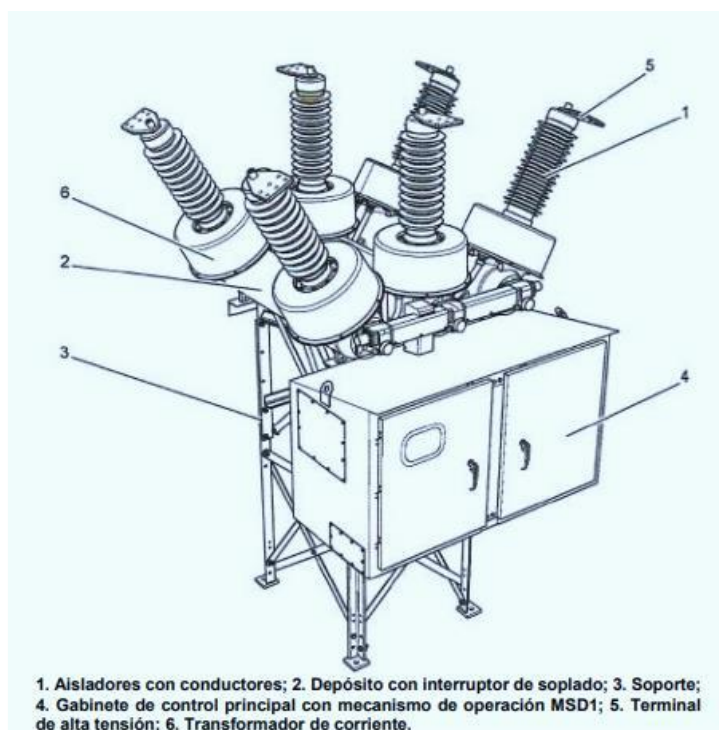


Ilustración 5. Interruptor de 69 kV

Fuente: [15]

2.1.1.7 Transformador de poder

Los transformadores de potencia implementan el papel clave para el crecimiento industrial eléctrico. Con el fin de agradecer a su modo de funcionamiento, la electricidad se puede transmitir de forma flexible y cómoda a varias extensiones. Estos son dispositivos de corriente alterna funcionando de manera estacionaria.

Entre los diversos elementos se subrayan los bobinados alto como bajo, y su núcleo. El núcleo consta de placas de acero al silicio aisladas entre sí, mientras que los devanados son alambres de cobre envueltos alrededor del núcleo y recubiertos con barniz [16].

La ilustración 6 se muestra las conexiones internas de un transformador eléctrico de potencia.

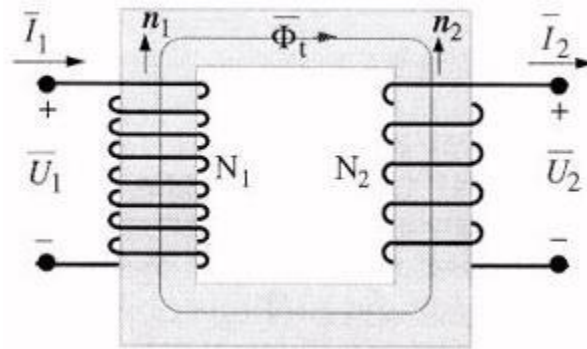


Ilustración 6. Circuitos del transformador

Fuente: [17]

2.1.3.1 Estructura o configuración del transformador de poder

La estructura del transformador de potencia consta de varios componentes, como se muestra en la ilustración 7.

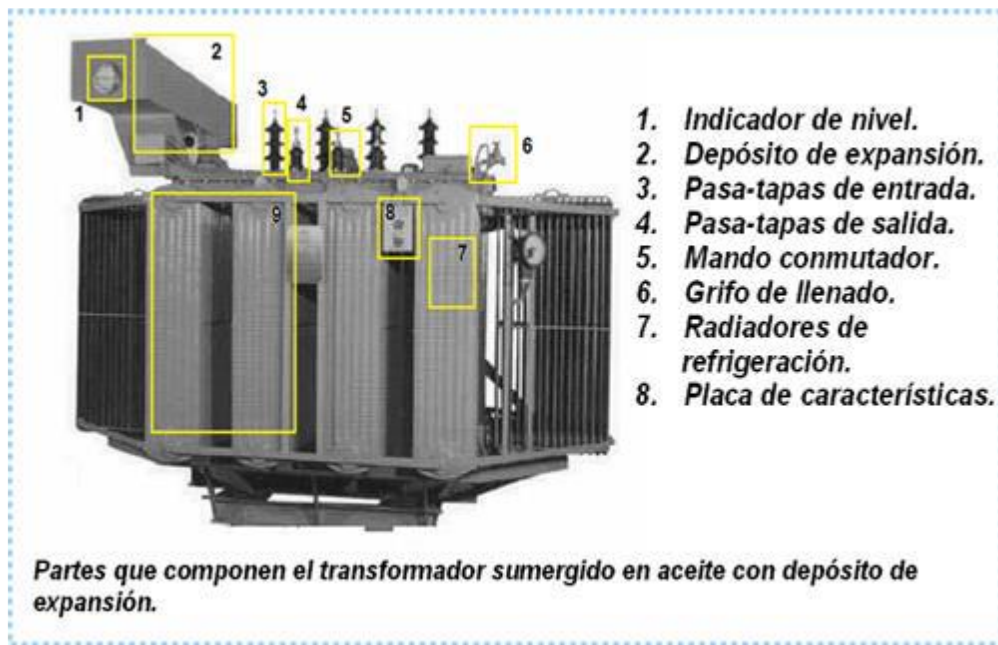


Ilustración 7. Estructura o configuración del transformador de poder

Fuente: [18]

- 1) Bushings de alta alimentación directa: conectar transformador potencial en red eléctrica a 69 kV mediante tres hilos configurado por cobre desnudo 4/0.
- 2) Bushings de baja alimentación directa: 3 líneas de cable de cobre desnudo de 1000 MCM salen de 3 salidas que se conectan a la bahía de la subestación de 13,8 kV.
- 3) Tanque principal: tanque que contiene aceite dieléctrico o refrigerante. Este compartimiento es donde se sumergen los devanados alto como bajo y el centro de transformador potencial.
- 4) Tanque subido: absorbe el aumento de magnitud por sobrecalentamiento del aceite dieléctrico.
- 5) Indicador volumen de aceite: indica el volumen de aceite de transformador potencial.
- 6) Relé Bucholz: elemento de protección. Activado para alguna falta del fallo en el aceite dieléctrico y envía un indicador de salto al dispositivo a proteger.

- 7) Deshidratador: elude el humedecimiento entre en el tanque de expansión al absorber la humedad.
- 8) Regulador térmico: mide internamente su temperatura en el transformador. Ya que esto no es suficiente, sobresale la alarma como indicador.
- 9) Regulador de tensión: ajuste del nivel de tensión del transformador debidamente sea necesario.
- 10) Tarjeta de características: presenta las notas técnicas más importantes de transformador potencial.
- 11) Válvula de entrada: se encuentra el aceite aislante llena el tanque del transformador.
- 12) Radiador: disipa el calor que se pueda producir en la carcasa del transformador.

Desde que transcurre los segundos de uso de transformador potencial, el uso competente disminuye, se acerca la vida útil, las piezas se dañan y aumenta la posibilidad a faltar en el sistema eléctrico.

Las faltas en el sistema eléctrico más recurrentes en los transformadores de potencia serían:

1. Elevación de voltaje por funcionamiento o caída de rayo.
2. Cortocircuito en la parte interna al transformador.
3. Daño a la celulosa y la actividad del núcleo incluido el bobinado.
4. Deformación o pérdida de las piezas bajo carga en cambiador de tomas y conexiones sueltas.
5. Existen problemas con la parte aislamiento del enchufe parte de bushing.
6. Por causante alta humedad.

2.1.1.8 Cuchilla y seccionador o desconectador monopolar de 15 kV.

Los interruptores automáticos unipolares se utilizan en el lado de alta, media o baja tensión según los códigos eléctricos y mecánicos del lugar de uso.

También conocidas como cuchillas reconectores unipolares, se utilizan para aislar o segmentar circuitos de alimentación o en sistemas de distribución de energía, son de operación manual con manija, sin carga, se pueden instalar en forma vertical y horizontal boca abajo [19]. La ilustración 8 muestra un medidor de desconexión unipolar de 15 kV instalado verticalmente en la entrada y salida de la línea de alimentación de la subestación bajo investigación.



Ilustración 8. Cuchilla y seccionador o desconectador monopolar de 15 kV

Fuente: [19]

2.1.1.9 Definición de un reconector automático o reenganchador.

Es el mecanismo de autorregulación que protege la línea de distribución y el propio equipo, equipado con un controlador electrónico y un cable positivo, el controlador detecta la corriente de fuga. Los restauradores generalmente están diseñados para romper el circuito.

En caso de falla por sobrecorriente, el reconectador da apertura y cierre de manera automática. En donde temporalmente la sobrecorriente es apagado automático en función de volver al funcionamiento ordinario. Se mantiene de manera permanente la falla cuando el variador realizará el número especificado de viajes y encendidos antes del bloqueo. De manera trifásica los restauradores tipo VWE y VWVE simultáneamente de apertura, cierre y bloqueo.

En la ilustración 9 se muestra un reconectador automático tipo VWE con interruptor trifásico al vacío instalado en la configuración metálica de cada alimentador de la subestación objeto de investigación.



Ilustración 9. Reconectador de interrupción vacío trifásico automático de reentrada tipo
VWE

Fuente: [20]

La ilustración 10 muestra un controlador F6-Y2 Forma 6 que muestra un historial de fallas y operaciones o eventos en la rama donde se abre y cierra el reconectador en la pantalla.



Ilustración 10. Recloser tipo Control form 6

Fuente: [21]

La dirección del flujo de corriente de acuerdo con la corriente y el voltaje detectados en el voltaje trifásico y puede calibrar desde el factor de potencia, como también el potencial y su energía cuyos valores son estimados, y el controlador proporciona detección de corriente de fase y corriente de tierra [20].

2.1.1.10 Elementos de apoyo y respaldo de la subestación

Todas las subestaciones requieren elementos de apoyo y respaldo y los denominados servicios auxiliares.

Transformador a medida eléctrico de corriente

El propósito de este dispositivo es alimentar el equipo de medición. Por lo tanto, la magnitud de la corriente y el ángulo de fase deben estar garantizados y ser precisos desde una carga mínima del 10 % de Inominal hasta una carga máxima del 20 % de Inominal.

La ilustración 11 se muestra varias clases de transformadores de amperaje en el mercado y utilizados para la medición de amperaje en subestaciones.



Ilustración 11. Transformadores a medida eléctricos de corriente

Fuente: [22]

Transformadores a medida eléctrico de potencia

Los niveles de tensión en las subestaciones son tan altos que no se pueden instalar dispositivos de medición y relés de protección directamente, sino que se utiliza en el potencial del transformador.

Se alcanza a suponer que una característica principal de tener precisos en una condición natural de funcionamiento. El nivel de precisión se nivela por precisión y su tipo, que indican el tanto por ciento máximos de errores encontrados en la medición. Tenga en cuenta que el convertidor de voltaje tiene las siguientes características:

1. Separe los equipos de bajo voltaje de los circuitos de alto voltaje.
2. Establezca el alto voltaje en un valor que corresponda al dispositivo de medición y al equipo en el que opera el relé de protección.

Aislamiento de elementos de medida y relevadores a proteger asociados al alto voltaje en circuitos de corriente [23].

La ilustración 12 se muestra el ejemplo de tres transformadores de potencia (uno para cada fase) puestos en su determinado lugar en una subestación de 69 kV utilizados para medir la carga de MVA y la resistencia de amperaje de la subestación.



Ilustración 12. Transformadores a medida eléctrico de potencia

Fuente: [23]

2.1.1.11 Servicios adicionales de manera auxiliar

Los servicios auxiliares son menos importantes en las estaciones reductoras, dependiendo principalmente el continuo y su confiabilidad del abastecimiento de energía a los suscriptores. No obstante, cabe destacar los servicios auxiliares AC y DC.

Servicios adicionales en corriente alterna de manera auxiliar

Los servicios adicionales implementados en CA son notables y precisos en la operación continua de las subestaciones, por lo que su notable y precisa está relacionada en directo con la complicación del esquema de cableado de la subestructura eléctrica de distribución [24].

Los valores calculados de los servicios adicionales en CA se realizan independientemente, ya que abastecen energía en muchos equipos, tales como: sistemas para enfriar (ventiladores), sistemas para iluminar interiores, iluminar controles en sus salas y de operación, iluminar tableros controlados por el operador con los transformadores de corriente conectados, GCB, control de alimentadores, etc., fuente de alimentación del sistema de CC (cargador de batería)

Servicios Auxiliares de Corriente Continua

Este tipo de servicio es igualmente importante y necesario en las subestaciones, se utilizan para la operación y monitoreo de las subestaciones, por lo que de la gestión operativa depende la correcta operación y mantenimiento de los circuitos auxiliares de CC [24].



Ilustración 13. Cargador de Baterías

Fuente: [24]



Ilustración 14. Banco de Baterías

Fuente: [24]

Banco de Capacitores

Usado por más de 40 años, un banco de capacitores es un dispositivo eléctrico cuya función básica es proporcionar parte o la totalidad de la potencia reactiva requerida por una carga. Estos dispositivos tienen la capacidad de almacenar energía electrostática y se instalan de forma rutinaria en sistemas eléctricos de baja, media y alta tensión para la corrección del factor de potencia bajo. Los bancos de capacitores utilizados en redes y subestaciones de media tensión se pueden dividir en dos tipos: bancos de capacitores fijos y bancos de capacitores automáticos, los cuales dependen en gran medida del ciclo de trabajo requerido por el usuario y contribuyen a la estabilidad del sistema. energía y reducir las pérdidas. Los bancos de capacitores son dispositivos que se caracterizan por el almacenamiento de energía eléctrica, principalmente porque poseen una resistencia interna de descarga y por lo tanto tienden a la caída de tensión. Ensamblados en grupos, los capacitores son latas de metal selladas, monofásicos, estáticos y tienen un asa para facilitar su manejo o portabilidad [25].

La ilustración 15 se muestra condensadores de 300, 200 y 100 Kvar típicamente utilizados en la distribución a nivel de subestaciones, como también en las redes de media tensión de la CNEL-EP.



Ilustración 15. Condensadores Cooper Power

Fuente: [20]

Banco de Condensadores Fijos

Estas baterías de condensadores fijos, a diferencia de las baterías de condensadores automáticas, están siempre conectadas a la línea de distribución de media tensión, por lo que siempre entregan la misma potencia reactiva independientemente de que la carga sea requerida por el consumidor.

Según el material dieléctrico utilizado, los bloques de condensadores fijos se clasifican en: Condensador de plástico fijo, Condensador de papel sólido, Condensador de cerámica sólida, Condensador de mica sólida, Condensador de vidrio sólido, Condensador de poliéster sólido. Están disponibles en un amplio rango de voltaje de 220V a 1000V con frecuencias de 50Hz y 60Hz para conexiones trifásicas (opción monofásica disponible bajo pedido) [25].

La ilustración 16 se muestran 3 bancos de condensadores fijos de 200 Kvar montados sobre torres de media tensión con sus respectivos fusibles.



Ilustración 16. Banco de Condensadores Fijos

Fuente: [26]

A continuación se menciona la referencia [25], se detalla las virtudes que conlleva la antes mencionada:

- Alta durabilidad. La construcción de materiales de las baterías de condensadores fijamente resistentes y pueden lograr óptimamente una vida útil.
- Seguridad. El banco de condensadores cuentan con seguridad y sus medidas para evitar emisión de energía y otros inconvenientes que puedan afectar el abastecimiento eléctrico.
- Fácil mantenimiento. En caso de problema con la batería de condensadores fijos, el proceso de mantenimiento es sencillo y puede ser resuelto por personal con una formación mínima.
- Tiempo de duración. Los materiales que componen el cajón o gabinete del banco fijo de capacitores protegen a los capacitores de fallas.

2.2.1 Sistema de puesta con malla a tierra

Sistema de puesta con malla a tierra es el nombre que se le da al conjunto de medidas tomadas para conectar conductivamente elementos electromecánicos a tierra, que es un componente importante de las subestaciones.

Por las razones anteriores, el sistema de puesta con malla a tierra está diseñado con acuerdo del estándar de resistir la mínima de puesta a tierra sin garantizar seguridad, ya que es inexistente una conexión sencilla para su resistencia de malla a tierra y la intensidad de falta eléctrica a lo máximo que una persona puede ser susceptible [27].

La ilustración 17 muestra una estructura común de un sistema con malla en tierra para una subestructura interna eléctrica de distribución.



Ilustración 17. Estructura típica de una subestación interna eléctrica

Fuente: [28]

Por lo tanto, el propósito de la puesta a tierra de la subestación no es solo garantizar la seguridad personal, sino también facilitar la resolución rápida de problemas del sistema de protección de la subestación y proporcionar una mención del sistema eléctrico [27].

2.3.1 Definición del diagrama unifilar para las Subestaciones Eléctricas

Los elementos eléctricos de una subestructura eléctrica de distribución está representada por su diagrama unifilar, en el que se ordenan los componentes eléctricos que componen para el sistema eléctrico diseñado [29].

En la ilustración 18 se muestra un diagrama representativo de una subestación de 69 kV. Muestra bahías y subestaciones como líneas de entrada a un bus de 69 kV con características simples.

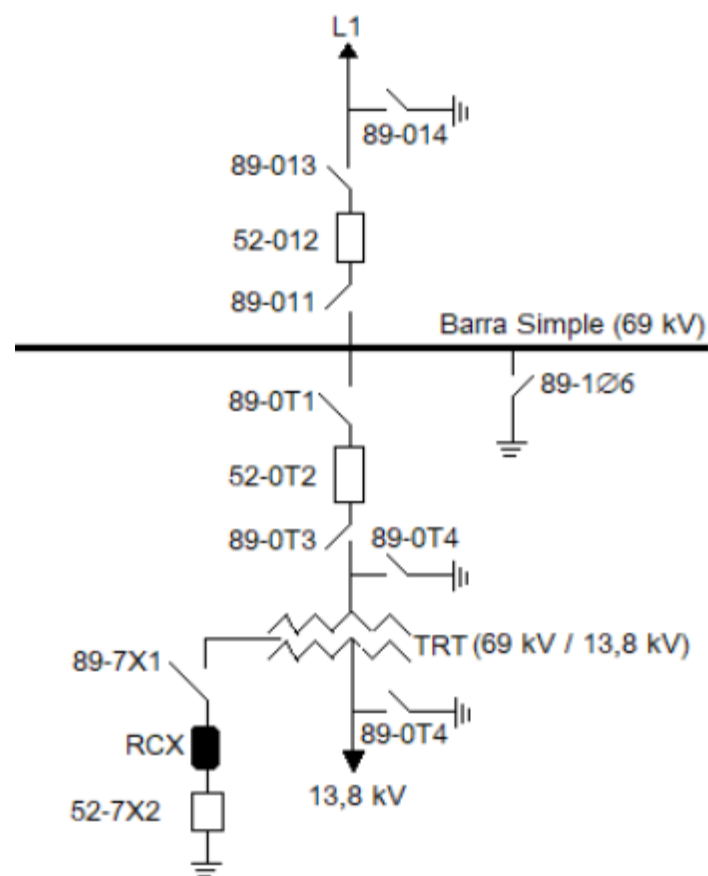


Ilustración 18. Esquema unifilar de la subestación eléctrica a nivel de 69 kV

Fuente. [30]

2.4.1 Sistema de Protecciones

El objetivo principal de la protección de la red eléctrica es disminuir el tiempo de las interrupciones y disminuir la cantidad de usuarios afectados por las interrupciones [31].

La protección del sistema de distribución eléctrica tiene algunos objetivos de manera secundaria que serían:

1. Límite de las posibles interrupciones llevadas al sistema eléctrico en mínimo segmento.
2. Proteja su equipo eléctrico.
3. Proteja interrupciones del sistema y fallas al servicio de manera inútil.
4. Retire los transformadores, redes u otros dispositivos defectuosos.

Para funcionar correctamente, los dispositivos de protección del sistema de distribución eléctrica deben poder distinguir claramente entre condiciones de funcionamiento normales y anormales.

En ambos estados operativos puede ocurrir de manera permanente o de carácter temporal fenómenos en el sistema.

2.1.1.12 Condiciones normales de funcionamiento

2.1.1.13 Corriente excitante en magnetización condiciones de Inrush

El fenómeno en el sistema eléctrico puede ocurrir por transitorio cuando ocurre después de que se enciende el transformador.

La intensidad de magnetización necesaria para generar el recurrente abundante a excitar el transformador en su intensidad normal tiene el valor de 8 a 10 veces, disminuyendo el primer ciclo. Esto se debe a que el devanado secundario está en el vacío, por lo que esta corriente solo ocurre en el devanado primario. devanados del transformador.

La duración de la corriente magnética varía entre segundos y milisegundos en un transformador corto para sus factores que dependen de su volumen serian:

1. Potencial normal al transformador eléctrico
2. Fluido residual del núcleo magnético
3. Conexión eléctrica al transformador eléctrico
4. Indicador de voltaje cuando este encendido
5. Posición del sistema al transformador
6. Transformador con impedancia del sistema

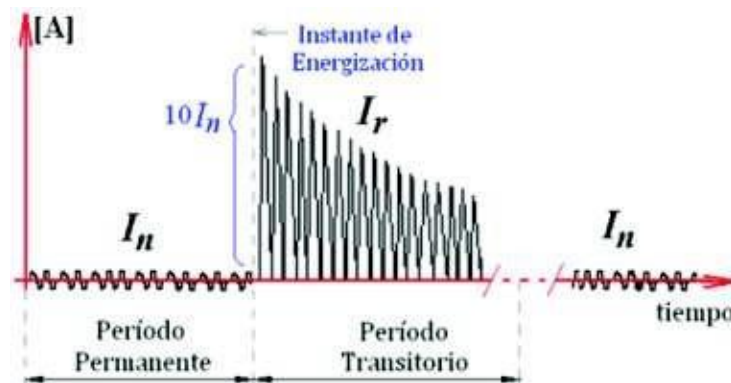


Ilustración 19. Energización al transformador eléctrico visualización de corriente con Inrush

Fuente: [31]

2.1.1.14 Aplicación de corrientes en cargas frías

Fenómeno transitorio causado por la reconexión de la inyección primaria después de una larga interrupción. La magnitud de estas corrientes depende de las características y tipo de carga regenerativa, a lo largo de las líneas eléctricas, estas corrientes pueden alcanzar de 3 a 6 veces la corriente nominal de una carga inductiva [32].

A nivel del sistema de distribución, los consumidores refrigerantes son los que más contribuyen a la alta carga de refrigeración debido al aumento de demanda energética necesaria para restablecer las temperaturas normales de funcionamiento [32]. Otro tipo de voltajes que interceden en la aplicación de corrientes en cargas frías son:

- Motor en diferentes situaciones de carga fría
- Carga-corriente de iluminación
- Carga-corriente de calefacción
- Carga-corriente de ventilación.

2.1.1.15 Aplicación de operación en condiciones no normales

2.1.3.2 Sobrevoltajes en cargas frías

El equipo eléctrico se sobrecarga cuando la corriente excede la corriente nominal. La sobrecarga calienta los conductores, y si esta es permanente, puede degradar el aislamiento de los equipos involucrados y acortar su vida útil.

Los conductores pueden tolerar sobretensiones dependiendo de su principal tiempo y su volumen de la intensidad. Las sobrecargas a corto plazo no tienen efectos adversos en los conductores, pero las sobrecargas prolongadas pueden tener efectos térmicos y mecánicos destructivos.

2.1.3.3 Sistemas de conexión en cortocircuitos

Esta condición de falta eléctrica con impedancia baja ocurre en los sistemas eléctricos en conductor puesto a tierra al accidente de contacto o conductores con energía intencional.

Una falla hace que el voltaje del sistema caiga y la corriente aumente rápidamente [32].

En las redes de distribución, los cortocircuitos pueden tener muchas causas diferentes, entre ellas:

1. Bombardeo aéreo
2. Balanceo de escalera por viento fuerte
3. Contacto entre las líneas con ramas o animales
4. Rotura de líneas internas

Clases de sistemas con conexión en cortocircuito

Dependiendo de la fase involucrada en el cortocircuito, las fallas son:

2.1.3.4 Sistema de conexión en cortocircuito unifásico

Esto ocurre cuando uno de los conductores de fase toca tierra ya que este es la clase de sistema más relevante en un cortocircuito (aproximadamente del 70% al 80%).

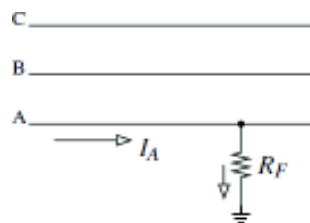


Ilustración 20. Sistema con conexión monofásico en cortocircuito

Fuente: [32]

2.1.3.5 Sistema con conexión de dos fases en cortocircuito

Una condición de falla ocurre cuando dos conductores desfasados se tocan entre sí. La incidencia es del 20-25%.

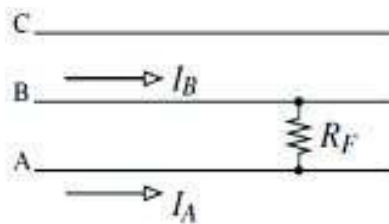


Ilustración 21. Sistema con conexión de dos fases en cortocircuito

Fuente: [32]

2.1.3.6 Sistema con conexión de dos fases a tierra en cortocircuito

Este cortocircuito se produce cuando las dos fases afectadas por la falta tocan tierra.

La probabilidad de tal sistema en cortocircuito es del 20-25%.

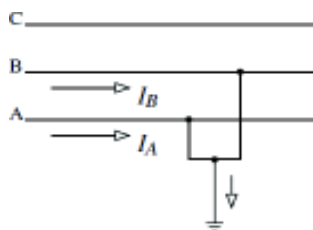


Ilustración 22. Sistema con conexión de dos fases a tierra en cortocircuito

Fuente: [32]

2.1.3.7 Sistema con conexión trifásico en cortocircuito

Esta falla ocurre cuando los cables vivos de las tres fases se tocan entre sí. Estos son los cortocircuitos más raros (alrededor del 5%).

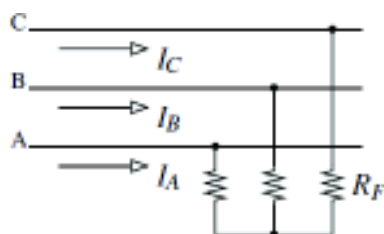


Ilustración 23. Sistema con conexión trifásico en cortocircuito

Fuente: [32]

2.1.1.16 Aplicación a la coordinación del sistema de protección

La aplicación a coordinar la protección selecciona los elementos a proteger contra sobrecorriente con un tiempo específico y coincidencia de corriente (características), los coloca apropiadamente en serie con el circuito de distribución y responde a las condiciones de falla de la línea y los dispositivos de acuerdo con un orden de operación específico, definido como el proceso de despeje.

La palabra coordinación se menciona primordialmente a elegir los dispositivos a proteger y su debido ajuste, ya que brinda una protección necesaria contra faltas eléctricas transitorias y para limitante al rango de corte diminuto posible cuando las fallas son permanentes. Un sistema de protección adecuadamente coordinado para una red de distribución puede ayudar:

1. Eliminación de fallas temporales con sus interrupciones en su debido servicio.
2. Número de clientes afectados para el alcance de minimizar las fallas a reducir.
3. Servicio de energía para reducir los cortes en duración.

2.1.1.17 Alimentación primaria en dispositivos del sistema de protección

Estos elementos protegen cualquier falta eléctrica del sistema en diversas condiciones lo más rápido posible y minimizar selectivamente el equipo del sistema. El sistema de protección de los sistemas de distribución eléctrica y sus elementos se compone principalmente de relés de sobrecorriente, fusibles, reconectores y disyuntores.

2.1.3.8 Introducción a la implementación de los fusibles

Su principal funcionamiento es sencillo y se distingue en la fusión del dispositivo fusible debido al aumento de grados climáticos internos que se interceden cuando la corriente es mayor que la del fusible. Los fusibles son dispositivos por proteger comúnmente utilizados en las líneas de distribución eléctrica.

Cuanto mayor sea la corriente a través del filamento del fusible, menos tiempo tardará el fusible en derretirse. Las características de funcionamiento de un fusible están representadas por una curva de tiempo-corriente con una característica de tiempo inverso [33]. En la ilustración 24 se muestran las curvas características de funcionamiento de los fusibles, las cuales serían:

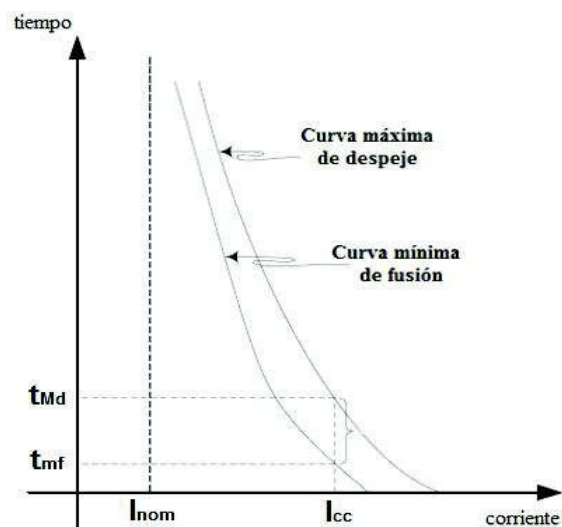


Ilustración 24. Diagrama de las curvas características del fusible

Curva característica mínima de fusión

Esto corresponde al punto en el que el material fusible comienza a derretirse en fundición.

Curva característica máxima de despeje

Representa el tiempo total hasta que el elemento fusible se funde completamente. La relación de velocidad a la que responde cuando se detecta una falla y se puede expresar matemáticamente mediante la siguiente ecuación:

Para la implementación de fusibles inferiores a 100 A:

$$Rv = \frac{I_{\text{fusion}}(0,1s)}{I_{\text{fusion}}(300s)}$$

Ecuación 1.

El fusible tiene varios tipos que se utilizan para proteger las redes de distribución eléctrica que se fabrican comercialmente según las normas existentes en el país, como por ejemplo los: ANSI hasta los AYEE; y se enumeran sus características a continuación en donde se menciona sobre la referencia [34]:

1. **Fusibles tipo K:** Relación de velocidad de 6 a 8 y pueden transportar hasta 150 de corriente nominal sin romperse.
2. **Fusibles tipo T:** Su relación de velocidad cambia entre 10 a 13 y más lentos que los fusibles tipo K.
3. **Fusibles tipo H:** Conduce en el porcentaje máximo del 100% de la corriente normal que se establece sin dañarse y se funde muy rápido con una interconexión de velocidad entre el 7 al 11.
4. **Fusibles tipo N:** Conduce en el porcentaje máximo del 100% de la intensidad. Corriente normal que se establece sin ningún daño, con más intensidad del tipo H.

5. **Fusibles tipo X:** Son permisivos a las fluctuaciones de la corriente, previsto de un elemento dual; con interconexión con velocidad para 32.
6. **Fusibles tipo MS o KS:** Su relación de velocidad es de 20. En comparación con los fusibles del tipo T esta lleva una respuesta más lenta con mayor permiso de intensidad
7. **Fusibles MN241 del tipo AYEE:** Conduce en el porcentaje máximo de hasta el 130% de su corriente normal que se establece sin daños.
8. **Fusibles SloFast:** Su estructura tiene secciones de dos distintas intensidades, ya que actúa más rápido con otra que actúa lentamente. Estos se usan en los transformadores a proteger de sistemas eléctricos.

La ilustración 25 se muestra un diagrama de todos que interfieren en la relación con capacidad nominal de corriente de 10 A en interconexión de velocidad de varios tipos de fusibles.

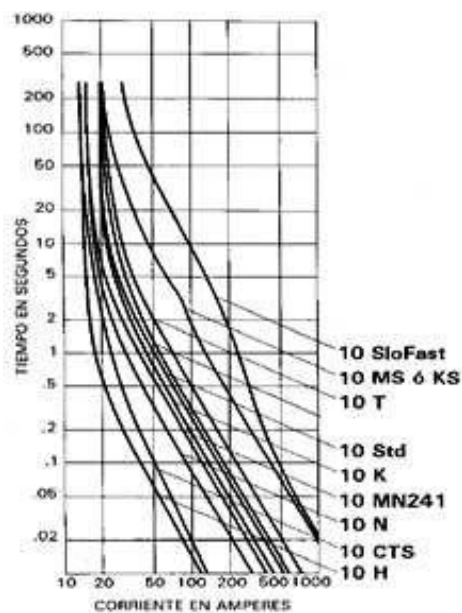


Ilustración 25. Tipos de fusibles con su respectiva interconexión de velocidad

Fuente: [34]

Las tablas 1 y 2 se toman de la norma ANSI C37 parte del punto 42 y se dan los valores de relación de velocidad y corriente del fusible para los diferentes tipos del K y T.

Tabla 1. Corriente normal de operación para integración de fusibles tipo K

Corriente nominal [A]	If (300s) o If (600s)		If (0,1s)		Relación de velocidad
	Mínima	Máxima	Mínima	Máxima	
1	2	2,4	-	58	-
2	4	4,8	-	58	-
3	6	7,2	-	58	-
6	12	14,4	72	86	6,0
8	15	18	97	116	6,5
10	19,5	23,4	128	154	6,6
12	25	30	166	199	6,6
15	31	37,2	215	258	6,9
20	39	47	273	328	7,0
25	50	60	350	420	7,0
30	63	76	447	546	7,1
40	80	96	565	680	7,1
50	101	121	719	862	7,1
65	128	153	918	1100	7,2
80	160	192	1180	1420	7,4
100	200	240	1520	1820	7,6
140	310	372	2470	2970	8,0
200	480	576	3880	4650	8,1

Tabla 2. Corriente normal de operación para integración de fusibles tipo T

Corriente nominal [A]	If 300s y 600s		If de 0,1s		Relación de velocidad
	Mínima	Máxima	Mínima	Máxima	
1	2	2,4	-	100	-
2	4	4,8	-	100	-
3	6	7,2	-	100	-
6	12	14,4	120	144	10,0
8	15	18	166	199	11,1
10	19,5	23,4	224	269	11,5
12	25	30	296	355	11,8
15	31	37,2	388	466	12,5
20	39	47	496	595	12,7
25	50	60	635	762	12,7
30	63	76	812	975	12,9
40	80	96	1040	1240	13,0
50	101	121	1310	1570	13,0

					0
65	128	153	1650	1975	12, 9
80	160	192	2080	2500	13, 0
100	200	240	2620	3150	13, 1
140	310	372	4000	4800	12, 9
200	480	576	6250	7470	13, 0

2.1.3.9 Reconectador

En la referencia [35] se menciona que este dispositivo de protección puede detectar y desconectar sobrecorriente y reconectar automáticamente las líneas de distribución. Tengo un controlador que puede hacer varias reconexiones consecutivas. Un reconectador es un dispositivo de protección en los sistemas de distribución eléctrica que funciona como un interruptor de reconexión automática. Si la falla es permanente, después de un número programado de operaciones (hasta cuatro), el reconectador se abrirá completamente, aislando la sección defectuosa del sistema.

La función principal del reconectador es distinguir entre fallas temporales y permanentes en el sistema de distribución para que solo puedan ser resueltas mediante reconexiones sucesivas. Si el error es persistente, será despejado por el elemento de protección correspondiente.

La característica de tiempo-corriente muestra el tiempo de liberación para que el reconectador abra los contactos para un valor de corriente de falla dado y se muestra en la ilustración 26. La curva A representa el funcionamiento rápido, la curva B representa el funcionamiento lento y la curva C representa el funcionamiento con retraso adicional.

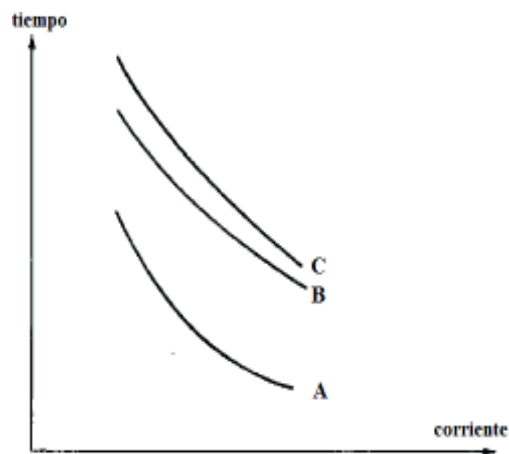


Ilustración 26. Curvas ABC de operación nominal de reconexión automática

Fuente: [35]

La secuencia de reconexión se muestra en la ilustración 27. Se generan dos acciones rápidas y dos retardadas antes de que falla permanente abra finalmente la acción de reenganche. Normalmente, la secuencia operativa está programada para realizar un límite de cuatro aperturas y tres reconexiones.

En la ilustración 27 se puede visualizar que el tiempo abierto se determina utilizando la característica de tiempo-corriente.

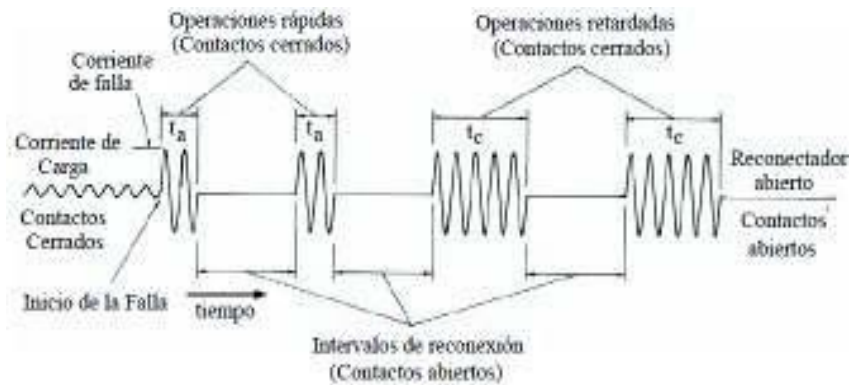


Ilustración 27. Tiempos de apertura operacional de reconexión automática

Fuente: [35]

2.1.3.10 Seccionalizador

En la referencia [35] se menciona que de manera automática todo elemento a proteger aísla faltas eléctricas en sus líneas de distribución.

Se instalará después de reiniciar. En caso de que ocurra una falla dentro del área protegida, el seccionador enumera operaciones de conmutación anteriores por el reanclador aguas arriba y abre de acuerdo con los ajustes previo configurados en el momento en que se abre el reanclador. El seccionador cuenta los pulsos de corriente de las fallas que circulan por el sistema, después de un cierto número de pulsos (hasta 3).

La operación del interruptor de circuito debe establecerse un pulso menos que el número de operaciones de reenganche automático asociadas. A menudo se usan en lugar de fusibles en arranques donde la operación debe restablecerse de manera eficaz y no se sujeta el manejo de un reanclador en serie separado. Sin tener una curva característica de conmutación de segundos-amperios y deben coincidir con los dispositivos de recierre según la corriente nominal y la secuencia de conmutación.

2.1.3.11 Método para la utilización en operación del seccionizador

- Donde la falla se borra mientras el interruptor de recierre está en apertura, el numerador del interruptor se reinicia a su posición natural después del recierre, listo para comenzar una nueva cuenta si ocurre otra falla.
- Donde la falla persiste cuando se manda señal de cerrar el circuito, el numerador de intensidad de faltas eléctricas del interruptor de segmentación se arma nuevamente para contar la próxima apertura del interruptor de recierre.
- Los interruptores de desconexión proporcionan un punto de desconexión adicional en el circuito para brindar coordinación con el equipo de respaldo asociado con corrientes de falla muy altas.
- Los seccionadores parciales no tienen características de segundos-amperios, por lo que se utilizan entre dos elementos a proteger cuyas características de respuesta son tan cercanas entre sí que es inútil una etapa adicional de regulación.
- A menudo se utilizan en diversos momentos donde las altas intensidades de faltas eléctricas elevadas la coordinación no permite con los fusibles.

2.1.3.12 Relevador de conexión a sobrecorriente

El principal funcionamiento por proteger detecta condiciones de sobreintensidad basado en el circuito. En la intensidad detectada por el relevador es más que el valor de referencia incorporado enviará un nivel de abrir al disyuntor conectado para desconectar el dispositivo al fallo.

En donde la protección contra sobreintensidad funcione correctamente, se deben considerar las variables:

Intensidad mínima de realización a corriente operativo

Este es el valor actual en el que el relevador de sobreintensidad comienza a operar. Cuya variable también se denomina "corriente de funcionamiento", tiempo de respuesta o pickup.

Tiempo de respuesta operativa

Describe la característica de tiempo de un relé que actúa como una función de una corriente particular.

Dependiendo del tiempo de operación de la protección contra sobreintensidad es instantánea o temporizada.

2.1.3.13 Relevador de conexión rápidamente a sobrecorriente

Cuando se excede la corriente de irrupción, estos relés proporcionan una señal de activación para abrir el disyuntor.

Teóricamente operado para proteger debería ser instantánea, pero hay un retraso de unos 10 a 60 milisegundos.

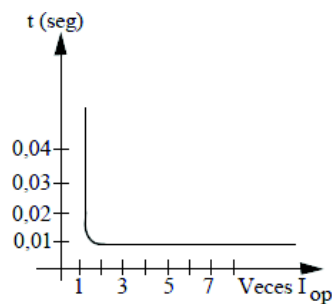


Ilustración 28. Diagrama de instante a curva tiempo – corriente

Fuente: [3]

2.1.3.14 Relevador a conexión temporal de sobrecorriente

Con niveles altos de corriente acortando el tiempo de operación del relé y niveles bajos de corriente aumentando el tiempo de operación, con acción de tiempo inversamente proporcional a la corriente protegida está dada por una característica.

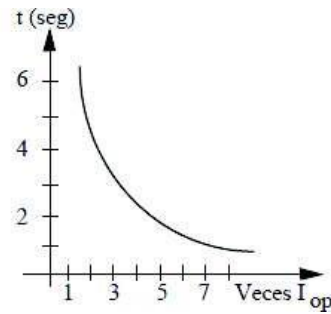


Ilustración 29. Diagrama temporal a curva tiempo – corriente

Fuente: [3]

Son posibles diferentes curvas debido a las características dependientes de la corriente del relé de sobrecorriente de tiempo:

- Moderadamente inversa
- Muy inversa
- Extremadamente inversa

Estos tipos de curvas se logran aproximar usando las ecuaciones 2 y 3 como se especifica en los estándares IEEE C37-112 e IEC 255.3 respectivamente.

Norma IEEE C37-112

$$t(I) = TD \left(\frac{A}{M^p - 1} + B \right)$$

Ilustración 30. Ecuación 2

Donde:

$t(I)$ = tiempo de salto

[s]TD= arreglo de tiempo (dial)

M= múltiplo de la intensidad de pick up ($M > 1$)

A, B, p = valores constantes de las curvas características

Los valores de la curva de segundos-amperios para cada característica inversa del relevador se muestran en la siguiente tabla:

Tabla 3. Valores de las curvas del relevador temporal con la norma IEEE C37-112

Tipo de curva	A	B	P
Moderadamente inversa	0,0515	0,114	0,02
Muy inversa	19,61	0,491	2,0
Extremadamente inversa	28,2	0,1217	2,0

Los valores de manejo de segundos de curva (dial) varían de 0,5 hasta 10.

La ilustración 31 se muestran en grafica tres clases de curvas características derivadas del estándar IEEE C37-112.

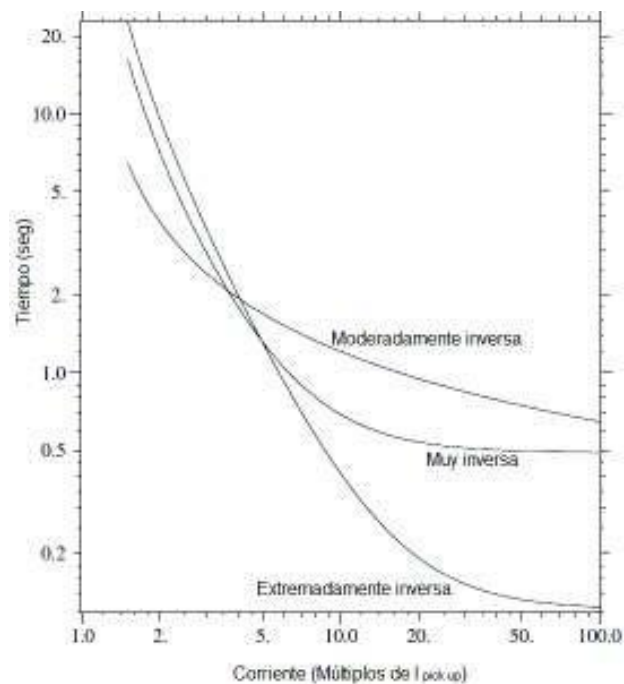


Ilustración 31. Diagrama de las curvas características con norma IEEE C37 (tiempo al 5)

Fuente: [3]

Norma IEC 255.3

$$t = TD \frac{k}{M^{\alpha-1}}$$

Ilustración 32. Ecuación 3

Donde:

t = tiempo de operación

[s]TD= ajuste de

tiempo (dial)

M= múltiplo de la corriente de pick up ($M > 1$)

k, α = constantes de la curva característica

La tabla 4 se muestra los valores de la curva segundos-amperios para el relevador inversa característica respectivamente.

Tabla 4. Valores de la curva de un relevador temporal estándar IEC 255-3

Tipo de curva	k	α
Moderadamente inversa	0,14	0,02
Muy inversa	13,50	1,0
Extremadamente inversa	80,0	2,0

El contaste del manejo de segundos (dial) para las curvas varían de 0,05 a 1.

2.1.1.18 Software por utilizar en la óptima protección a coordinar

A continuación, se muestra un programa de computadora que modela y simula un sistema para estudios de coordinación de conservación:

2.1.3.15 Software de simulación CYME – CYMDIST

CYMDIST es un software desarrollado por EATON Corporation que incluye un conjunto completo de herramientas de simulación avanzadas que permiten el modelado, análisis, diseño y operación detallados de líneas de distribución hasta el nivel industrial.

En los sistemas eléctricos de distribución, es utilizado para permitir la aplicación de

líneas eléctricas con sus elementos balanceados o desbalanceados, subestructuras eléctricas de distribución, relevadores principal y redes de distribución secundaria. Estas redes pueden ser radiales, de malla o circulares, y pueden representarse esquemática o geográficamente mediante sistemas de ubicación.

El software CYMDIST es un conjunto de dispositivos que incluye un corrector de red completo, modelado a simulación y su análisis. Biblioteca con amplio computo de guardado de dispositivos y módulos. La ilustración 33 muestra la ventana de trabajo principal de CYMDIST.

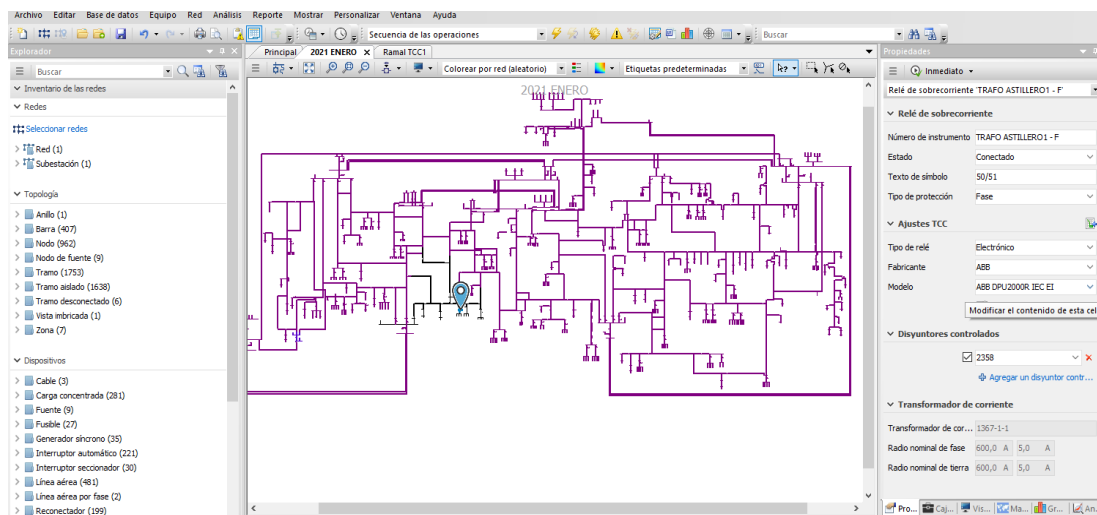


Ilustración 33. Pantalla incorporada principal del software CYME-CYMDIST

Fuente: Autor

El principio de función analítico y el modelado central del software informático CYMDIST sería:

- Facilidad de estudio de baja de tensión en líneas eléctricas simétricas o asimétricas (radial, anillo o malla).
- Cuanta de corriente residual (constantes: RMS, asimétrico y pico).
- Facilidad de estudio de corrientes de falla y tensiones de faltas eléctricas en la línea considerando condiciones previas.
- Ubicación óptima de condensadores con su dimensión para disminuir pérdidas y aumentar el perfil de tensión.
- Balanceo de carga para disminuir pérdidas.
- Múltiples interpretaciones de equilibrio de tensión utilizando módulos: consumo de kWh, conexión de kVA, consumo de realidad. El algoritmo permite incluir un rango de lecturas como demanda fija y grandes usuarios con carga fija.

- Facilidad de estudio de arranque del motor (potencia del motor en su máximo y caída de tensión).
 - Módulos de tensión flexibles de manera concentrada y uniforme en distribuir para cada sección del sistema.
 - La investigación sobre el aumento de la carga o el pronóstico de la demanda se ha realizado durante varios años.
-
- Conexiones entre ramales de distribución primaria para simulación de transferencia de carga.
 - Posibilidad de fusión.
 - Reemplazar o seccionar automáticamente y cambiar de fase múltiples secciones seleccionadas.
 - Cálculo de las equivalencias de carga y red para facilitar el análisis de redes grandes mediante una comparación precisa con el flujo de carga y los resultados de cortocircuito de redes no reducidas.

Las opciones para simulación de faltas eléctricas y conteo de corriente del sistema en corto le permiten necesitar la contribución para cada fuente. Los resultados de estas simulaciones y cálculos se utilizan para seleccionar, dimensionar, configurar y configurar los dispositivos de protección necesarios para el sistema.

2.1.3.16 Software incorporado utilizando CYME-CYMTCC

Este es un módulo CYMDIST que permite realizar estudios sobre la regulación de la protección contra sobreintensidad en función de los segundos industrialmente, comercialmente y en distribución considerados circuitos.

El software incorporado de CYME-CYMTCC admite al usuario:

- Genere gráficos e informes de tiempo actual para todas las configuraciones de dispositivos de protección en la extensa biblioteca.
- Agregue un nuevo dispositivo a la biblioteca o cambie la curva o el espaciado de la configuración del dispositivo existente.
- Visualización de curvas características en formato logarítmico

CAPÍTULO 3

3.1 SITUACIÓN INICIAL

3.1.1 Sistema de distribución eléctrico de sub-transmisión

En la Unidad de Negocio CNEL EP Guayaquil, provincia de Guayas, se encuentra la subestación de distribución Astillero localizada en el sector sur-centro de la ciudad de Guayaquil, la subestación se alimenta de un punto de entrega a 138 kV llamado Caraguay SNI.

De la barra de 69 kV de la subestación Caraguay que pertenece a la CELEC Transelectric de Guayaquil sale a derivarse una línea de subtransmisión que llega hasta la Subestación Astillero. La construcción de esta línea fue hecha con un aislamiento para 69 kV y conductor ACAR 477 MCM, con una longitud de 6,6 km. El sistema de subtransmisión tiene un nivel de voltaje de 69kV, en el Anexo. podemos observar la estructura mediante el diagrama unifilar.

3.1.2 Sistema de subestación eléctrico de Distribución Astillero

Está ubicada en la parroquia Ximena, en las calles Eloy Alfaro entre General Gómez y Portete, es alimentada de la energía que transporta la línea a 69 kV que viene de la subestación de Translectric Caraguay.

Esta subestación posee un transformador de 18/24 MVA, que reducen el voltaje de 69 a 13,8 kV . El transformador de potencia tiene protección en el lado de alto y medio voltaje con relés de sobrecorriente y relés diferenciales para la protección propia del transformador. En la ilustración 35 se muestra el diagrama unifilar de la subestación Astillero.

DIAGRAMA UNIFILAR DE LA SUBESTACIÓN ASTILLERO

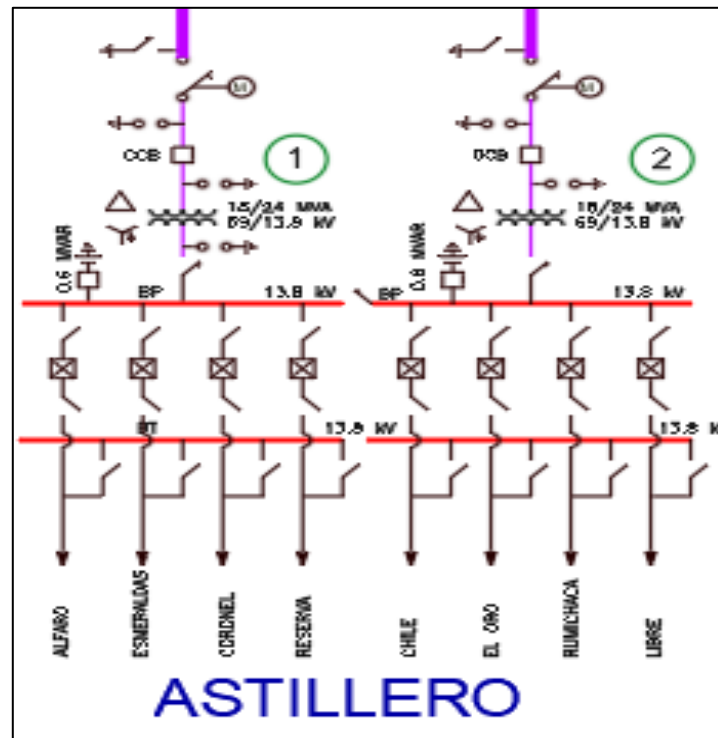


Ilustración 35. Fuente: Departamento Planificación CNEL-EP Guayaquil

En el lado de 69 kV se encuentra un interruptor automático 52-AT12 con potencia nominal del transformador seguido del transformador de potencia T1. El disyuntor 52-MT11 está en el lado de 13,8 kV. Los interruptores automáticos en los lados primario y secundario del transformador reciben señales de operación de relés diferenciales o relés de sobreintensidad.

De esta subestación salen cuatro alimentadores primarios de 13,8 kV, uno de los cuales es solo urbano y el resto urbano y rural. Cada alimentador principal tiene un disyuntor en su salida que recibe una señal de actuación de un relé de sobrecorriente. Este interruptor permite que el alimentador se abra en caso de falla o circuito abierto programado en el alimentador.

3.1.3 Sistema de alimentación primario en distribución

La rama primaria de 13,8 kV consta de un conductor monofásico, bifásico o trifásico

y un conductor neutro continuo sólidamente conectado a tierra desde el neutro de la subestación y común al circuito secundario.

La configuración del circuito es Aireada y radial. La alimentación primaria es trifásica en la línea principal y monofásica y bifásica en la línea secundaria.

Del carril de 13,8 kV se derivan cinco alimentadores en la subestación de Astillero. Entonces se ve así:

- Alimentador 1: Coronel
- Alimentador 2: Esmeraldas
- Alimentador 3: Eloy Alfaro

Dentro de cada rama, los parámetros subyacentes considerados en el análisis se priorizan de la siguiente manera: Los ejemplos incluyen: longitud de la sección, ruta del alimentador, tipo de circuito, sección transversal del conductor, longitud de la sección, dispositivo de desconexión y posición de protección, estado del fusible (NO o NC), fase conectada si es monofásico Transformador de distribución.

Para apreciar el panorama de los alimentadores mencionados anteriormente en la ilustración 36 se observa la subestación astillero de forma geográfica en el ArcGis.

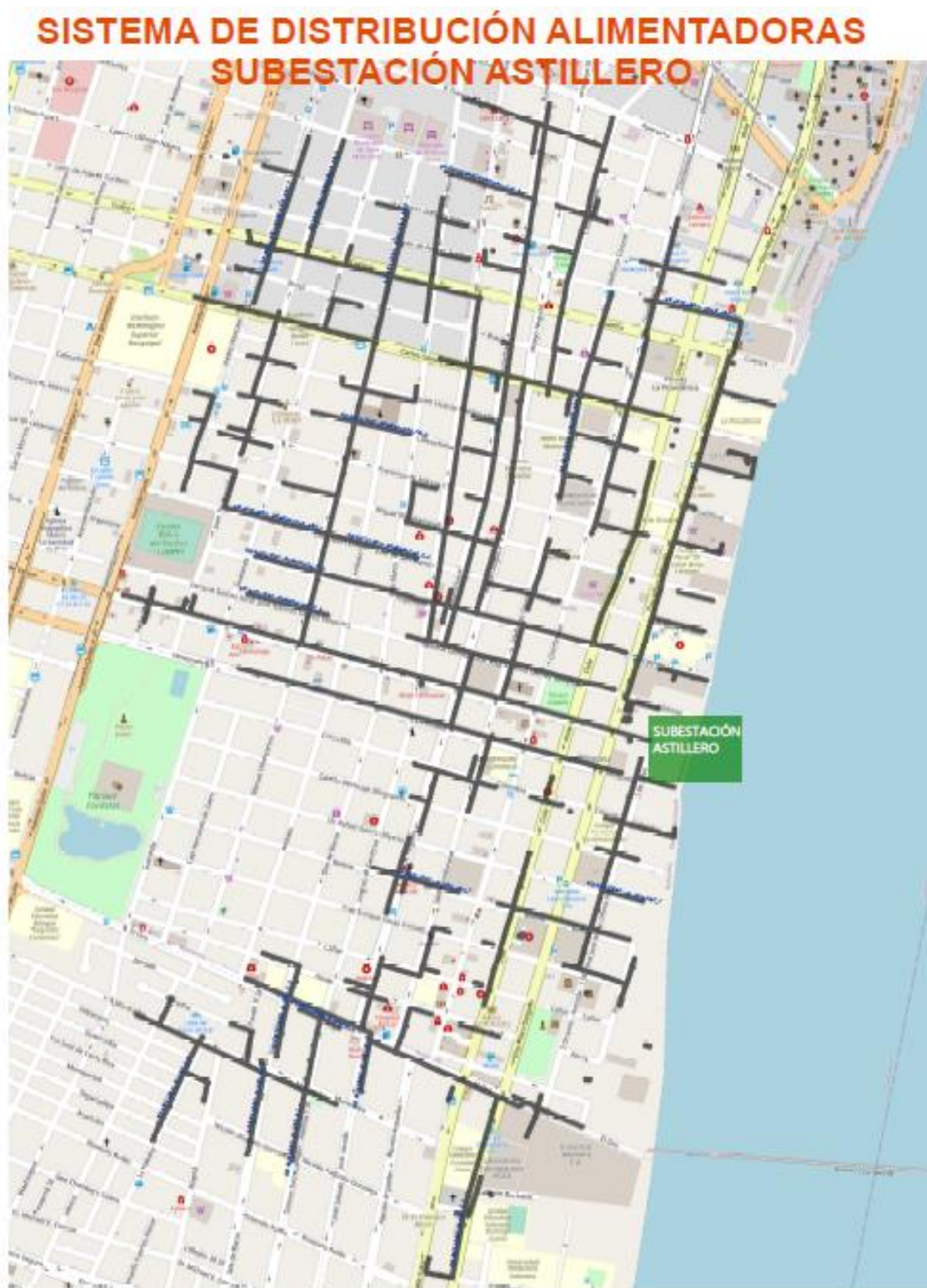


Ilustración 36. Subestación Astillero Georeferenciada en ArcGis

3.2 Metodología

Para la realización del trabajo de titulación se tendrá que realizar los siguientes pasos:

- Recopilación la información de toda falla al cual haya sucedido en el área correspondiente a la subestación.
- Análisis de fallas repetitivas en donde se detecten elementos que no lleven una correcta coordinación.
- Mediante el uso de la herramienta de simulación CYMDIST realizar cálculos los valores de cortocircuito, graficar las correspondientes curvas de protección para cada equipo de alta y media tensión de la subestación Astillero y determinar una coordinación del sistema de protecciones en la subestación indicada.

La metodología anterior será un punto de partida considerando los siguientes criterios de protecciones para la coordinación aguas abajo.

En primer lugar, es necesario distinguir las áreas a proteger y definir los criterios de ajuste. A continuación, se muestra un ejemplo de diagrama unifilar de una subestación con propiedades previamente definidas. Para realizar ajustes en el software CYME-CYMTCC, se aplicarán los siguientes procedimientos y se seguirán los criterios establecidos.

La regulación es desde la carga hasta la fuente, en este caso la fuente es el transformador de potencia de la subestación.

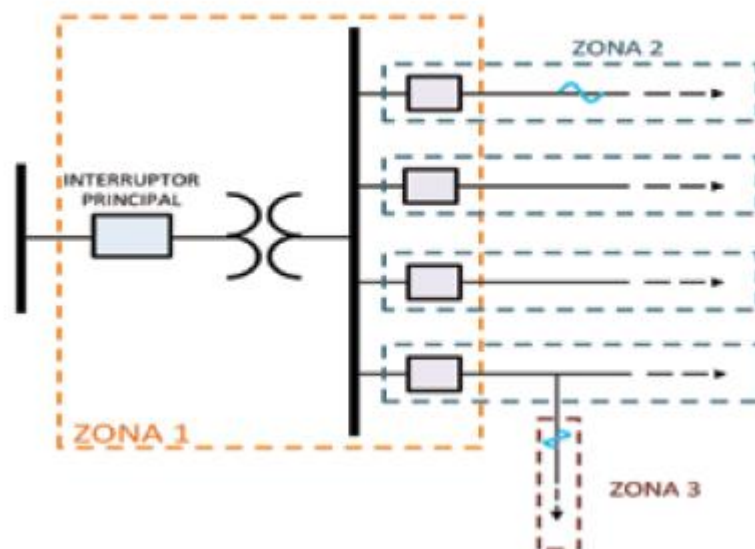


Ilustración 37. Zona de Protección

Como se puede observar la Zona 3 debe estar coordinada con la Zona 2. Es decir, una vez seleccionados los fusibles para la protección del alimentador, se deben coordinar con los recontactores a la salida de la subestación de cada alimentador.

CAPÍTULO 4

4.1 Aplicación al estudio de protección optimo coordinado en la subestación de distribución Astillero

En el capítulo se realizará el estudio de cortocircuito, con la herramienta CYMDIST para realizar los valores de corriente y voltaje en cada punto del nodo a evaluar.

Dentro de los análisis de falla se lo revisará con el módulo CYMTCC dentro de software de simulación.

Para determinar el sistema de protección de la subestación Astillero se realizará lo siguiente:

A través de la información de valores de cortocircuito de los puntos de entrega de 69 kV que el CENACE facilita se modelaron las fuentes de alimentación en el diagrama esquemático de cymdist

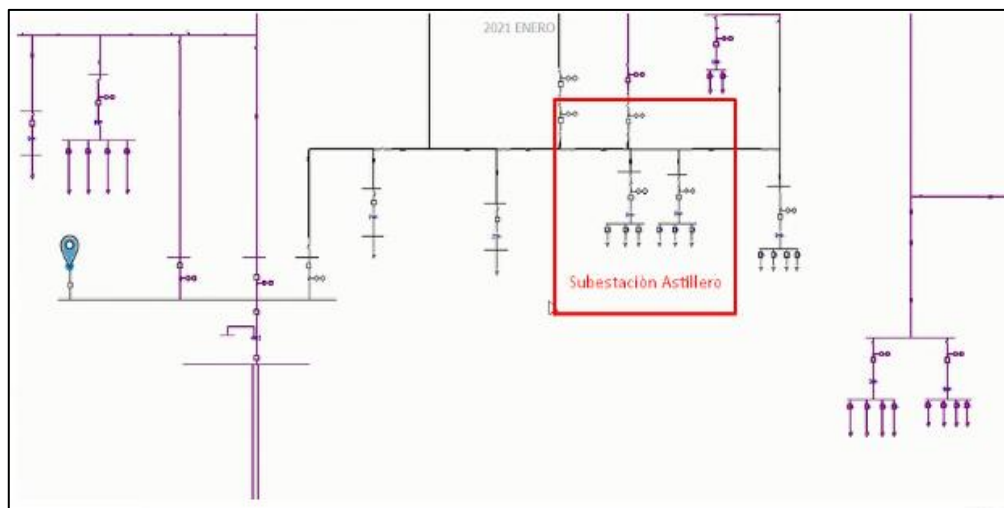


Ilustración 38. Diagrama esquemático de cymdist subestación astillero

Sobre la fuente en cymdist y se escriben los valores de cortocircuito trifásicos y monofásicos incluyendo las impedancias. Para los diferentes escenarios se usaron máxima y mínima generación a nivel de 69 y 13.8 kV.

4.1.1 Resultados del Estudio de Cortocircuito en barras de la Subestación Astillero

Realizando el análisis en cada etapa funcional del esquema al interior de la subestación se ejecutaron los estudios de cortocircuito en todos los niveles de voltaje 69 kV y 13.8 kV.

Tabla 5. Estudio de cortocircuito barra 13.8 kV MINIMA GEN

Parámetros del estudio	
Fecha	Tue Feb 14 2023
Tiempo	15h33m53s
Nombre del proyecto	Nuevo
Barra afectada por falla	SAST13.8-1
Tipo de función	Temporización
Tipo de falla	Todos
Fases afectadas por una falla	Por omisión

Resumen falla (Prefalla)

Fase	Tensión kV	Tensión Grad
A	7,97	-30,00
B	7,97	-150,00
C	7,97	90,00

Resumen falla (durante la falla)

Tipo de falla	Fase	Tensión kV	Tensión Grad	Corriente kA	Corriente Grad
LLL	A	0,00	0,00	7,89	-116,32
	B	0,00	0,00	7,89	123,68
	C	0,00	0,00	7,89	3,68
LL-BC	A	7,97	-30,00	0,00	0,00
	B	3,98	150,00	6,83	153,68
	C	3,98	150,00	6,83	-26,32
LLT-BC	A	7,16	-28,97	0,00	0,00
	B	0,00	0,00	8,21	118,42
	C	0,00	0,00	8,42	7,94
LT-A	A	0,00	0,00	8,61	-117,02
	B	7,72	-144,90	0,00	0,00
	C	7,53	85,58	0,00	0,00

Impedancias de Thevenin en la barra afectada por falla

	$R + jX$ Ω	$R + jX$ pu	X/R	$2X1+X0$ pu	$2R1+R0$ pu	$(2X1+X0)/$ $(2R1+R0)$
Z1	0.0648 + j1.0079	0.0340 + j0.5293	15,55	1,46	0,08	19,21
Z0	0.0146 + j0.7553	0.0077 + j0.3966	51,62			

Tabla 6. Estudio de cortocircuito barra 13.8 kV Máxima Generación

Cortocircuito ANSI - Resumen de la barra afectada por falla

Parámetros del estudio	
Fecha	Tue Feb 14 2023
Tiempo	15h34m54s
Nombre del proyecto	Nuevo
Barra afectada por falla	SAST13.8-1
Tipo de función	Temporización
Tipo de falla	Todos
Fases afectadas por una falla	Por omisión

Resumen falla (Prefalla)

Fase	Tensión kV	Tensión Grad
A	7,97	-30,00
B	7,97	-150,00
C	7,97	90,00

Resumen falla (durante la falla)

Tipo de falla	Fase	Tensión kV	Tensión Grad	Corriente kA	Corriente Grad
LLL	A	0,00	0,00	8,23	-116,28
	B	0,00	0,00	8,23	123,72
	C	0,00	0,00	8,23	3,72
LL-BC	A	7,97	-30,00	0,00	0,00
	B	3,98	150,00	7,13	153,72
	C	3,98	150,00	7,13	-26,28
LLT-BC	A	7,29	-28,98	0,00	0,00
	B	0,00	0,00	8,49	119,15
	C	0,00	0,00	8,72	7,30
LT-A	A	0,00	0,00	8,88	-117,01
	B	7,77	-145,56	0,00	0,00
	C	7,57	86,28	0,00	0,00

Impedancias de Thevenin en la barra afectada por falla

	$R + jX$ Ω	$R + jX$ pu	X/R	$2X_1+X_0$ pu	$2R_1+R_0$ pu	$\frac{(2X_1+X_0)}{(2R_1+R_0)}$
Z1	0.0629 + j0.9660	0.0330 + j0.5073	15,36	1,41	0,07	19,14
Z0	0.0146 + j0.7553	0.0077 + j0.3966	51,62			

Tabla 7. Estudio de cortocircuito barra 69 kV Mínima Generación

Cortocircuito ANSI - Resumen de la barra afectada por falla

Parámetros del estudio	
Fecha	Tue Feb 14 2023
Tiempo	15h48m23s
Nombre del proyecto	Nuevo
Barra afectada por falla	2359
Tipo de función	Temporización
Tipo de falla	Todos
Fases afectadas por una falla	Por omisión

Resumen falla (Prefalla)

Fase	Tensión kV	Tensión Grad
A	39,84	0,00
B	39,84	-120,00
C	39,84	120,00

Resumen falla (durante la falla)

Tipo de falla	Fase	Tensión kV	Tensión Grad	Corriente kA	Corriente Grad
LLL	A	0,00	-0,17	6,64	-85,59
	B	0,00	-0,17	6,64	154,41
	C	0,00	-0,17	6,64	34,41
LL-BC	A	39,84	0,00	0,00	0,00
	B	19,92	180,00	5,75	-175,59
	C	19,92	180,00	5,75	4,41
LLT-BC	A	39,91	-0,83	0,00	0,00
	B	0,00	0,00	6,72	154,90
	C	0,00	0,00	6,55	34,74
LT-A	A	0,00	0,00	6,63	-84,76
	B	39,37	-120,50	0,00	0,00
	C	40,37	119,66	0,00	0,00

Impedancias de Thevenin en la barra afectada por falla

	$R + jX$ Ω	$R + jX$ pu	X/R	$2X1+X0$ pu	$2R1+R0$ pu	$(2X1+X0)/$ $(2R1+R0)$
Z1	0,4610 + j5,9841	0,0097 + j0,1257	12,98	0,38	0,03	10,90
Z0	0,7252 + j5,9875	0,0152 + j0,1258	8,26			

Tabla 8. Estudio de cortocircuito barra 69 kV Máxima Generación

Cortocircuito ANSI - Resumen de la barra afectada por falla

Parámetros del estudio	
Fecha	Tue Feb 14 2023
Tiempo	15h35m27s
Nombre del proyecto	Nuevo
Barra afectada por falla	2359
Tipo de función	Temporización
Tipo de falla	Todos
Fases afectadas por una falla	Por omisión

Resumen falla (Prefalla)

Fase	Tensión kV	Tensión Grad
A	39,84	0,00
B	39,84	-120,00
C	39,84	120,00

Resumen falla (durante la falla)

Tipo de falla	Fase	Tensión kV	Tensión Grad	Corriente kA	Corriente Grad
LLL	A	0,00	-0,27	7,95	-85,24
	B	0,00	-0,27	7,95	154,76
	C	0,00	-0,27	7,95	34,76
LL-BC	A	39,84	0,00	0,00	0,00
	B	19,92	180,00	6,88	-175,24
	C	19,92	180,00	6,88	4,76
LLT-BC	A	42,11	-0,63	0,00	0,00
	B	0,00	0,00	7,81	157,97
	C	0,00	0,00	7,65	32,17
LT-A	A	0,00	0,00	7,47	-84,45
	B	40,65	-123,29	0,00	0,00
	C	41,52	122,51	0,00	0,00

Impedancias de Thevenin en la barra afectada por falla

	$R + jX$ Ω	$R + jX$ pu	X/R	$2X_1+X_0$ pu	$2R_1+R_0$ pu	$(2X_1+X_0)/$ $(2R_1+R_0)$
Z1	0.4157 + j4.9962	0.0087 + j0.1049	12,02	0,33	0,03	10,29
Z0	0.7164 + j5.9339	0.0150 + j0.1246	8,28			

Los estudios de cortocircuito me sirven para limitar las curvas en cuanto a valores de corrientes y poder realizar la coordinación de las protecciones

Por ejemplo, los valores la barra de 69 kV están en 7.8 kA, este sería el límite en las curvas de protecciones.

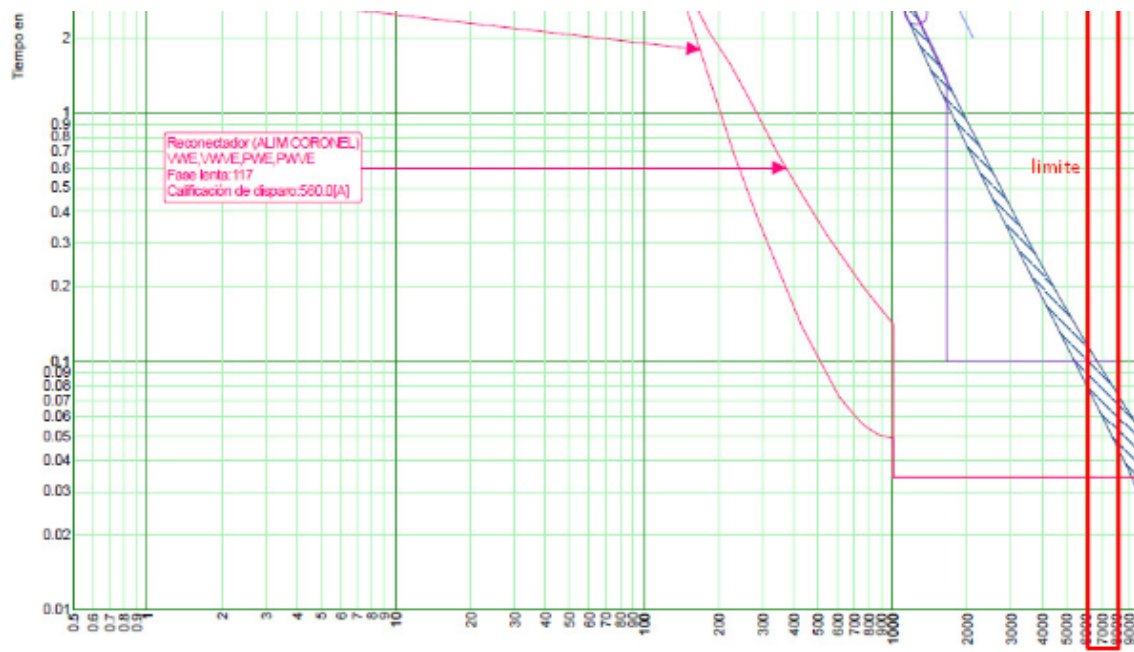


Ilustración 39. Ejemplo de curvas en cortocircito

En correspondencia a la barra de 69 kV, se limitan también las curvas del fusible de 69 kV, el GCB o interruptor de 69kV, luego la curva del transformador de poder 69 kV y por último en correspondencia a la barra de 13.8 kV la curva de los reancladores de 13.8 kV en media tensión.

En el siguiente desarrollo se evaluarán cada uno de los equipos en términos de ajustes y coordinación de los valores en el software de simulación para proceder a realizar las curvas para cada equipo de la subestación.

4.1.2 Seccionador Portafusible 69 kV

Introduciremos los valores para un seccionador de 69 kv en software de simulación de forma tal que se predeterminen valores para escogerlos en la biblioteca repositorio de fuentes y equipos.

A continuación, se registran los siguientes valores para el seccionador portafusible 69 kV.

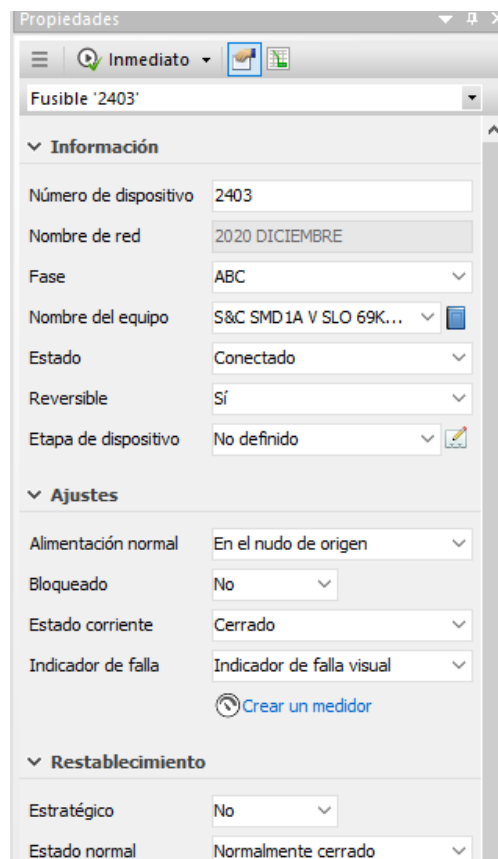


Ilustración 40. Valores Cymdist Seccionador 69 kV

En el esquemático del cyme seleccionamos el fusible para ajustar la configuración del dispositivo a calibrar para los parámetros.

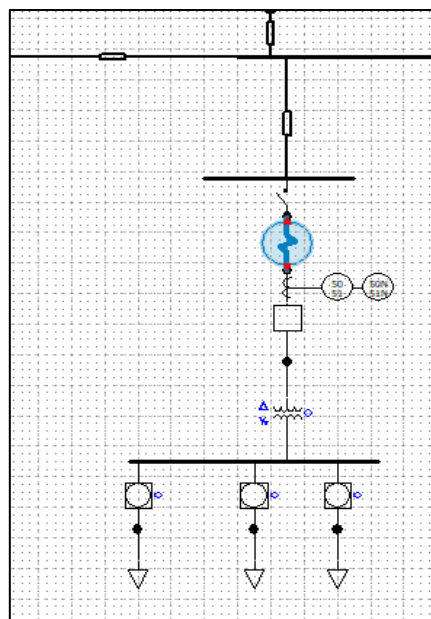


Ilustración 41. Diagrama Cymdist Seccionador 69 Kv

En la siguiente ilustración 42 realizamos los ajustes de tipo generales, control de sobrecorriente, Ajuste VFI, Corte, Curvas de coordinación y corrientes de cortocircuito

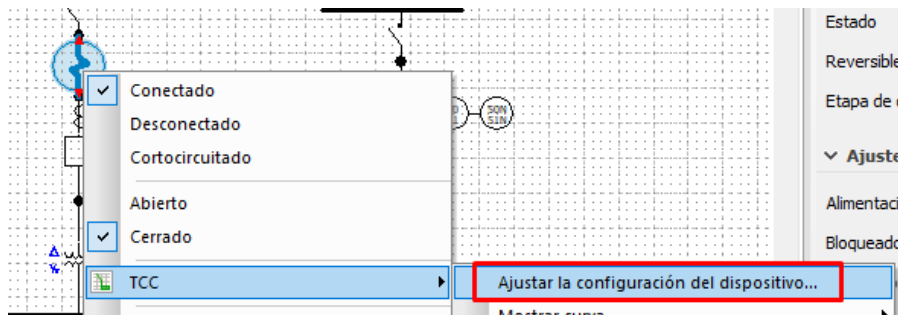


Ilustración 42. Ajuste Cymdist Seccionador 69 Kv

Dentro de los ajustes generales ubicamos la capacidad de 200 tipo E

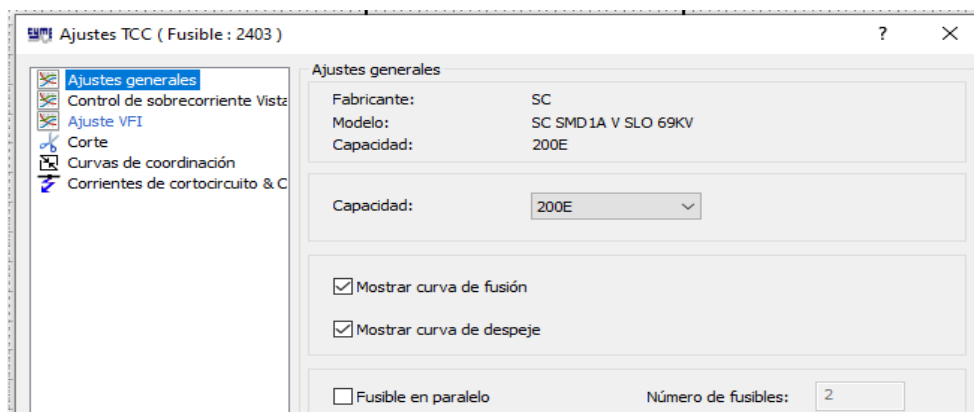


Ilustración 43. Ajuste Generales Cymdist Seccionador 69 Kv

Para el control de sobrecorriente sobre este equipo se tendrá el tipo de curva B con un disparo de 1 kA.

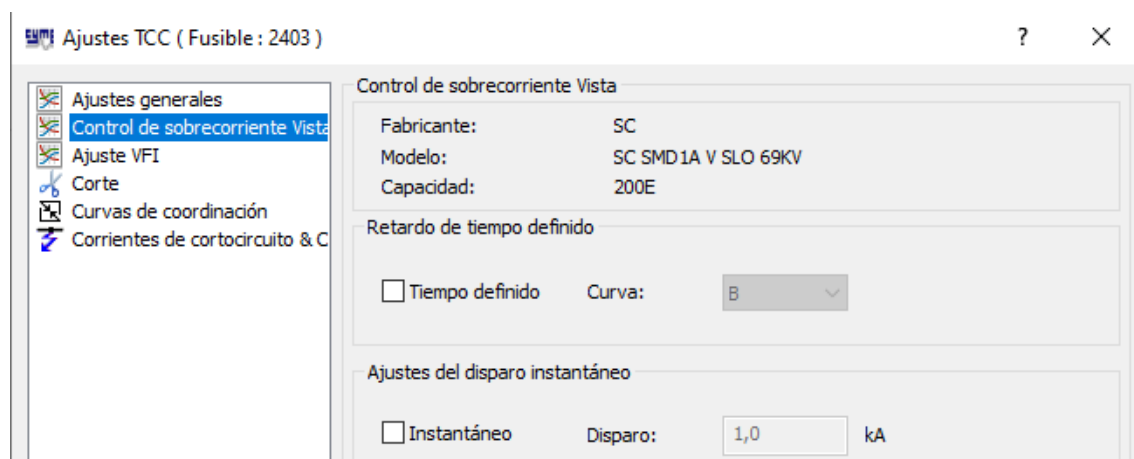


Ilustración 44. Ajuste Sobrecorriente Cymdist Seccionador 69 Kv

Para el ajuste del tiempo le ponemos un multiplicador del tiempo y de extracorrente de 1 es decir que no tiene un multiplicador definido.

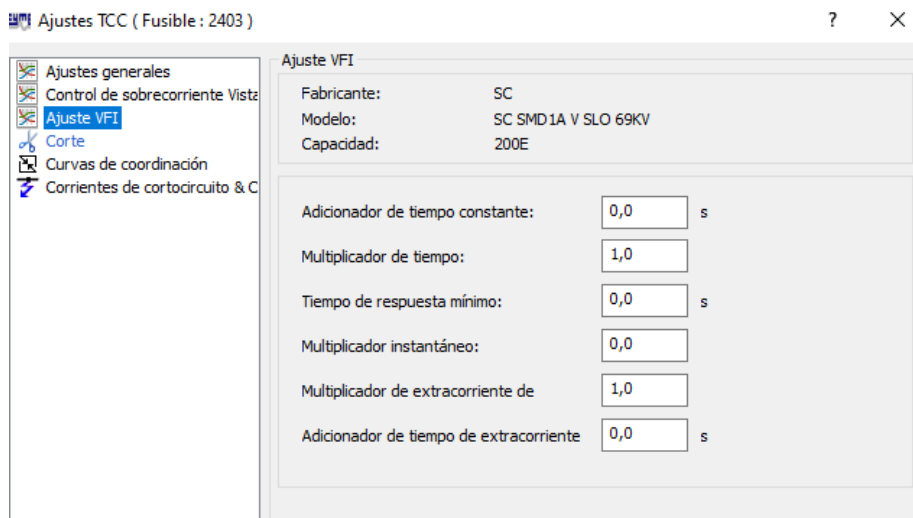


Ilustración 45. Ajuste VFI Cymdist Seccionador 69 Kv

Parametrizamos el fusible para una corriente máxima de 7946 A en el corte.

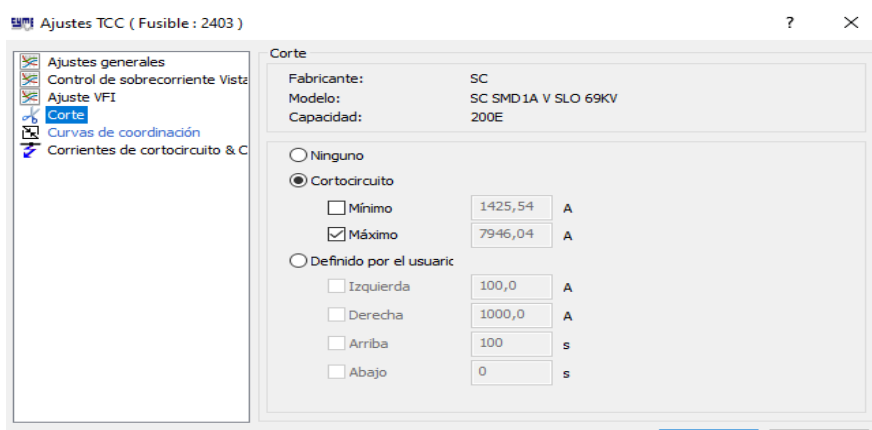


Ilustración 46. Ajuste Corte Cymdist Seccionador 69 Kv

Dentro de los ajustes en las curvas de coordinación le ubicaremos un factor multiplicador de 0.9 para que el fusible se queme en su punto de fusión, mientras que un factor de 1.1 para que al aplicarlo despeje algún tipo de falla.

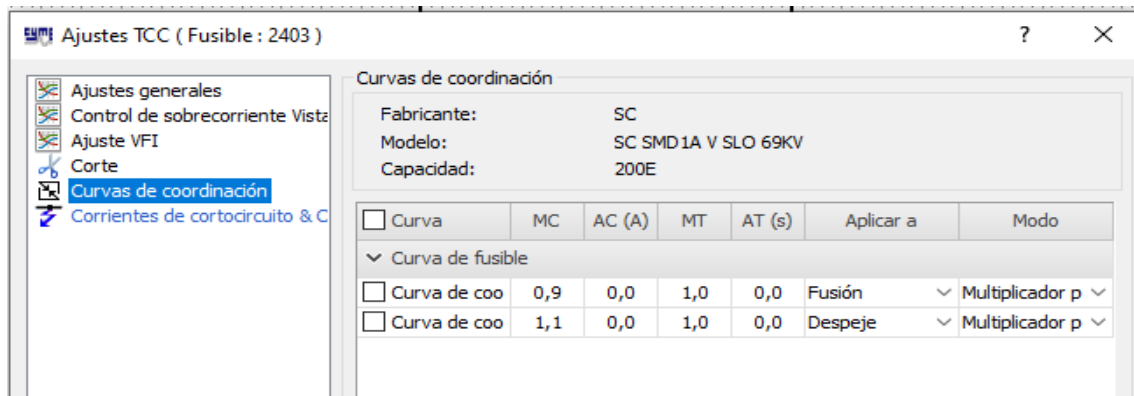


Ilustración 47. Ajuste Curva de coordinación Cymdist Seccionador 69 Kv

Predefinimos las curvas declaradas en el cálculo de cortocircuito anteriormente.

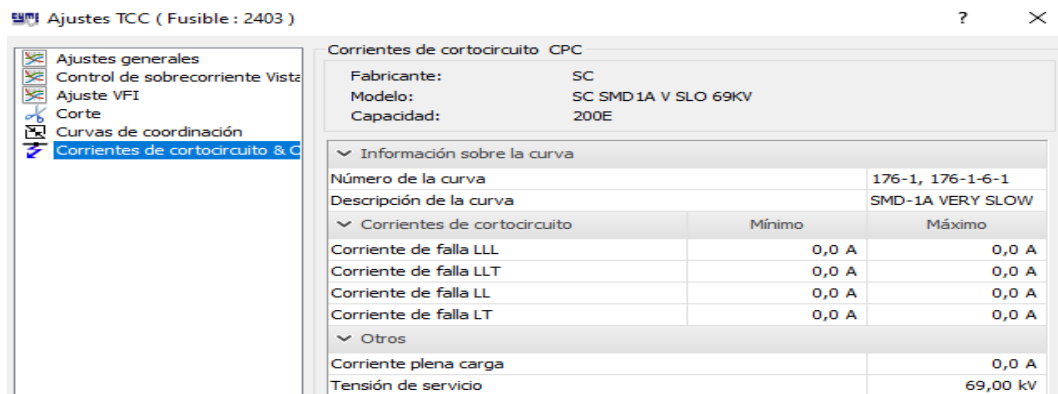


Ilustración 48. Ajuste Corriente de Cortocircuito Cymdist Seccionador 69 Kv

Una vez que ajustamos todos los parámetros realizamos la curva de protección del equipo seccionador portafusible 69 kV.

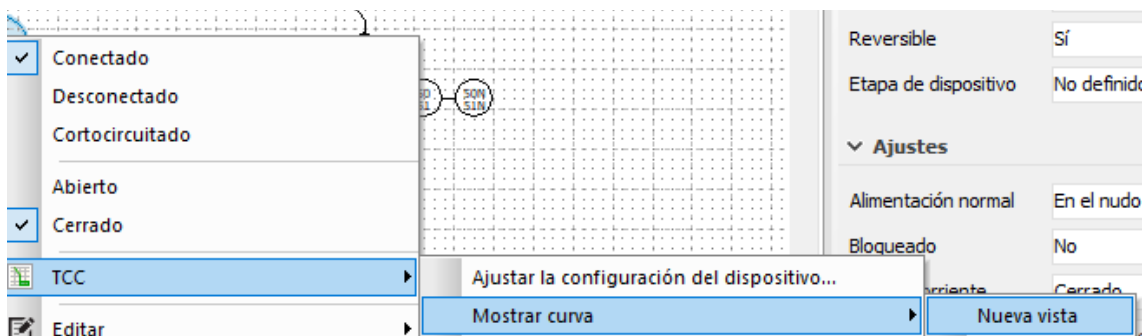


Ilustración 49. Curva Cymdist Seccionador 69 Kv

En la siguiente ilustración 50 se registra la curva ajustada con los parámetros indicados anteriormente.

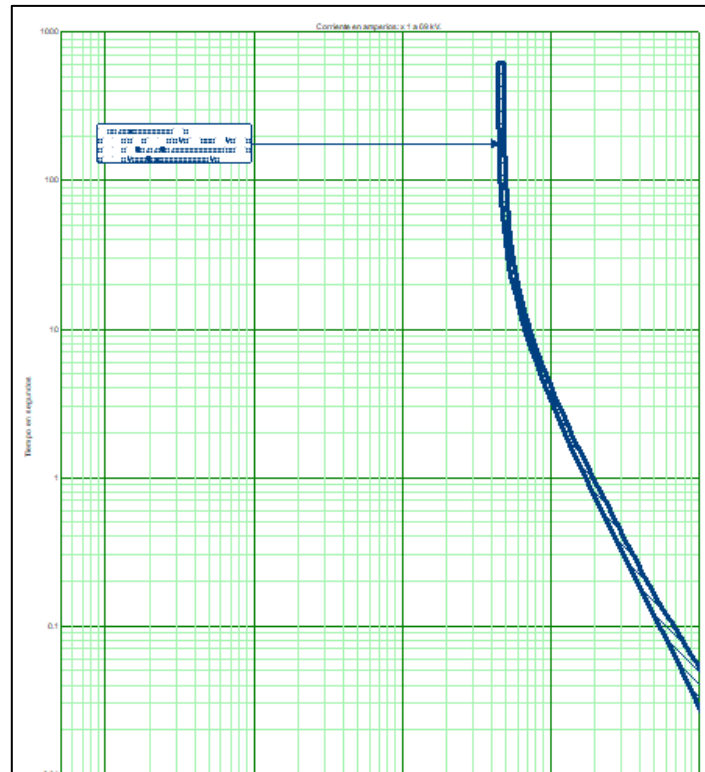


Ilustración 50. Curva Cymdist Seccionador 69 Kv

Luego para establecer una coordinación con demás equipos aguas arriba escogemos coordinación de los dispositivos en el ramal.

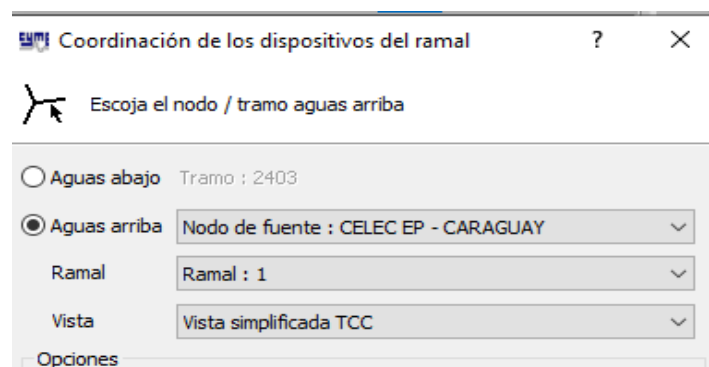


Ilustración 51. Coordinación Cymdist Seccionador 69 Kv

4.1.3 Interruptor de 69 kV, GCB

Introduciremos los valores para un seccionador de interruptor de 69 kV en el software de simulación de forma tal que se predeterminen valores para escogerlos en la biblioteca repositorio de fuentes y equipos.

A continuación, se registran los siguientes valores para el interruptor de 69 kV GCB.

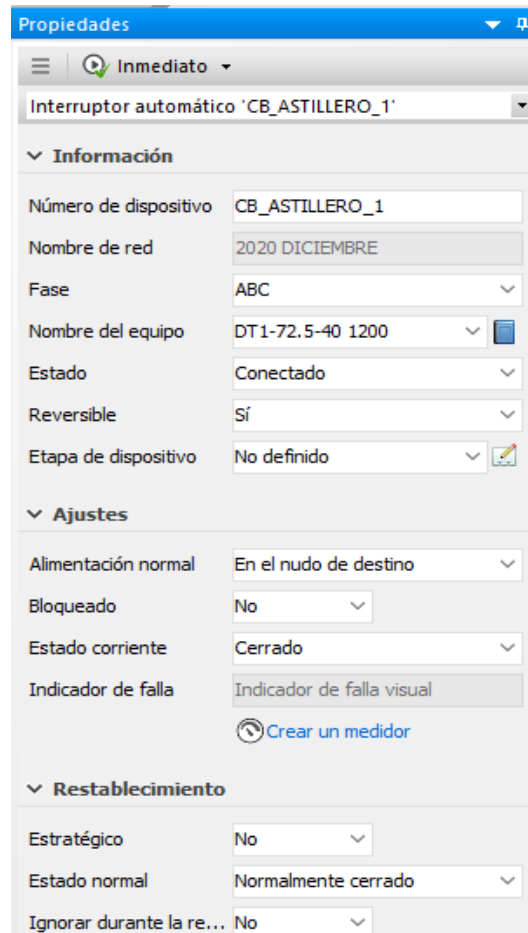


Ilustración 52. Interruptor 69 kV Cymdist

Los ajustes a realizarse en los relés para este equipo se considerarán de acuerdo a los siguientes registros para la correspondiente coordinación de protección.

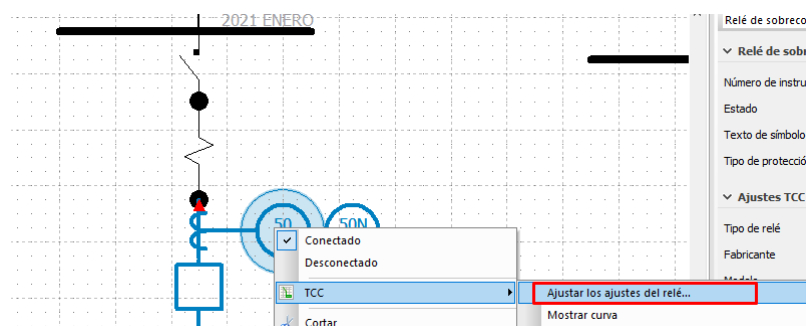


Ilustración 53. Ajustes Interruptor 69 kV Cymdist

El factor de calculo está en relación a la corriente de operación con un tiempo de apertura de 1 segundo, luego mediante la ecuación $T=80*TD/((IN^2)-1)$ se determina el tiempo conociendo que el tiempo de retardo TD es de 0,47

Donde la corriente de Pick – Up es de 312 A.

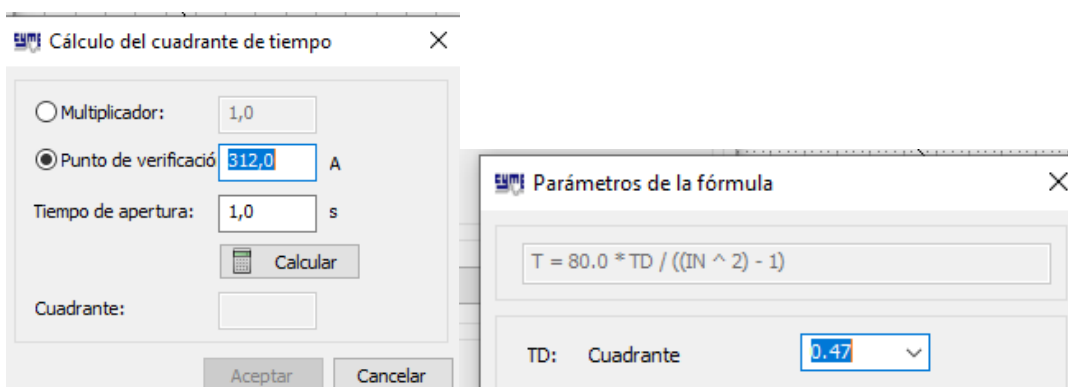


Ilustración 54. Interruptor 69 kV Cymdist. Cálculo del tiempo

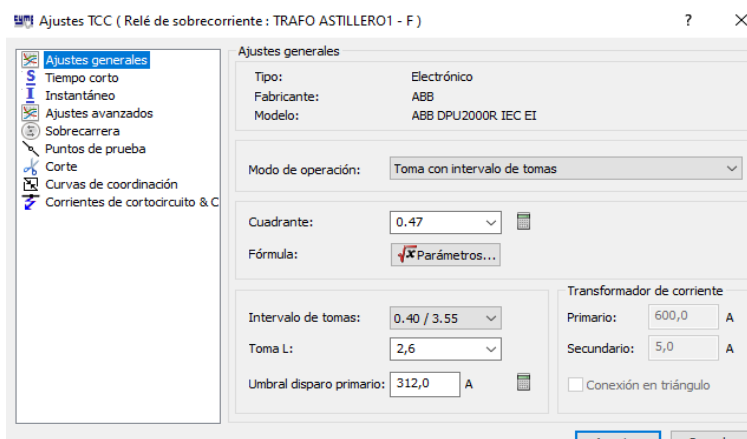


Ilustración 55. Ajuste Generales Cymdist Interruptor 69 kV

Para el tiempo corto no ajustaremos los parámetros y estableceremos los predefinidos.

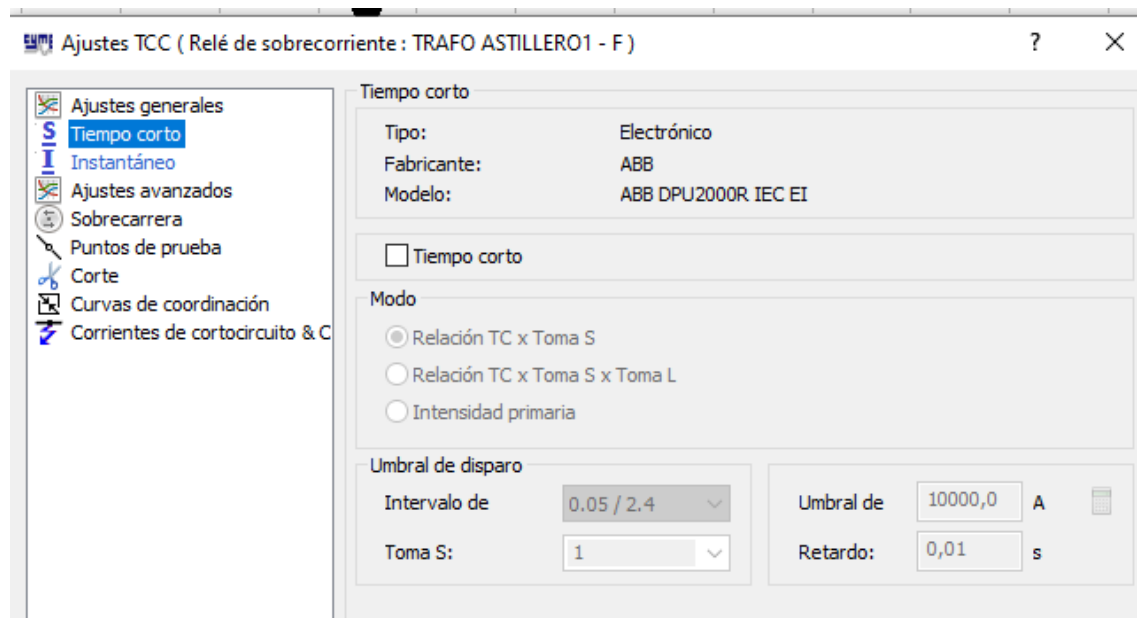


Ilustración 56. Tiempo corto Cymdist Interruptor 69 kV

Para el disparo instantáneo lo reajustamos para establecer un umbral de disparo de 1650 A con un retardo de 0,1 segundos.

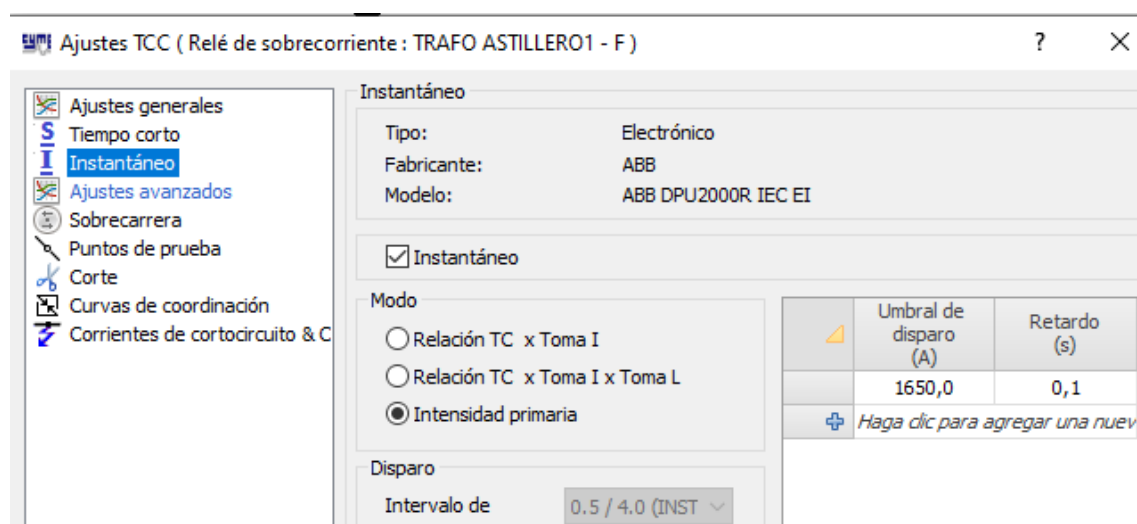


Ilustración 57. Ajuste Instantáneo Cymdist Interruptor 69 kV

En el caso de sobrecarrera del relé lo reajustamos con tiempo de reposición inverso y con un margen de 0,03 segundos.

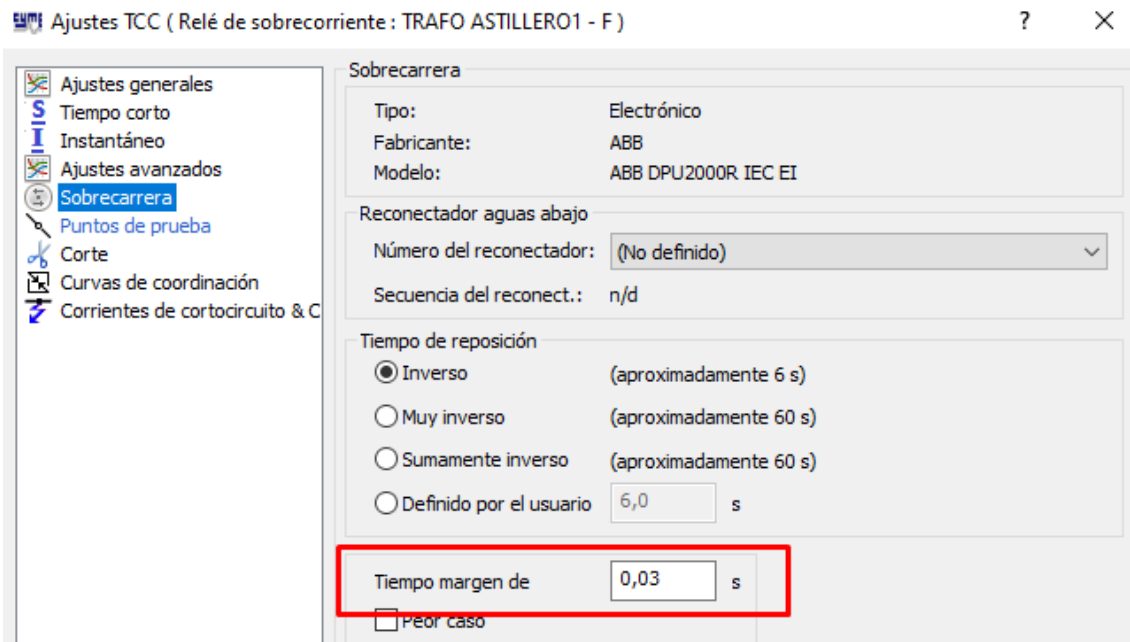


Ilustración 58. Ajuste Sobrecarrera Cymdist Interruptor 69 kV

En el punto de prueba para los relés del sobre corriente los configuramos en los puntos de prueba con un factor multiplicador de -4- y como punto de verificación 1248 A.

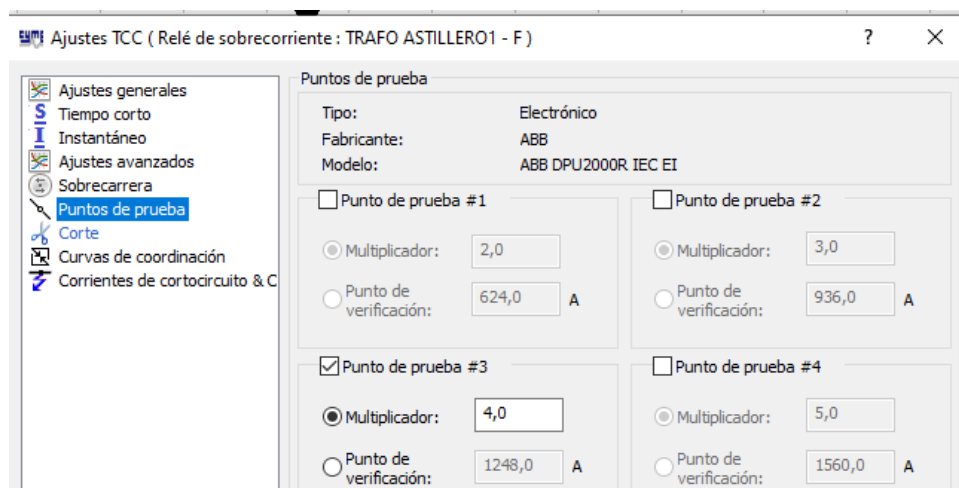


Ilustración 59. Ajuste Punto de Prueba Cymdist Interruptor 69 kV

Reajustamos el corte para un cortocircuito máximo a 7950 A.

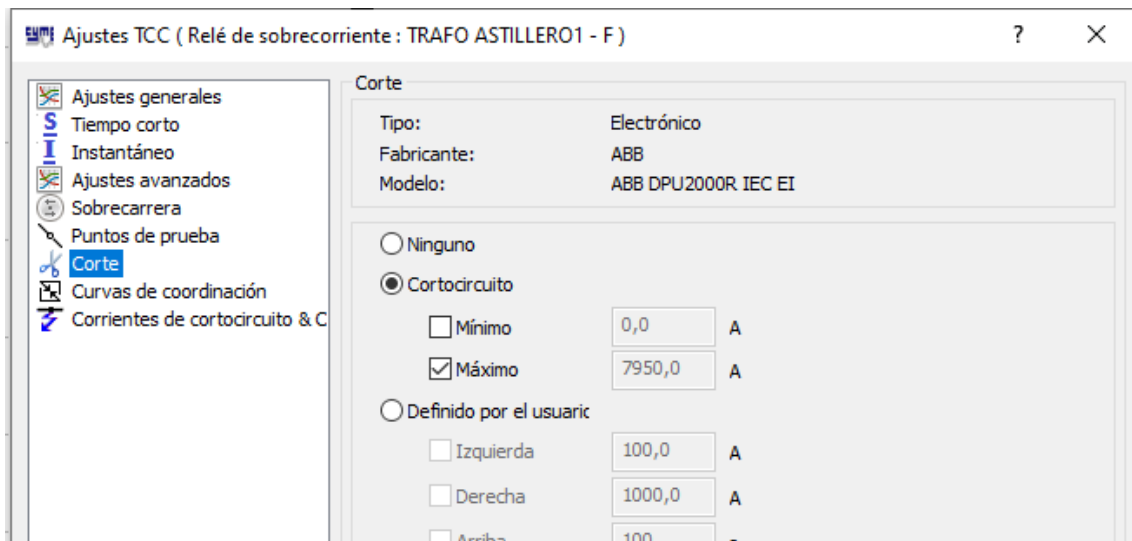


Ilustración 60. Ajuste Corte Cymdist Interruptor 69 kV

En las curvas de coordinación ubicamos el factor multiplicador de 0,9 y 1.1.

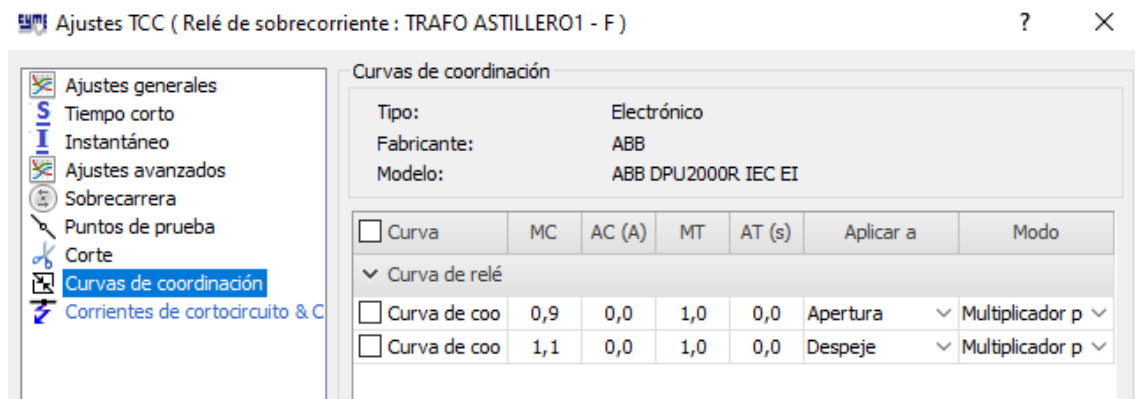


Ilustración 61. Ajuste curva de coordinación Cymdist Interruptor 69 kV

Para las corrientes de cortocircuito definiremos para una corriente trifásica de línea con 7950

A.

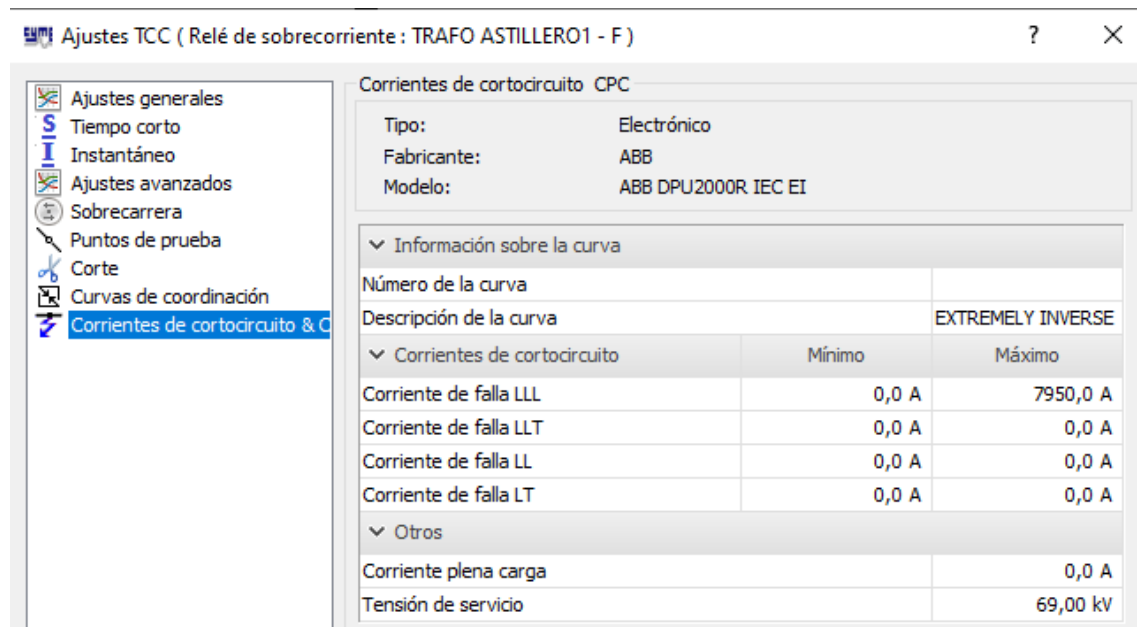


Ilustración 62. Corriente de cortocircuito Cymdist Interruptor 69 kV

De la misma forma generamos la curva del interruptor de 69 kV con los parámetros de ajustes realizados.

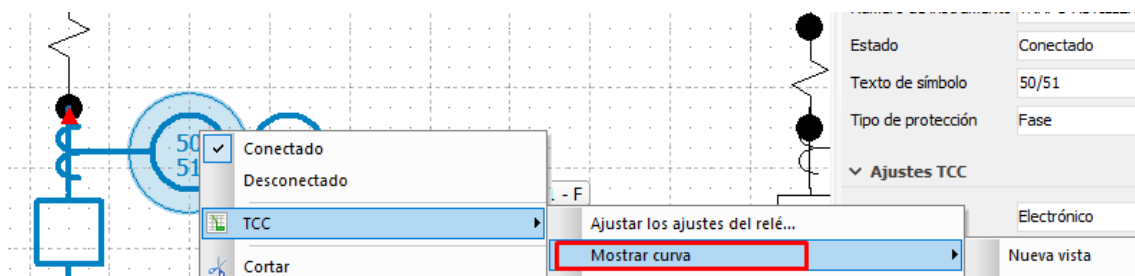


Ilustración 63. curva Cymdist Interruptor 69 kV

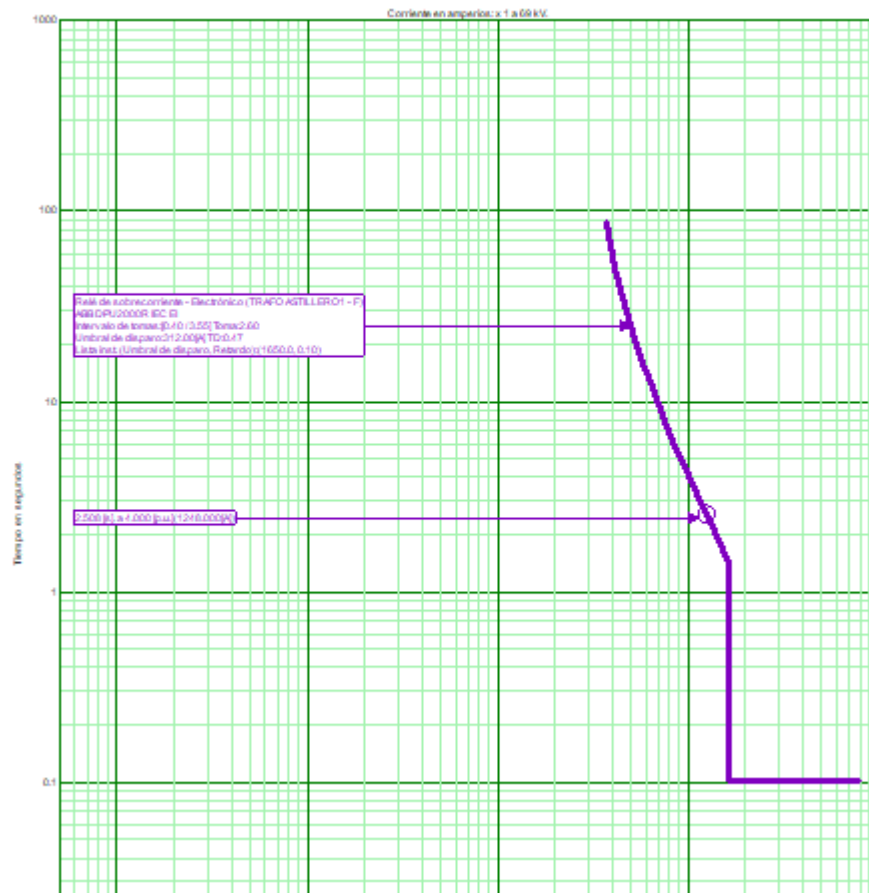


Ilustración 64. Grafico curva Cymdist Interruptor 69 kV

Si deseamos verificar la coordinación aguas arriba de acuerdo al reajuste de este equipo lo verificamos mediante coordinación de los dispositivos del ramal.

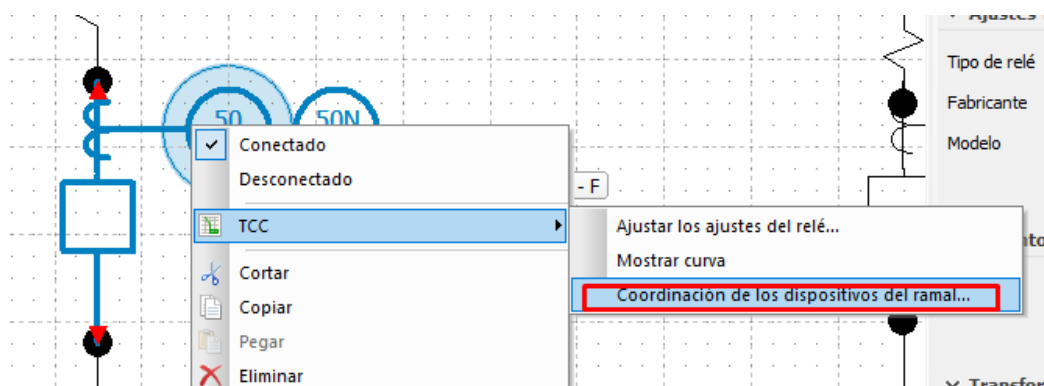


Ilustración 65. Coordinación Cymdist Interruptor 69 kV

Luego para establecer una coordinación con demás equipos aguas arriba escogemos coordinación de los dispositivos en el ramal.

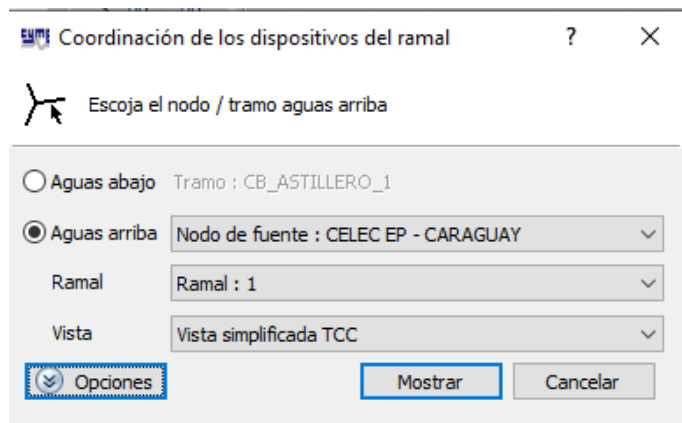


Ilustración 66. Coordinación aguas arriba Cymdist Interruptor 69 kV

4.1.4 Transformador de Potencia

El transformador de potencia lo reajustaremos mediante los siguientes datos.

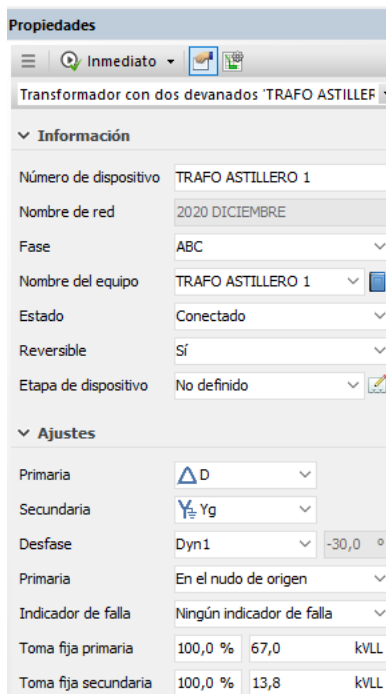


Ilustración 67. Datos Cymdist Transformador de Poder

Procederemos a realizar los ajustes en el equipo correspondiente.

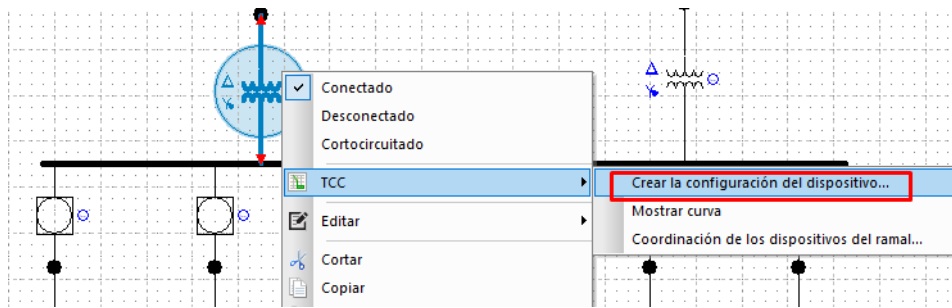


Ilustración 68. Configuración Cymdist Transformador de Poder

Determinamos las conexiones del transformador de poder, su capacidad y tensiones nominales.

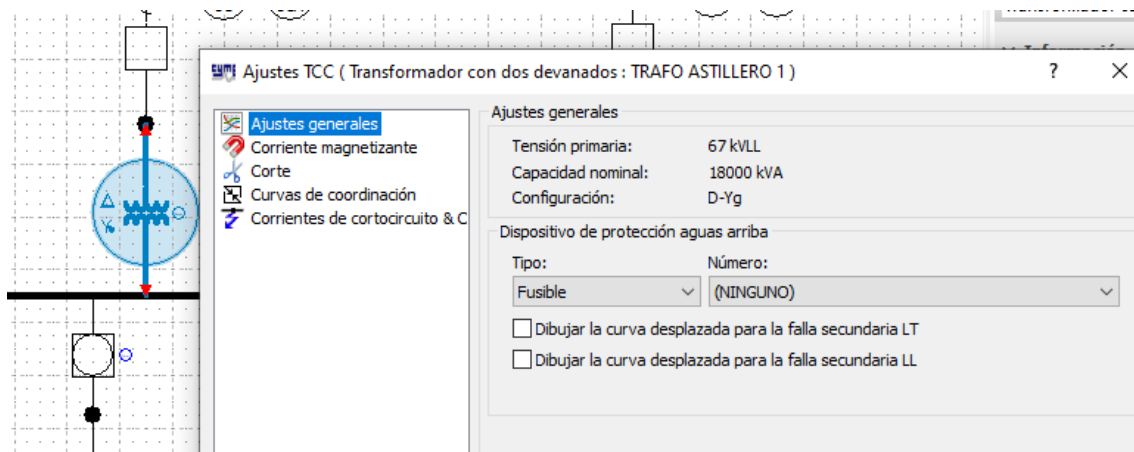


Ilustración 69. Ajustes Generales Cymdist Transformador de Poder

No configuraremos para nuestro caso las corrientes magnetizantes.

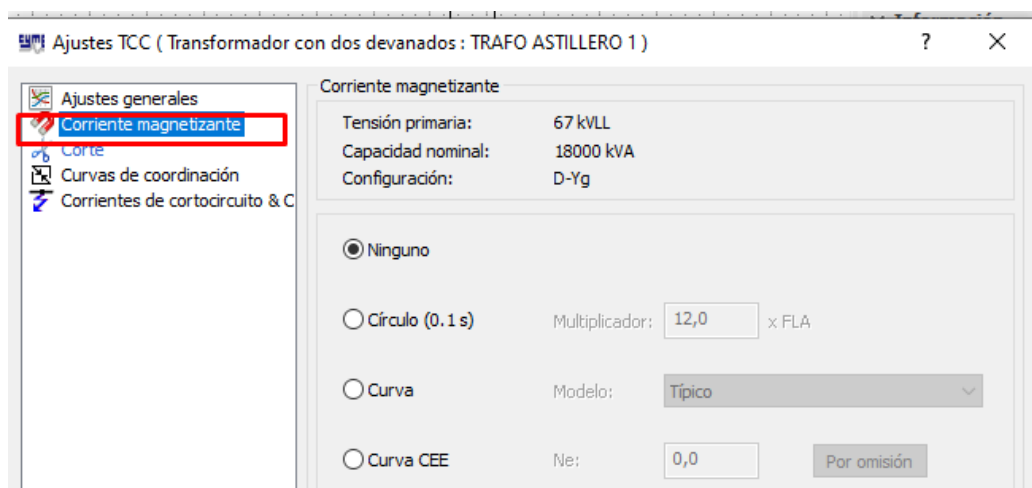


Ilustración 70. Corriente magnetizante Cymdist Transformador de Poder

El equipo transformador en la configuración del corte no se pondrán valores para este efecto.

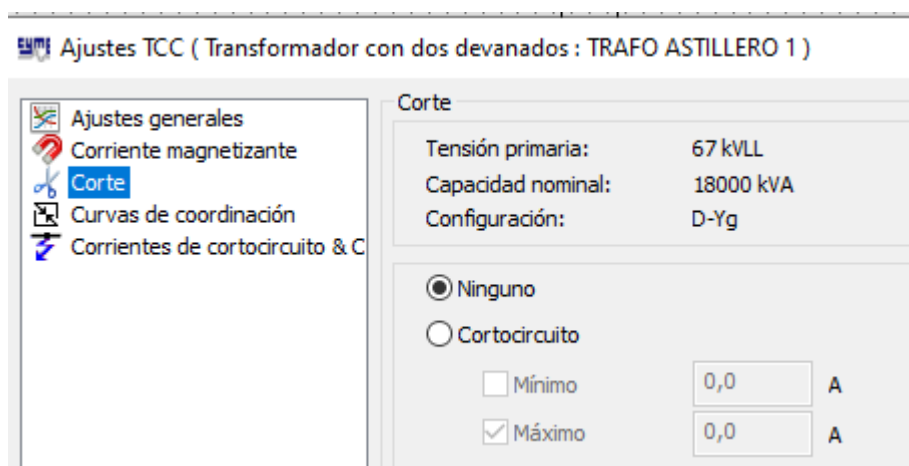


Ilustración 71. Ajuste Corte Cymdist Transformador de Poder

Para las curvas de coordinación los factores a considerar y usarse serán 0,9 y 1,1.

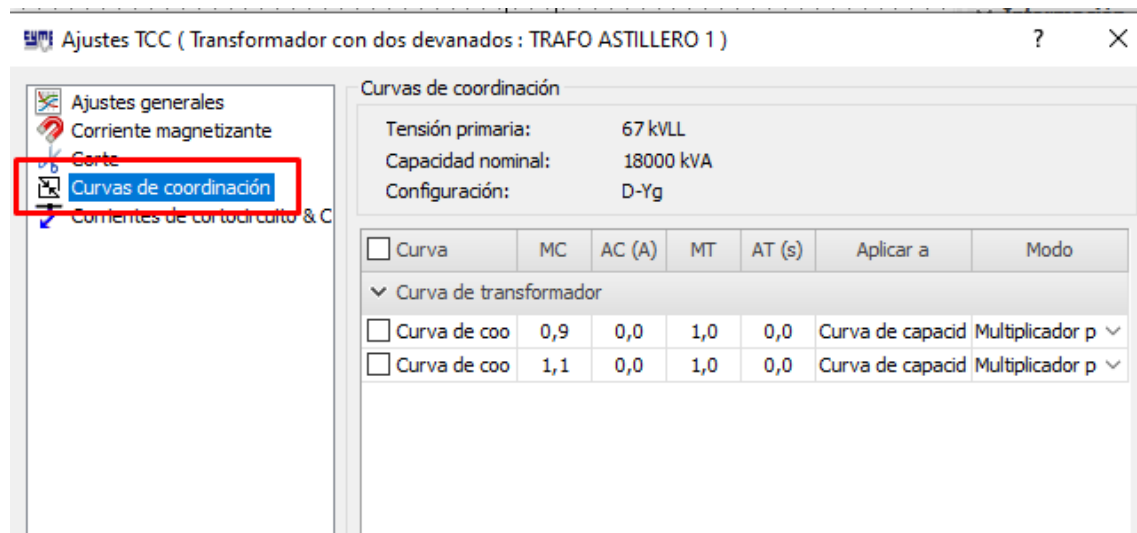


Ilustración 72. Curva de coodinación Cymdist Transformador de Poder

El equipo transformador en la configuración de corriente de cortocircuito no se pondrán valores para este efecto.

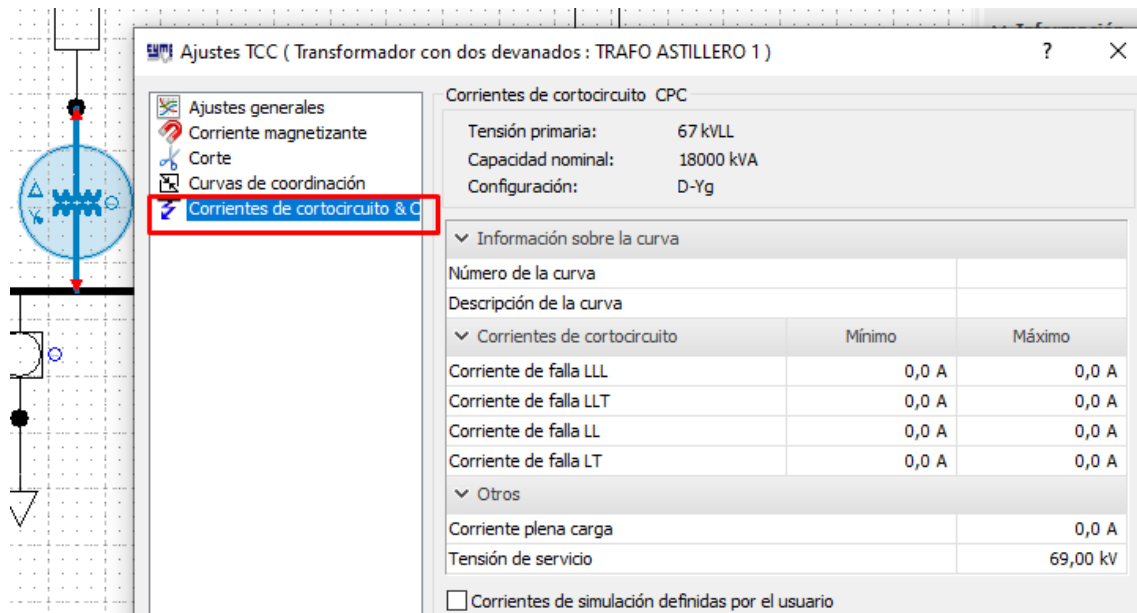


Ilustración 73. Corrientes de cortocircuito Cymdist Transformador de Poder

Procedemos a realizar la curva de daño del transformador para visualizar los ajustes realizados.

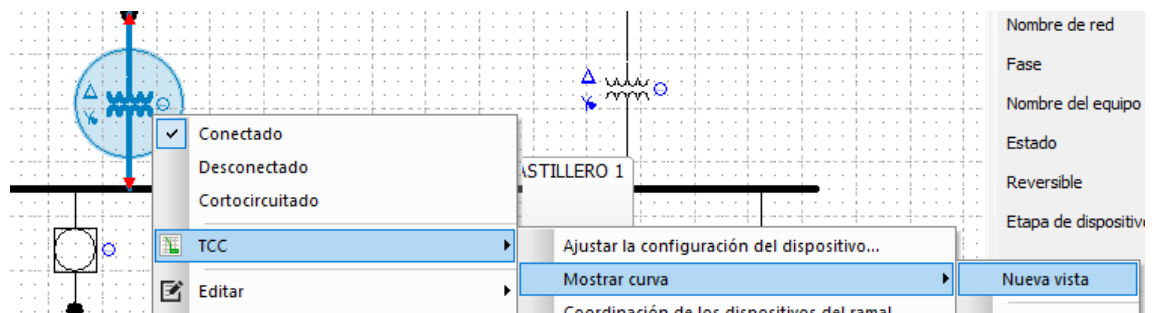


Ilustración 74. Curva Cymdist Transformador de Poder

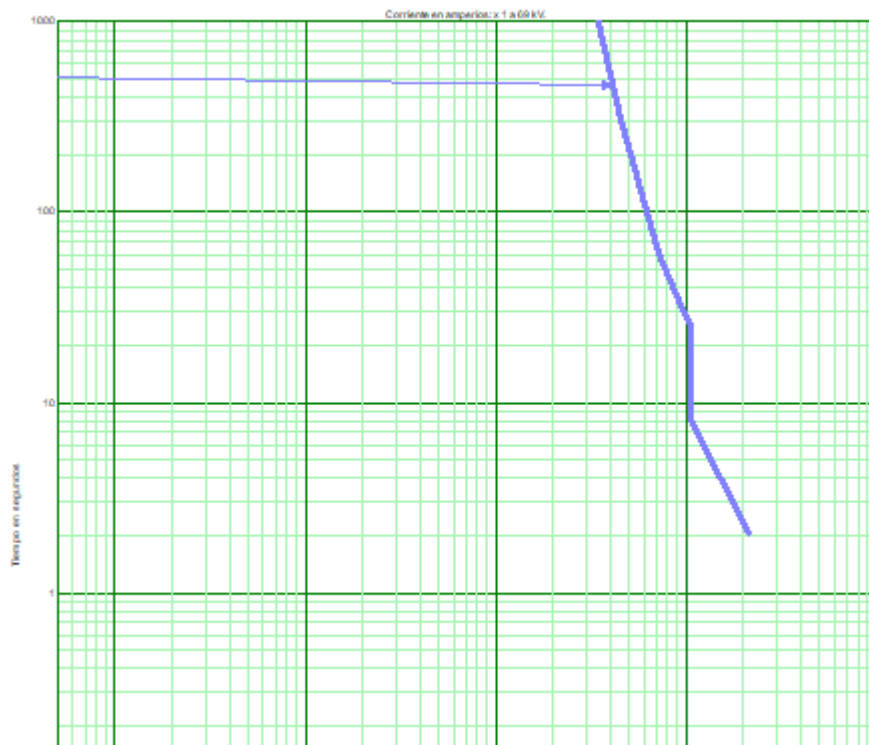


Ilustración 75. Gráfico Cymdist Transformador de Poder

Si deseamos verificar la coordinación aguas arriba de acuerdo al reajuste de este equipo lo verificamos mediante coordinación de los dispositivos del ramal.

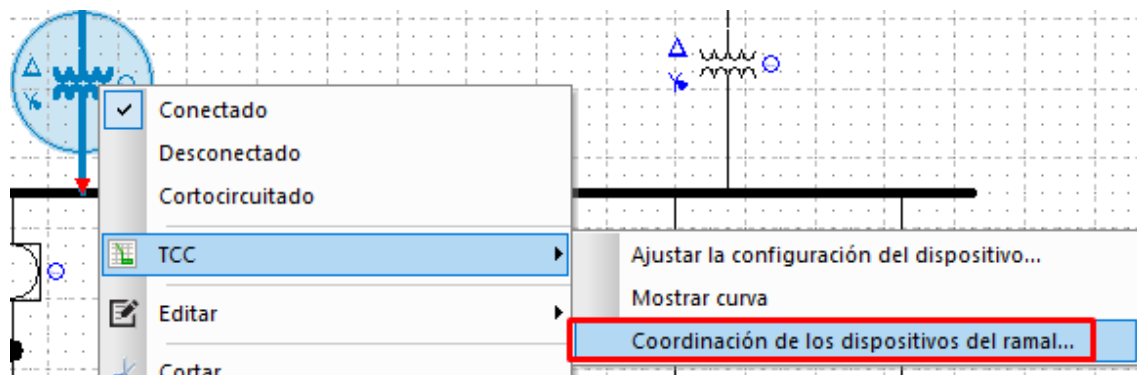


Ilustración 76. Coordinación Cymdist Transformador de Poder

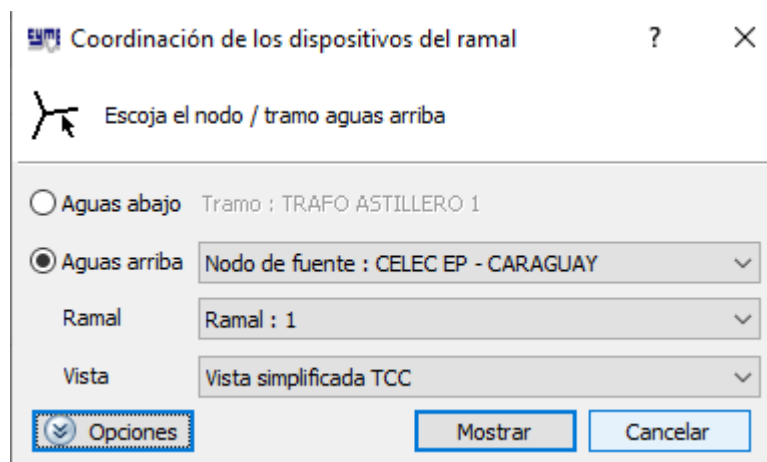


Ilustración 77. Coordinación aguas arriba Cymdist Transformador de Poder

4.1.5 Reconectores en media tensión

Para el ajuste de los equipos reconectores de media tensión se considerarán los alimentadores mencionados con anterioridad, para nuestro estudio el alimentador Coronel.

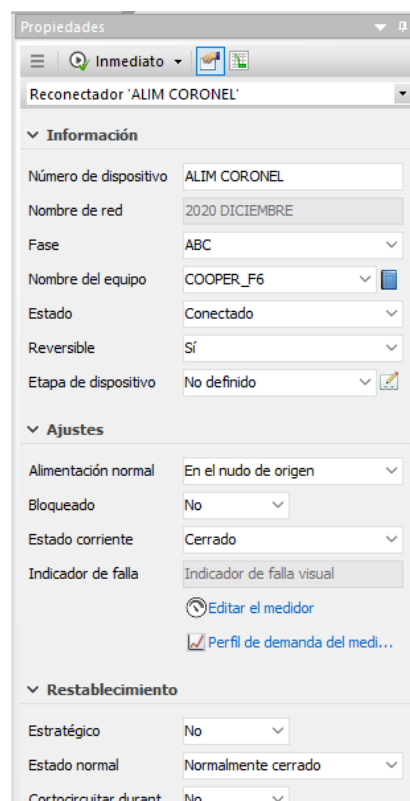


Ilustración 78. Datos Cymdist Reconector

Para realizar el ajuste en la configuración del reconector lo estableceremos en los ajustes generales.

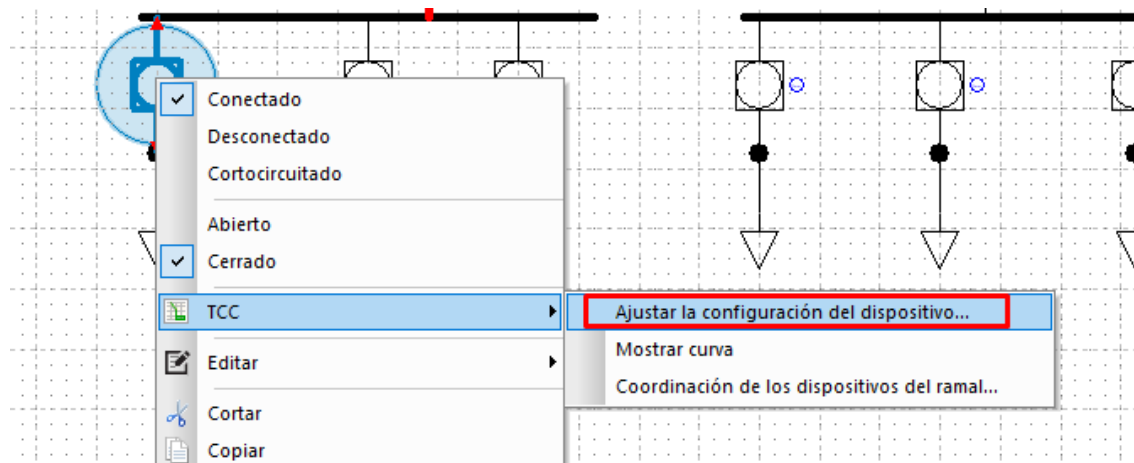


Ilustración 79. Ajuste Cymdist Reconector

En los ajustes generales consideraremos -4- tipos de curvas para la operación del equipo
 Fase rápida: 115, Fase lenta: 117, Neutro rápido: 11 y Neutro lento:165, con el pickup de disparo por fase de 560 A, y un pickup en el neutro 280 A.

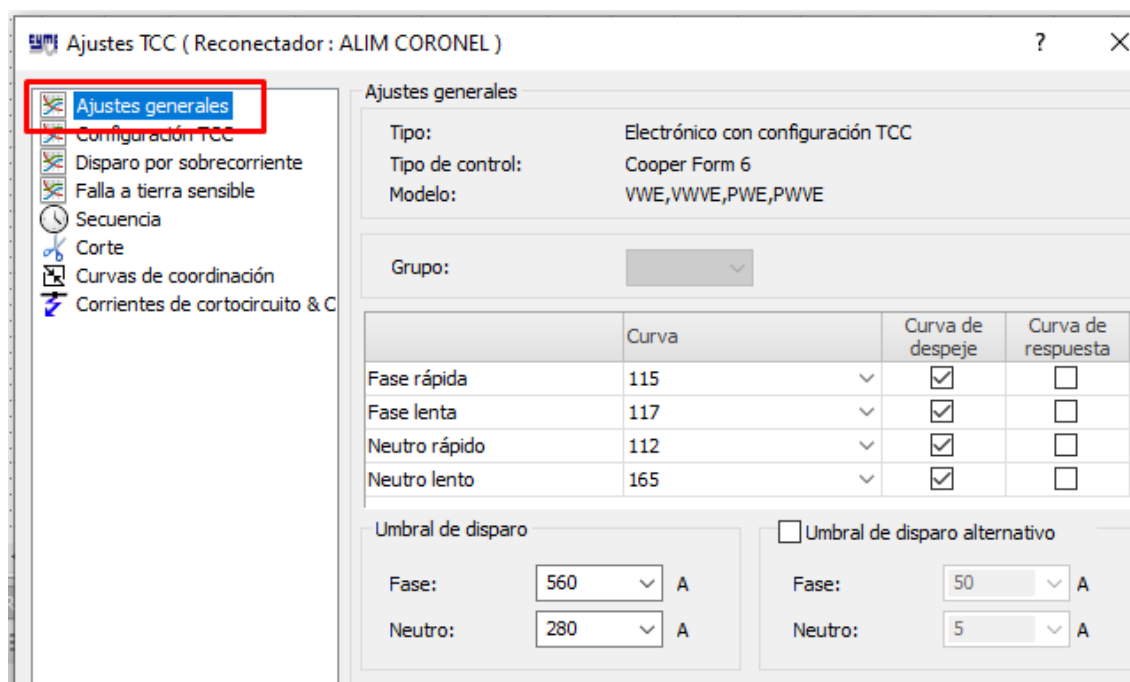


Ilustración 80. Ajustes Generales Cymdist Reconector

El factor multiplicador de la configuración del cortocircuito en fase rápida es -1-.

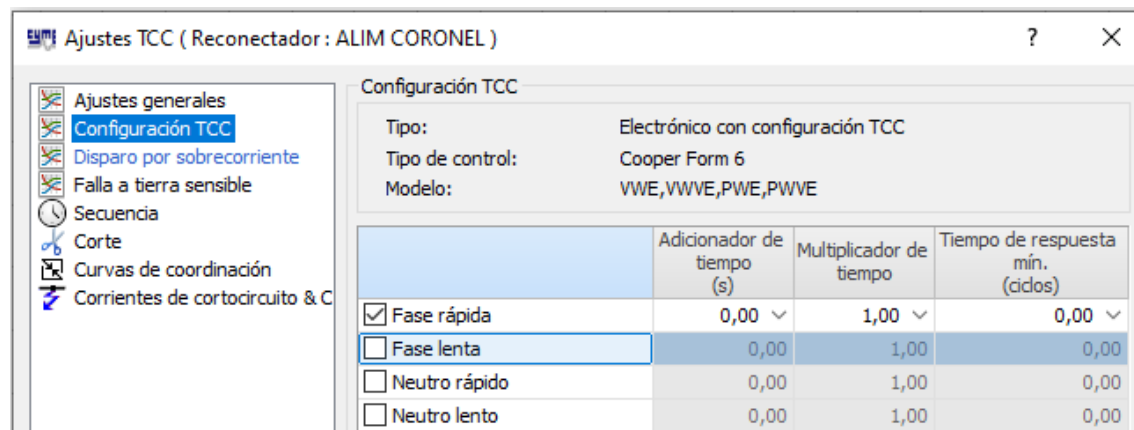


Ilustración 81. Configuración Cymdist Reconector

En el disparo de sobrecorriente ajustaremos el disparo para todas las alternativas: fase rápido, fase lento, neutro rápido y neutro lento habilitadas en los ajustes generales. Con un factor multiplicador de 9 y de retardo de disparo de 0,01 ciclos.

Cuando la corriente es 9 veces la nominal opera la protección instantánea o lenta.

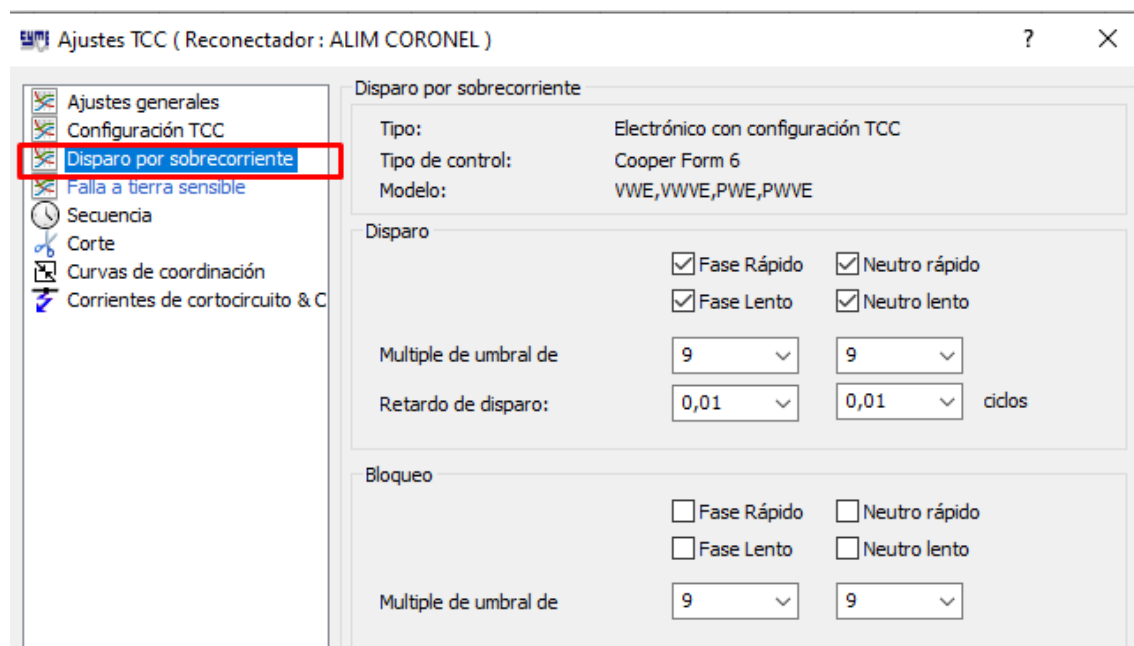


Ilustración 82. Disparo Sobrecorriente Cymdist Reconector

Si multiplicamos el factor (9) multiplicado por el valor de corriente pick-up 560 A resulta una corriente de disparo instantáneo de 5.040 A.

Para una falla a tierra sensible se ajustarán los parámetros con un umbral de disparo de 5 A y un retardo en el disparo de 30 segundos y con cantidad de -4- operaciones para bloqueo.

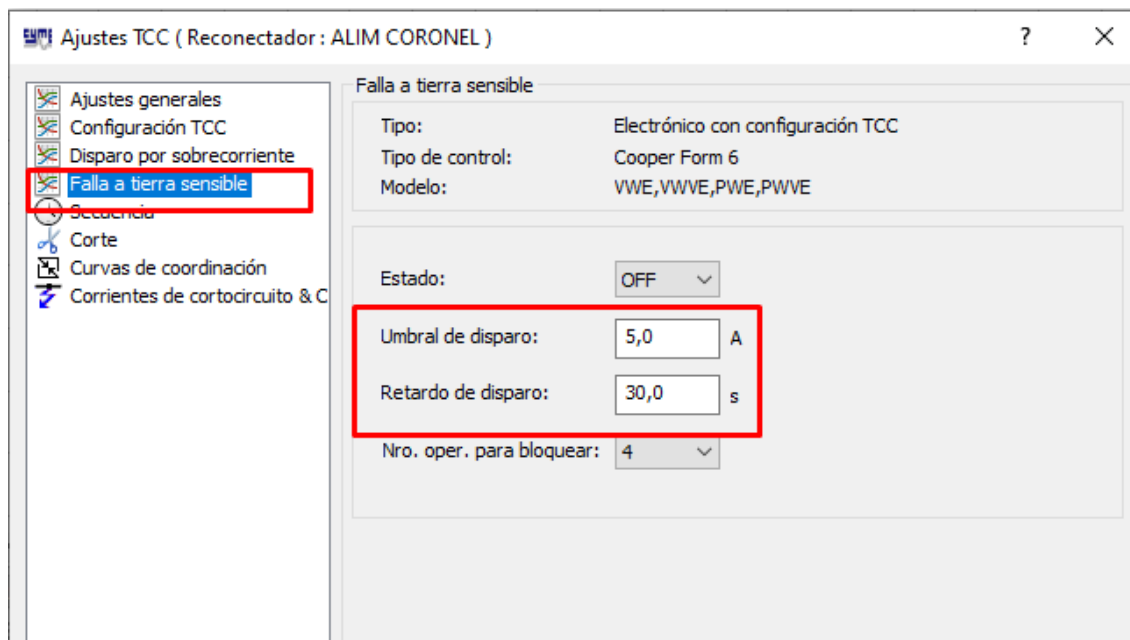


Ilustración 83. Falla a Tierra Cymdist Reconectador

La secuencia que usaremos en la reconexión de equipo será de 0,6 segundos para cada operación con un tiempo de reposición de 3 segundos.

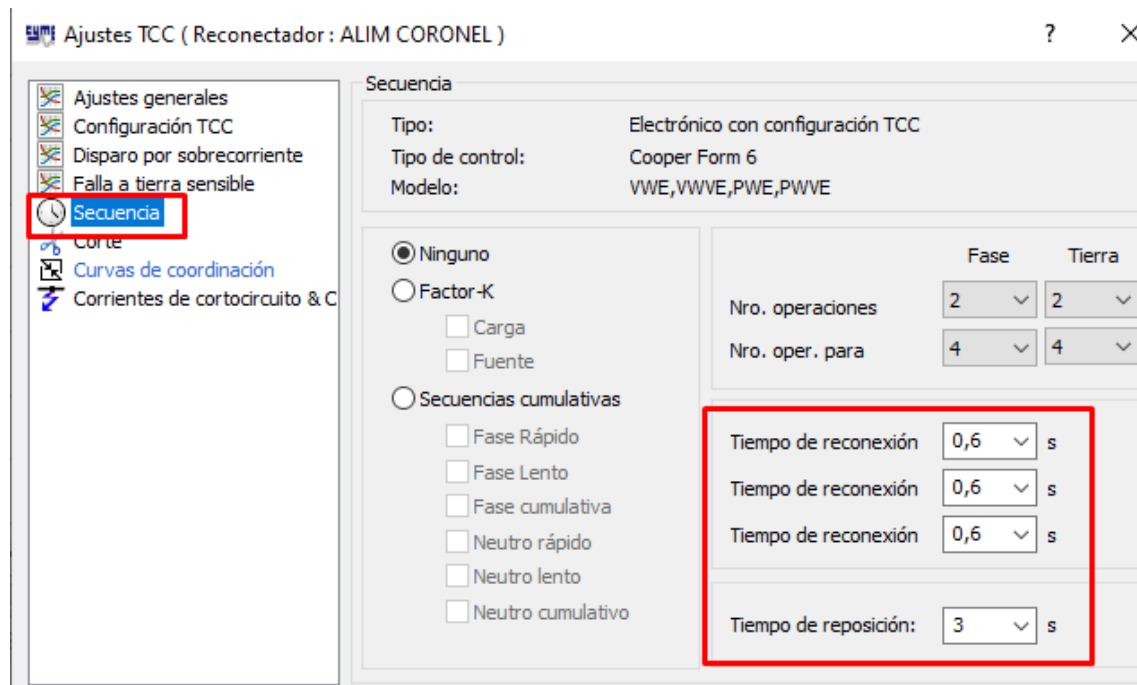


Ilustración 84. Secuencia Cymdist Reconectador

El equipo reconectador en la configuración del corte no se pondrán valores para este efecto.

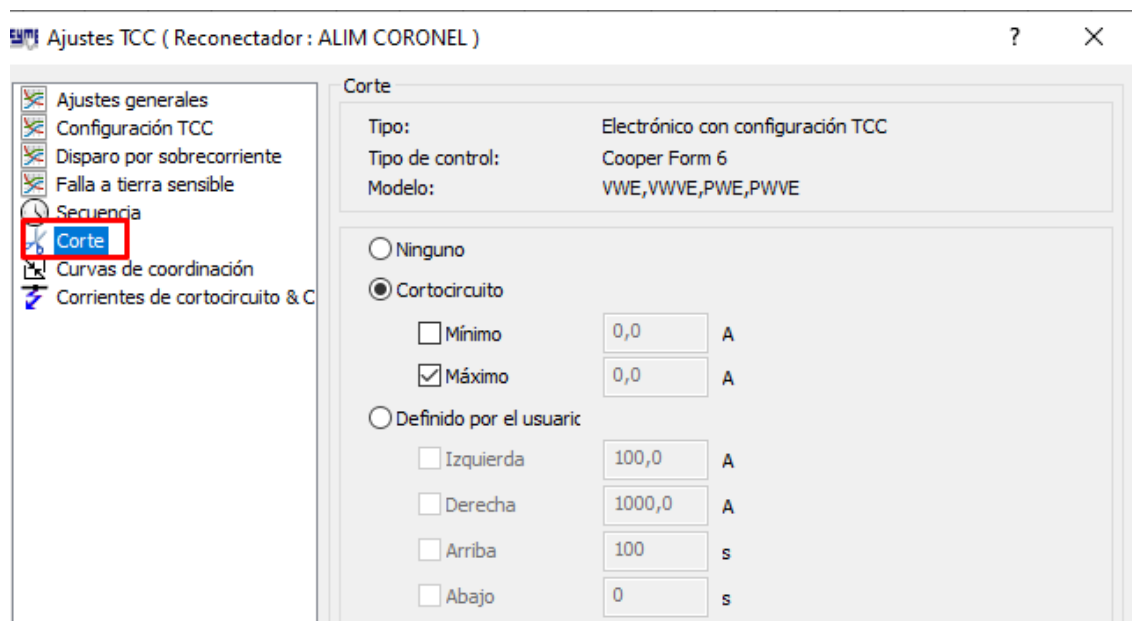


Ilustración 85. Ajuste Corte Cymdist Reconectador

Para las curvas de coordinación se ajustarán las curvas en fase rápida, lenta, neutro rápido y neutro lenta.

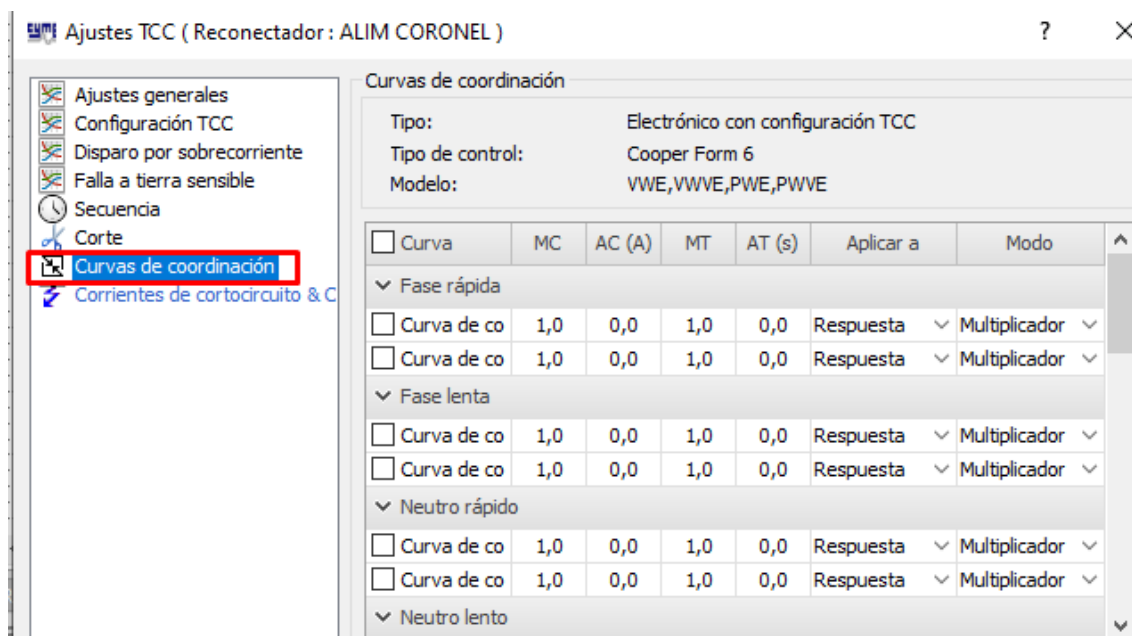


Ilustración 86. Curvas de coordinación Cymdist Reconectador

En las corrientes de cortocircuito elegiremos la curva R280-91-34, la cual tiene un comportamiento estándar para todos los reconectores de todas las subestaciones.

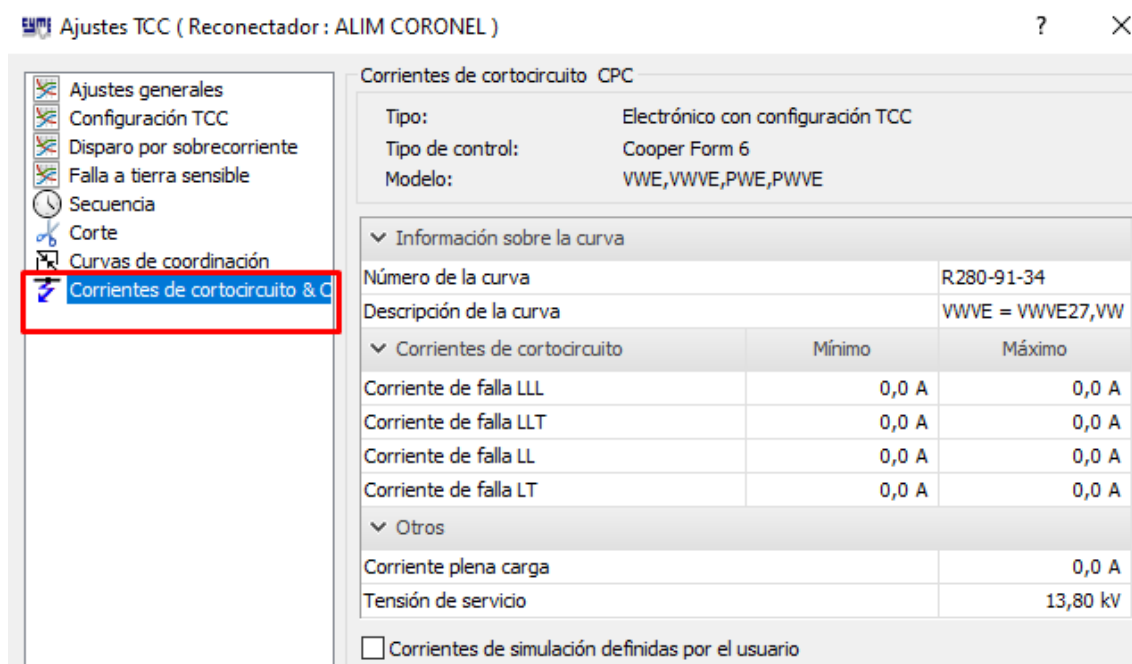


Ilustración 87. Corriente de corto Cymdist Reconectador

Procedemos a realizar la curva de protecciones para el equipo reconector para visualizar los ajustes realizados.

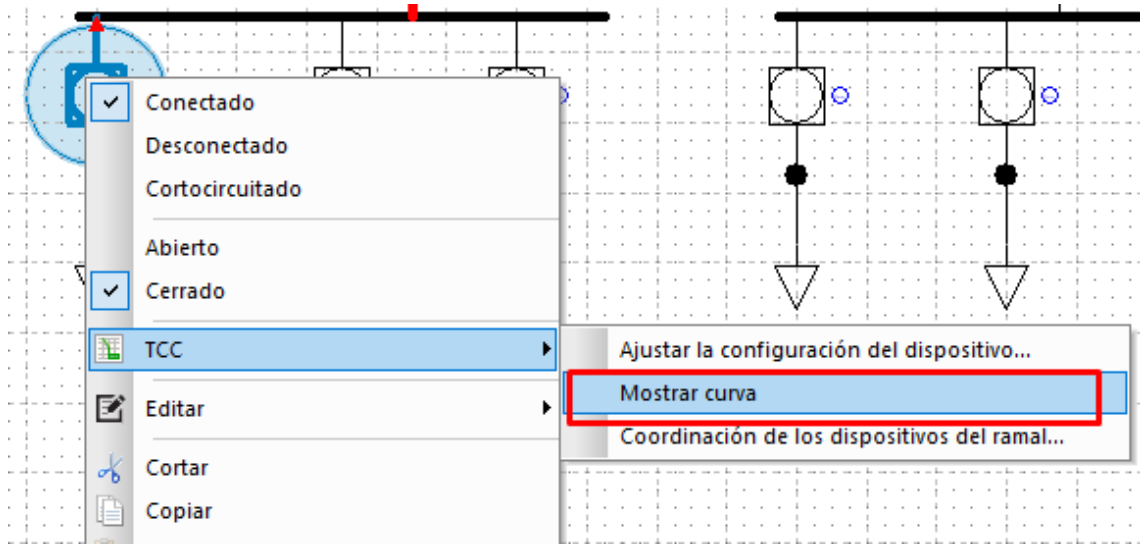


Ilustración 88. curva Cymdist Reconector

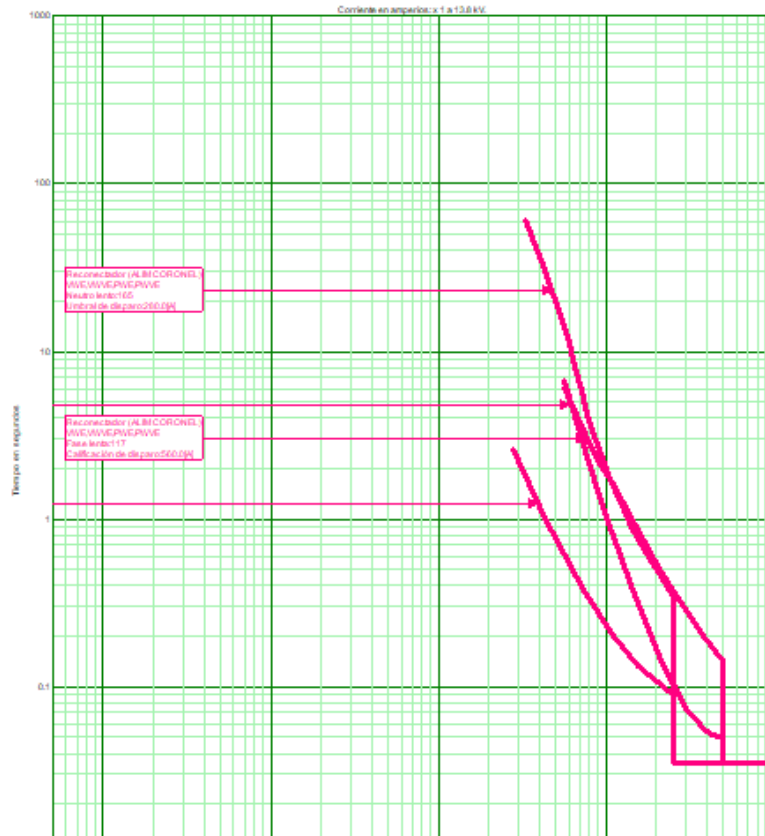


Ilustración 89. Gráfico Cymdist Reconector

Si deseamos verificar la coordinación aguas arriba de acuerdo al reajuste de este equipo lo verificamos mediante coordinación de los dispositivos del ramal.

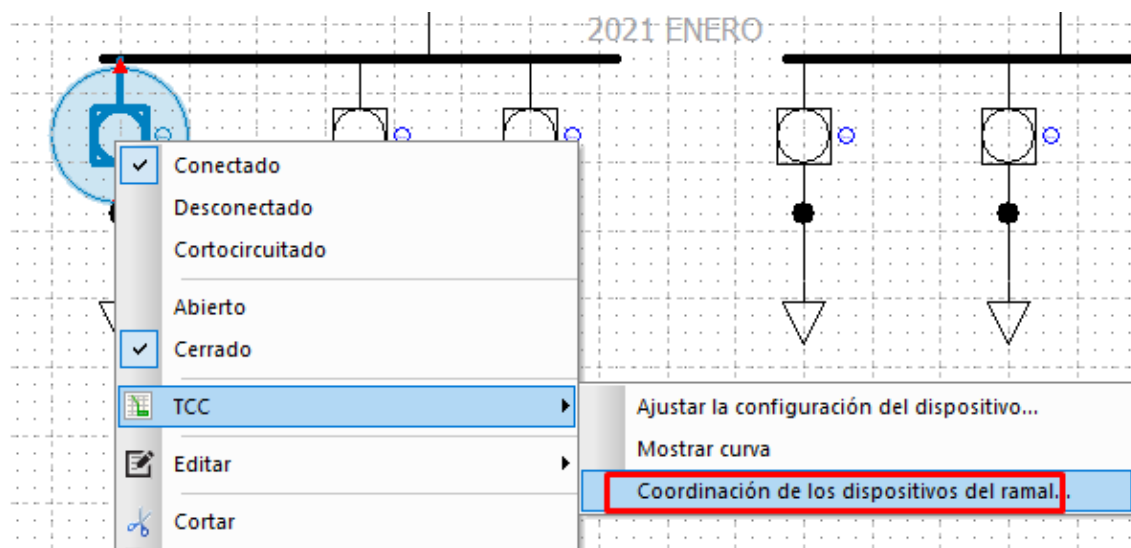


Ilustración 90. Coordinación ramal Cymdist Reconector

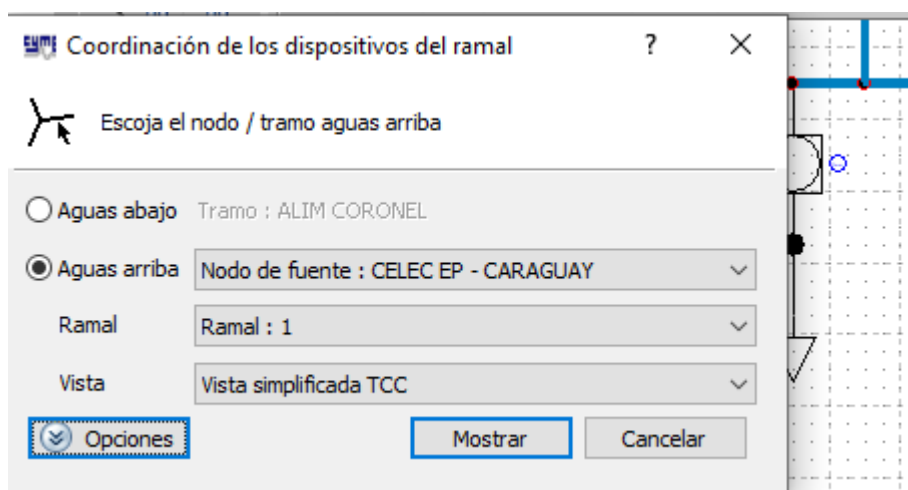


Ilustración 91. Coordinación aguas arriba Cymdist Reconector

Nota:

Los análisis de los reajustes realizados en este equipo reconector se realizará en los otros tres (3) re conectadores para que tengan una mismo estándar a nivel de cabecera de media tensión.

4.2 Análisis de resultados en Barra principal de 13.8 kV

La barra principal de media tensión de la subestación será un equipo en el cual para tema de ajustes de protecciones lo consideraremos como una herramienta para verificar los resultados aguas arriba con los equipos tales como: Transformador de poder, Interruptor de 69 kV GCB, y Fusible 69 kV. A continuación, observamos los parámetros informativos de la barra principal de media tensión.

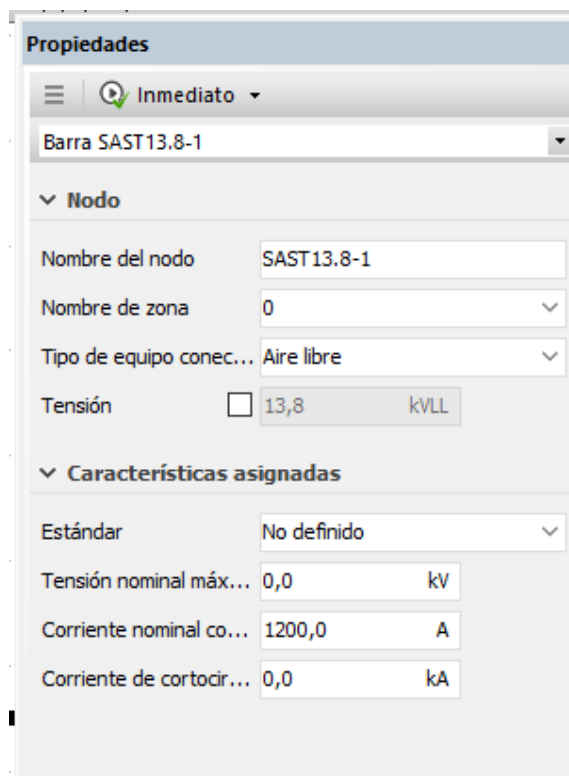


Ilustración 92. Datos Cymdist Barra Principal 13.8 kV

Para validar los reajustes ejecutados aguas arriba observaremos y escogeremos la secuencia de operaciones.

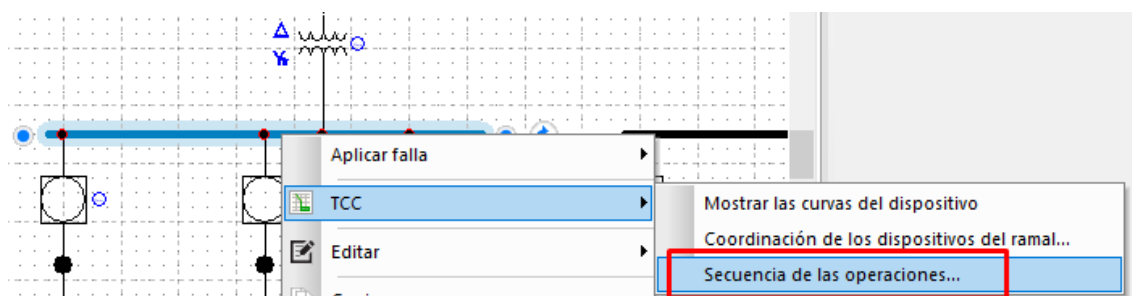


Ilustración 93. Ajuste secuencia Cymdist Barra Principal 13.8 kV

Procederemos a simular una falla trifásica de línea de tipo permanente.

Secuencia de las operaciones

Parámetros Despliegue

Parámetros de cortocircuito

Parámetros: DEFAULT Editar...

Ubicación de la falla

Ubicación: Nodo SAST13.8-1

A: 50,0 % de la longitud del conductor

Tipo de falla

Tipo: LLL

Fase: ABC

Duración: Fallo permanente Fallo momentánea: 2,0 seg

Opciones

Desactivar la función de reconexión para relés y reconectores

Desactivar la protección instantánea para relés y reconectores

Ilustración 94. Simulación Falla Cymdist Barra Principal 13.8 kV

Al ejecutar la simulación se verificaron las secuencias de operación definidos donde el equipo Seccionador Portafusible de 69 kV protegió a los equipos Interruptor GCB y Transformador de Poder abriéndose en 1,28 segundos en presencia de una falla de 1695,2 A dejando el equipo Seccionador Portafusible en estado Abierto.

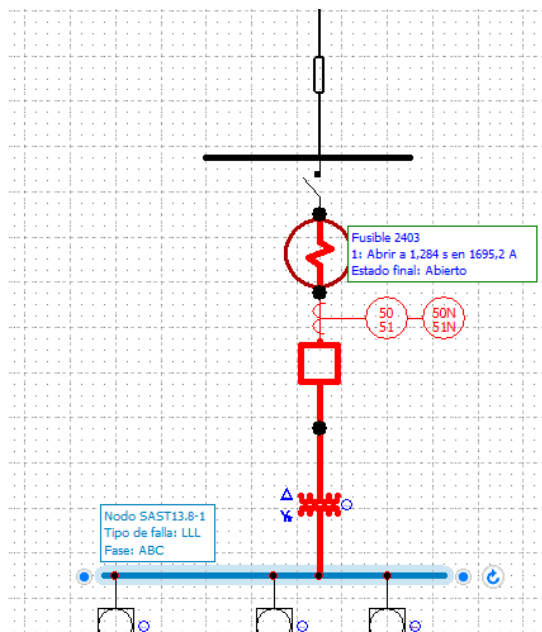


Ilustración 95. Resultados Falla Cymdist Barra Principal 13.8 kV

De acuerdo al reporte del software la corriente de falla midió 8.230,3 A.

Reportes										
Buscar										
	Secuencia	Tiempo (s)	Margen (s)	Evento	Tipo de dispositivo	Nombre	Falla detectada por	Elemento de disparo	Corriente de falla (A)	Corriente de falla en el dispositivo (A)
1	1	1,284	1,284	Abierto	Fusible	2403		Fase	8230,3	1695,2

Ilustración 96. Reporte Falla Cymdist Barra Principal 13.8 kV

4.3 Análisis de resultados en Curvas de Protecciones

Una vez definida las curvas para los equipos Seccionador Portafusible de 69 kV, Interruptor de 69 kV, Transformador de Poder y Reconectores de Media Tensión se visualizan las curvas en coordinación al esquema de protección implementado en la simulación bajo el software CYMTCC.

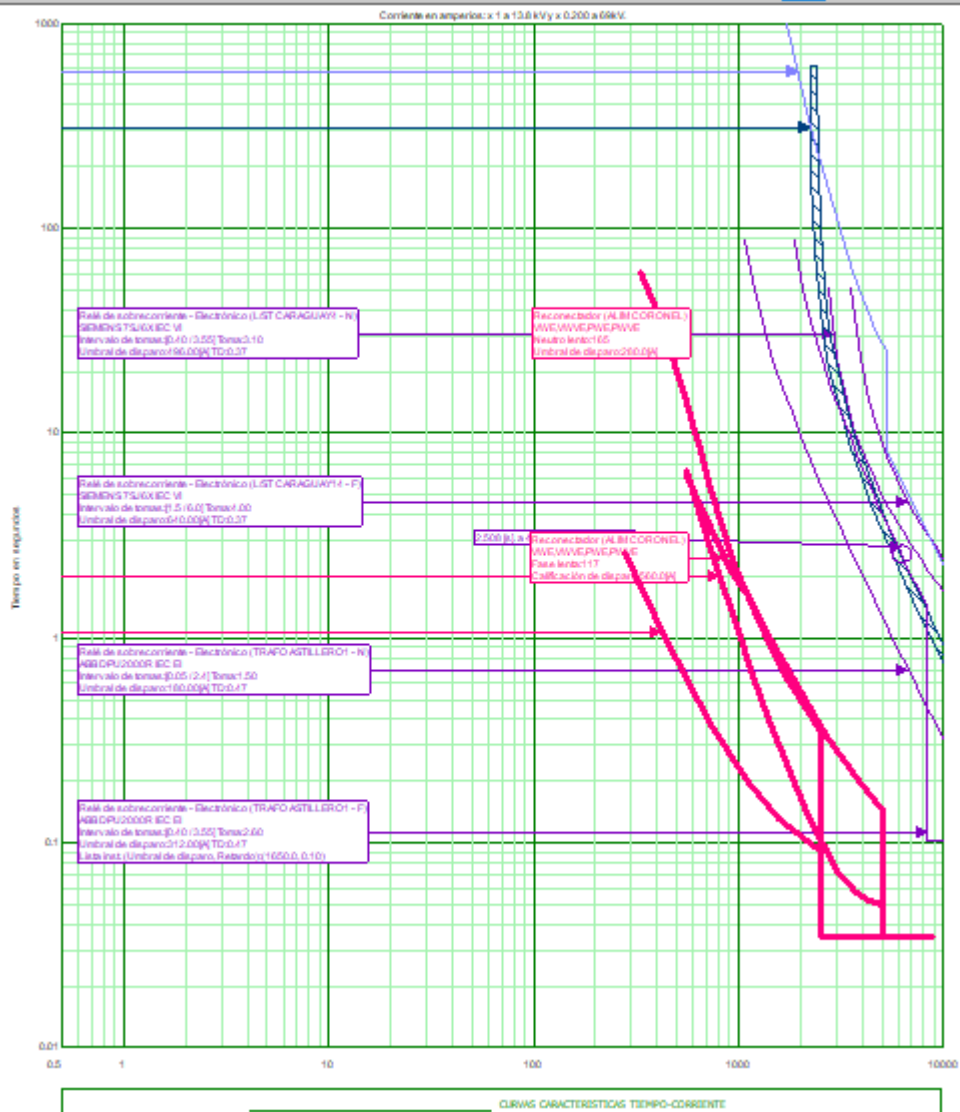


Ilustración 97. Grafica de curvas y coordinación de protecciones de los equipos en la subestación Astillero

La curva presentada será considerada para los 2 alimentadores adicionales.

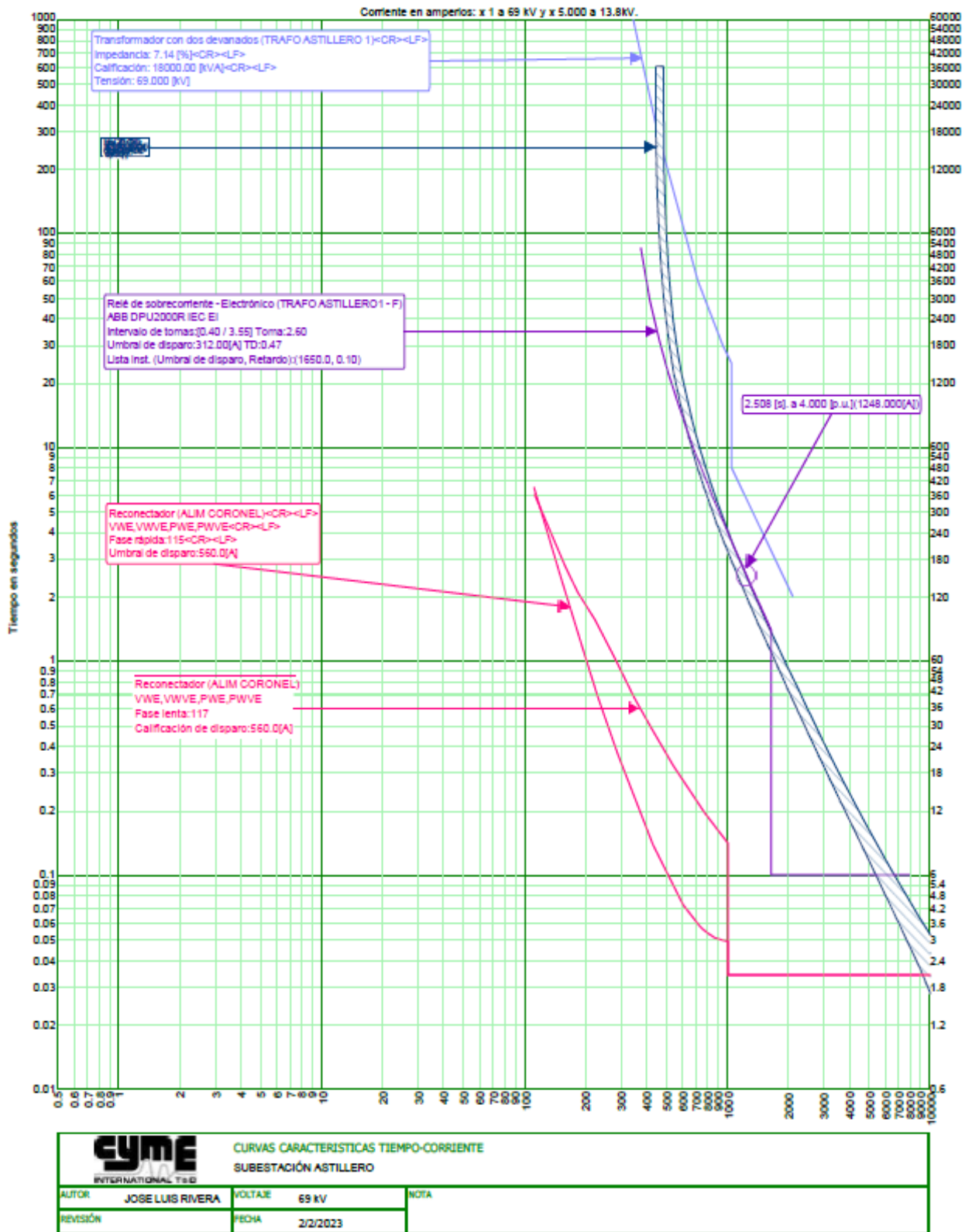


Ilustración 98. Coordinación General de protecciones de los equipos en la subestación

Astillero

CAPITULO 5

5.1 Conclusiones

- En el presente trabajo de titulación se evidenció mediante la utilización del software cymdist el estudio de cortocircuito y la coordinación de protecciones de los elementos, tales como el fusible de 69 kV, interruptor de 69 kV de la subestación Astillero con los tiempos considerados bajo el criterio más aproximados a la realidad de la empresa distribuidora de energía.
- En cumplimiento de la metodología aplicada se estableció el orden de coordinación de protecciones de acuerdo a cada elemento de la subestación desde el fusible de 69 kV, elemento de alto voltaje, hasta aguas abajo que eran los elementos de media tensión. La metodología se implementó de esta forma dado que la empresa distribuidora fija los valores de corrientes (pick-up, sobrecarga y operación) en los equipos de media tensión (reconectores) de acuerdo a la capacidad y dimensionamiento de cargas y homologación de subestaciones.
- Se realizó los ajustes correspondientes para cada equipo de protección y equipos de la subestación a satisfacción.
- Mediante este proyecto de titulación se observó las diferentes formas y comportamientos de configuraciones de equipos de la subestación Astillero característicos en un sector de la ciudad de Guayaquil.
- Los niveles de tensión de 69 kV y 13.8 kV fueron coordinados de forma tal que se respete el criterio de coordinación.

5.2 Recomendaciones

- Los equipos considerados en esta subestación pudieran ser simulados bajo la perspectiva de otro software de simulación para poder establecer alternativas de contingencia y comparar beneficios en los tiempos de ejecución.

- Los tiempos de coordinación entre cada dispositivo o equipo de protección de la subestación deben de ser contrastados con la realidad asumiendo que las curvas realizadas en este proyecto de titulación también guardan un tiempo adicional de accionamiento no considerado.

CAPITULO 6

6.1 Referencias bibliográficas

- [1] E. Ministerio de Energía y Recursos Naturales no Renovables, «Plan Maestro de Electricidad Situación Actual Del Sector Eléctrico», *Minist. Energía y Recur. Nat. no Renov.*, vol. 1, pp. 1-27, 2018, [En línea]. Disponible en: <https://www.recursosyenergia.gob.ec/wp-content/uploads/2020/01/2.-TRANSFORMACION-Y-SITUACION-ACTUAL-DEL-SECTOR-ELECTRICO.pdf>
- [2] A. CUEVAS CAMACHO y J. E. HERNANDEZ QUINTERO, «COORDINACION DE PROTECCIONES EN UN SISTEMA DE DISTRIBUCION», *Coord. Prot. EN UN Sist. Distrib.*, pp. 1-6, 2013, [En línea]. Disponible en: https://www.sistemamid.com/panel/uploads/biblioteca/2018-04-12_06-54-12143894.pdf
- [3] J. Leandro, S. Tello, P. Andrés, A. Marret, D. Fernando, y P. Guanoluisa, «MÉTODOS COMPUTARIZADOS APLICADOS A LA SUBESTACIÓN GUAYACANES», 2014, [En línea]. Disponible en: <http://www.dspace.espol.edu.ec/handle/123456789/25340>
- [4] L. A. Rivadeneira y V. Torres, «COORDINACIÓN DE LAS PROTECCIONES DE LA SUBESTACIÓN DE DISTRIBUCIÓN DEL SISTEMA DE GUAYAQUIL», p. 133, 2016, [En línea]. Disponible en: [https://www.dspace.espol.edu.ec/bitstream/123456789/10788/1/Tesis Final.pdf](https://www.dspace.espol.edu.ec/bitstream/123456789/10788/1/Tesis%20Final.pdf)

- [5] D. O. Villalba, W. F. Llerena, J. Abraham, y L. Sánchez, «DISEÑO E IMPLEMENTACIÓN DE UNA HOJA DE CÁLCULO PARA EFECTUAR LA COORDINACIÓN DE PROTECCIONES ELÉCTRICAS EN MEDIO VOLTAJE Diego Ortiz Villalba, Washington Freire Llerena, Jorge Abraham Lara Sánchez Universidad de las Fuerzas Armadas ESPE, Latacunga, Ecuador», pp. 1-7.
- [6] A. M. Marín Velasteguí, «Estudio y coordinación de protecciones de sobrecorriente del Sistema Eléctrico de Petroproducción utilizando relés digitales», *QUITO/EPN/2003*, vol. 7, n.º 1, pp. 37-72, 2003, [En línea]. Disponible en: <https://bibdigital.epn.edu.ec/handle/15000/6636>
- [7] COES SINAC, «Criterios de ajuste y coordinación del SEIN», pp. 1-87, 2008.
- [8] W. Tomasi, *Electronic Communications Systems: Fundamentals Through Advanced*. 2003. [En línea]. Disponible en: <http://books.google.com/books?id=WxIfAQAAIAAJ&pgis=1>
- [9] J. A. Morales Vallejo, «Coordinación de Protecciones en Sistemas de Distribución con Generación Distribuida.», *Esc. Super. Ing. Mecánica y Eléctrica - Dep. Ing. Eléctrica*, p. 93, 2007, [En línea]. Disponible en: [https://sepielectrica.esimez.ipn.mx/Tesis/2007/Coordinacion De Protecciones En Sistemas De Distribucion Con Generacion Distribuida.pdf](https://sepielectrica.esimez.ipn.mx/Tesis/2007/Coordinacion%20De%20Protecciones%20En%20Sistemas%20De%20Distribucion%20Con%20Generacion%20Distribuida.pdf)
- [10] J. C. Barrantes Quesada, «Estudio de cortocircuito y coordinación de protecciones en CVG ALUNASA.», 2014.
- [11] E. Sector Electricidad, «Sector Electricidad», 2018. <https://www.sectorelectricidad.com/20135/seccionadores/> (accedido 8 de marzo de 2023).

- [12] M. P. Soto Asanza, M. E. Lucero Tenorio, y A. D. Ramírez De la Cruz, «ESTUDIO DE COORDINACIÓN DE LAS PROTECCIONES EN BASE A HERRAMIENTAS COMPUTACIONALES APLICABLE A LA SUBESTACIÓN ELÉCTRICA PUERTO SANTA ANA», *Esc. Super. POLITÉCNICA DEL LITORAL*, p. 125, 2013.
- [13] Electrowerke, «Pararrayos de Subestación», 2016. <https://www.electrowerke.com.pe/productos/alta-tension/pararrayos/pararrayos-de-subestacion/> (accedido 8 de marzo de 2023).
- [14] S&C Electric company, «Fusibles de Potencia SMD® para Transmisión en Exteriores», 2021. <https://www.sandc.com/es/productos-y-servicios/productos/fusibles-de-potencia-smd-transmision-en-exteriores/> (accedido 8 de marzo de 2023).
- [15] ABB, «Interruptores de Alta Tensión: Nuevas tecnologías para el desarrollo sostenible», *Power Product. a better world*, p. 38, 2015.
- [16] Fundacion endesa, «El transformador eléctrico», 2019. <https://www.fundacionendesa.org/es/educacion/endesa-educa/recursos/corrientes-alternas-con-un-transformador-electrico> (accedido 9 de marzo de 2023).
- [17] E. O. GARCÍA VÉLEZ y C. O. GASPAR ESPAÑA, «Diagnóstico y Mantenimiento de transformadores de Gran potencia en aceite (Aplicado a un transformador de 160MVA, 13,8kV/138kV de la Central Térmica Trinitaria)», *Univ. POLITÉCNICA Sales. SEDE GUAYAQUIL*, 2010, Accedido: 9 de marzo de 2023. [En línea]. Disponible en: <https://dspace.ups.edu.ec/bitstream/123456789/2109/14/UPS-GT000148.pdf>
- [18] M. Tosatado, «Estaciones y subestaciones transformadoras». <http://www.mailxmail.com/curso-estaciones-energia/estaciones-transformador-potencia-sumergido-aceite> (accedido 9 de marzo de 2023).
- [19] M. HERNANDEZ, «SECCIONADORES TIPO CUCHILLA», 2021.

- <http://grupo2tecnologiasenacodensa.blogspot.com/2011/05> (accedido 9 de marzo de 2023).
- [20] Cooper Industries, «Reconectores tipos VWE y VWVE. Instrucciones de mantenimiento». p. 2021.
- [21] Eaton Corporation, «Medium-voltage power distribution & control systems». <https://www.eaton.com/us/en-us/products/medium-voltage-power-distribution-control-systems.html> (accedido 9 de marzo de 2023).
- [22] P. Concha, «TRANSFORMADORES», 2021. <http://patricioconcha.ubb.cl/transformadores/default.htm> (accedido 9 de marzo de 2023).
- [23] F. A. Molina Ledesma, «Selección de un Equipo de Protección y Seccionamiento en SF6 (GIS) para un Transformador de Potencia de 2.5MVA - 69/13.8KV», pp. 1-14, 2017.
- [24] F. M. Llive Tingo, «Análisis técnico-económico de la funcionalidad de los servicios auxiliares en subestaciones del Sistema Nacional de Transmisión», 2001, [En línea]. Disponible en: <http://bibdigital.epn.edu.ec/handle/15000/6041>
- [25] J. Heredia y M. Ortiz, «Implementación De Estrategias De Mantenimiento Preventivo Basado En La Disponibilidad De Los Equipos De Hospital Pediátrico Alfonso Villagómez Román De La Ciudad De Riobamba», p. 122, 2017, [En línea]. Disponible en: <http://dspace.esPOCH.edu.ec/bitstream/123456789/8039/1/25T00316.pdf>
- [26] E. p. R. E. S. Eprecsa, «Newark AN avnet Company», 2021. <https://www.newark.com/es/flir/flir-t660/thermal-imager-25-x-19deg-25cm/dp/66Y6973> (accedido 9 de marzo de 2023).
- [27] J. Garzón, «SISTEMA DE PUESTA A TIERRA EN SUBESTACIONES», 2021.

- <https://prezi.com/nbeqivc5ubhj/sistema-de-puesta-a-tierra-en-subestaciones/?frame=0ef634dba3d4f27de6add9f7c5b8b89ca8baae96> (accedido 9 de marzo de 2023).
- [28] FLUKE Corporation, «Resistencia de puesta a tierra», 2017, [En línea]. Disponible en: https://dam-assets.fluke.com.cn/s3fs-public/9902802_ENG_A_W.PDF
- [29] L. Hoppe y H. Antonio, «Diseño de un Sistema de Medición y Calidad de Energía mediante el software Sentron Powermanager para un edificio inteligente», *Univ. católica santiago guayaquil*, 2021, [En línea]. Disponible en: <http://repositorio.ucsg.edu.ec/bitstream/3317/16219/1/T-UCSG-PRE-TEC-IEM-262.pdf>
- [30] A. Guerrero y D. Antonio, «DISEÑO DE SISTEMA PARA LA GESTIÓN DE LA EMPRESA ELÉCTRICA REGIONAL DEL SUR S.A.», *Univ. POLITÉCNICA Sales.*, 2013, [En línea]. Disponible en: <https://dspace.ups.edu.ec/bitstream/123456789/4333/1/UPS-CT002624.pdf>
- [31] J. P. Gallego Londoño, O. D. Montoya Giraldo, R. A. Hincapié Isaza, y M. Granada Echeverri, «Ubicación óptima de reconectores y fusibles en sistemas de distribución», 2016. http://www.scielo.org.co/scielo.php?script=sci_arttext&pid=S1692-17982016000200002 (accedido 9 de marzo de 2023).
- [32] R. D. NAVAS LECHÓN, «ESTUDIO DE COORDINACIÓN DE PROTECCIONES DE LOS ALIMENTADORES PRIMARIOS DE LA SUBESTACIÓN SAN AGUSTÍN Y CREACIÓN DE UN MANUAL DE PROCEDIMIENTOS EMPLEANDO LA METODOLOGÍA APLICADA EN EMELNORTE», *Esc. Politécnica Nac.*, 2017, [En línea]. Disponible en: <https://bibdigital.epn.edu.ec/bitstream/15000/18978/1/CD-8374.pdf>
- [33] A. Rela, *Electricidad y Electrónica*. 2010. [En línea]. Disponible en:

<http://www.bnm.me.gov.ar/giga1/documentos/EL002056.pdf>

[34] R. D. Andrade Puma, «COORDINACIÓN DE PROTECCIONES DE LOS ALIMENTADORES DE LA SUBESTACIÓN AJAVÍ APLICANDO LA METODOLOGÍA DE LA EMPRESA ELÉCTRICA REGIONAL NORTE S.A. (EMELNORTE)», *Univ. TÉCNICA DEL NORTE*, 2019.

[35] Sector electricidad, «Reconectores», 2017.
<https://www.sectorelectricidad.com/19183/reconectores/> (accedido 9 de marzo de 2023).

ANEXOS

